МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
АППАРАТ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК, АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ПАО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА, ПАО «ТАИФ»
ПАО «ТАТНЕФТЕХИМИНВЕСТ-ХОЛДИНГ», ЗАО «НЕФТЕКОНСОРЦИУМ»
ТАТАРСТАНСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ЦКР РОСНЕДР ПО УВС
ПАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»

ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

2 – 3 СЕНТЯБРЯ 2015 ГОДА

Материалы Международной
научно-практической конференции



Казань
Издательство «Ихлас»
2015

УДК 622.32
ББК 65.304.13
О75

Научные редакторы:
доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН РТ **Р.Х. Муслимов**
доктор физико-математических наук, профессор, президент АН РТ **М.Х. Салахов**

Редакционная коллегия:
Р.К. Сабиров – кандидат химических наук
Р.С. Хисамов – профессор, доктор геолого-минералогических наук
Н.С. Гатиятуллин – доктор геолого-минералогических наук
А.Н. Шакиров – доктор геолого-минералогических наук
Т.В. Гилязова
Г.В. Стинский – кандидат технических наук

Рецензенты:
И.Н. Плотникова – доктор геолого-минералогических наук, профессор
Н.Ю. Башкирцева – доктор технических наук, профессор

О75 **Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов**: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – 400 с.

Сборник включает материалы, представленные на Международную научно-практическую конференцию «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов», проводимую в Казани с 2 по 3 сентября 2015 г.

Мощнейший технический прогресс по освоению нетрадиционных углеводородов кардинально меняет ситуацию в нефтегазовом секторе и мировую конъюнктуру. Результатом этого является расширение диапазона объектов, перспективных для изучения и дальнейшей добычи углеводородов: тяжелой нефти, природных битумов, битумоносных песков, плотных нефте- газосодержащих пластов, нефтегазоносных сланцев. Исследования по нетрадиционным залежам углеводородов позволяют по-иному взглянуть на перспективы как длительно эксплуатируемых, так и новых месторождений традиционных УВ.

Успехи США в исследовании и освоении плотных пород, ранее считавшихся непроницаемыми, позволяют наращивать углеводородные ресурсы за счет снижения кондиционных значений параметров пород-коллекторов эксплуатируемых объектов, построения принципиально новых геолого-гидродинамических моделей, а также исследования плотных пород по всему разрезу осадочного чехла действующих и новых месторождений.

Подходы к освоению залежей трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов иные, чем при освоении традиционных месторождений со значительной долей активных запасов нефти. Здесь потребуются дополнительные усилия и средства. Усложнение геологических условий повышает себестоимость добычи такой нефти за счет внедрения более сложных и дорогих МУН. Поэтому дальнейшее развитие должно опираться на инновационное проектирование разработки, при практическом применении которого необходимо создание правил, стандартов и других регулирующих документов.

Сборник предназначен для широкого круга специалистов нефтяной и газовой отраслей, а также преподавателей, аспирантов и студентов высших и средних учебных заведений соответствующих специальностей.

ISBN 978-5-906701-61-9
© Академия наук РТ, 2015



Приветствие Президента Республики Татарстан Р.Н. Минниханова участникам Международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов»

От имени Республики Татарстан приветствую участников, зарубежных партнеров Международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов», проводимой в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума 2015 года.

Тема конференции, представленные доклады имеют большое научное и практическое значение для нефтяной промышленности Российской Федерации, поскольку они связаны с перспективной сырьевой базой углеводородов нашей страны. В настоящее время качество остаточных запасов нефти неуклонно ухудшается ввиду опережающей выработки активных запасов, роста доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных видов углеводородов. Значительный интерес крупных отечественных и зарубежных нефтяных компаний к тематике конференции связан, прежде всего, с высокой перспективностью вовлечения их в разработку в традиционных нефтедобывающих регионах с развитой инфраструктурой. Решение этой задачи возможно в результате разработки комплекса принципиально новых технологий нефтедобычи путем объединения усилий представителей научных организаций, нефтяных компаний, смежных промышленных предприятий. Опыт ПАО «Татнефть» по разработке и промышленному внедрению технологий добычи сверхвязких нефтей свидетельствует о том, что благодаря внедрению инноваций трудноизвлекаемые запасы становятся эффективным ресурсом повышения нефтедобычи и приращения сырьевой базы в регионах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Уверен в том, что конструктивный обмен мнениями, предложения и рекомендации участников конференции будут востребованы на практике, найдут свое внедрение в производственной деятельности нефтяных компаний.

Желаю участникам конференции плодотворной работы и успешной реализации новых совместных проектов.

Президент Республики Татарстан Р.Н. Минниханов

БОЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

С.Н. Закиров[1], Р.Х. Муслимов[2], И.М. Индрупский[1], Э.С. Закиров[1], С.А. Смоляк[3], М.С. Розман[4], Ю.А. Волков[5], Д.П. Аникеев[1], Д.А. Дубровский[6], М.Н. Баганова[1], Т.Н. Цаган-Манджиев[1]

[1]ИПНГ РАН, [2]КФУ, [3]ЦЭМИ РАН, [4]ИНЭИ РАН, [5]ООО «ЦСМРнефть», [6]ООО «ГПБ Нефтегаз Сервисиз Б.В.»

E-mail: ezakirov@ogri.ru

Любой дом строится по проекту. Если проект плохой, то он рушится. О самолетах, спутниках и ракетах говорить не приходится. Но почему-то частенько они стали падать. Каждому ясно – огрехи в проектах. Плюс непрофессионализм.

Месторождения нефти и газа никуда не падают. Но все равно они разрабатываются на основе утвержденных проектных документов. Недоступность месторождений для лицезрения не есть основание для утверждений:

– месторождения нефти и газа в стране разрабатываются хорошо потому, что проекты на разработку отличны.

К сожалению, все с точностью до наоборот. Об этом говорят публикации профессионалов, включая и наши [1]. Нет реакции со стороны властных структур. Поэтому головную боль о недрах России мы выносим на данную конференцию.

* * *

Путь к проекту разработки начинается с подсчета запасов нефти и газа с последующим утверждением их в ГКЗ МПР. На утвержденные запасы составляются проекты разработки, которые утверждаются в ЦКР Роснедра.

Так разумно заведено со времен Союза. Сегодня ГКЗ и ЦКР подвержены серьезному реформированию. Это касается как составов этих комиссий и руководящего аппарата, так и регламентирующих документов. С одной стороны, необходимость в изменениях давно назрела. С другой – в них не слишком прослеживается забота о рациональном недропользовании, об интересах государства, народа России.

Одно из ключевых нововведений – переход с 2016 г. на новую классификацию запасов. В силу ограниченности объема доклада нет возможности останавливаться на этой теме подробно. Тем более что это уже сделано авторами в предшествующих публикациях [2, 3]. Основной их вывод: принятие новой классификации не улучшит ситуацию в отечественном недропользовании. К сожалению, в этом нововведении методика подсчёта запасов основывается на устаревших, принципах.

До 2000 г. особенность методики подсчета запасов и проектирования разработки состояла в том, что она базировалась на докомпьютерных представлениях об абсолютном поровом пространстве (АПП) [4]. В 2000 г., в значительной степени по инициативе незабвенного Н.Н. Лисовского, в стране началась эпоха 3D компьютерного моделирования. Беда этой великой новации состояла в том, что концепция АПП была перенесена на методологию 3D компьютерного моделирования. Быстро выявились негативные последствия, что нашло отражение в докладе на расширенном заседании ЦКР 13 октября 2005 г. [4]. В этом же докладе была обоснована альтернативная концепция эффективного порового пространства (ЭПП), которая и была рекомендована ЦКР к повсеместному применению [5]. К сожалению, по разным причинам это решение ЦКР до сих пор не внедрено в нефтегазовом недропользовании страны.

* * *

Недостатки концепции АПП для подсчета запасов состоят в том, что и после вступления в эпоху 3D моделирования при подсчете запасов продолжают выделять так называемые коллекторы и неколлекторы. Запасы нефти и газа в коллекторах ставятся на Госбаланс страны с грифом – геологические запасы. Запасы в неколлекторах (низкопроницаемых, некондиционных коллекторах) не подсчитываются и не утверждаются. Они сразу рукотворно обнуляются. Как следствие, на Госбалансе стоят не геологические, а балансовые запасы. Ибо геологические запасы – это запасы в недрах с учетом углеводородов «до последней молекулы». Напомним, что и сегодня к неколлекторам нередко относят пласты, например, с проницаемостью 1 мД и менее. Такой волюнтаризм особо проявился в начавшуюся эпоху сланцевых нефти и газа, так как в США стали разрабатывать месторождения нефти с проницаемостью на несколько порядков менее 1 мД. Немалый потенциал некондиционных коллекторов на разрабатываемых месторождениях все чаще подтверждают и некоторые отечественные публикации [6, 7].

Беда не столько в этом. А в том, что методические документы предписывают «неколлекторы» не включать в 3D геологические модели., то есть все или почти все, создаваемые 3D геологические модели в стране являются дефектными, так как в них рукотворно искажается реальная геология месторождений. На что мы не имеем никакого права! Да, можно не зацикливаться на этом, если помнить, что балансовые запасы на Госбалансе меньше реальных, геологических. Но трагедия более серьезная. Она в том, что проницаемость, пористость, нефтегазонасыщенность «неколлекторов» обнуляется, то есть рукотворно искажаются в 3D гидродинамических моделях вертикальные

фильтрационные течения. Можно ли на дефектных 3D гидродинамических моделях обосновывать рациональные технологии разработки? К сожалению, метастазы концепции АПП давно распространились и на другие научные дисциплины нефтегазового недропользования.

Известна значимость геофизических исследований скважин (ГИС) для теории и практики разработки месторождений нефти и газа. Важная особенность у ГИС – их интерпретация базируется на петрофизических корреляционных зависимостях, определяемых в результате исследования кернов. До сего дня, благодаря концепции АПП, искомые петрофизические зависимости основываются на результатах массовых определений неинформативных значений коэффициентов абсолютной проницаемости по газу и открытой пористости (на сухих кернах!)

Согласно концепции ЭПП петрофизические зависимости необходимо строить по результатам определения реалистичных коэффициентов эффективной проницаемости и эффективной пористости. Зачем и почему? Да потому что и степень достоверности петрофизических зависимостей в рамках концепции ЭПП значимо выше, чем в концепции АПП [8, 9]. Тогда очевидно, что достоверность данных ГИС для построения 3D моделей станет на порядок выше. Кто-то от этого пострадает?

К сожалению, от невнедрения новых подходов и интерпретации данных ГИС в русле концепции ЭПП [10, 11] страдают не только авторы этих инноваций, но и наши недра.

* * *

Метастазы концепции АПП распространились и на подземную газогидродинамику. Учебники по этой дисциплине надо переписывать, так как даже простейшая формула Дюпюи выводится и записывается неверно. На самом деле она справедлива для вычисления дебита скважин по воде, добываемой из водоносного пласта. И вот эта (и другие) формула перенесена на дебит скважин по нефти, которая, в отличие от воды, сжимаема, газонасыщена, фильтруется не в абсолютном, а в эффективном поровом пространстве. И т.д.

Главный удар докомпьютерная методология нанесла по технологиям разработки месторождений нефти и газа.

Во-первых, это проявилось в отмеченной уже некондиционности создаваемых 3D газогидродинамических моделей продуктивных пластов. Дефектность этих моделей в том, что в них искусственно искажались обменные процессы вдоль вертикальной координаты.

Во-вторых, все создаваемые 3D компьютерные модели рано или поздно подвергаются процедуре адаптации. Однако, если исходная модель ущербна, то процедура адаптации может только еще более ее исказить. Это очевидно.

В-третьих, искаженные, по сути, 3D компьютерные модели ограничивают возможности поиска и обоснования новых технологий разработки. С другой стороны, искаженность 3D моделей приводит, даже применительно к традиционным технологиям, к нелучшим прогнозным решениям. Для подтверждения сказанного приведем лишь два примера.

Первый. Отказ от идеи непроницаемости «неколлекторов» позволил обосновать новую технологию вертикально-латерального заводнения. Это когда забои добывающих и нагнетательных скважин разносятся не только по латерали, но и по вертикали [8]. Или – горизонтальные стволы добывающих и нагнетательных скважин.

В отечестве практически нет интереса к такой технологии. А вот в Казахстане на уникальном Карачаганакском месторождении успешно реализовали технологию вертикально-латерального сайклинг-процесса [12], правда без ссылок на автора.

Второй. На месторождениях нефти часто встречаются линзовидные коллекторы. Это когда учитываются запасы в линзе, а игнорируются запасы нефти в окружающих «неколлекторах». Исследования показали, что заводнять линзу не следует. А целесообразна технология заводнения «неколлекторов» на основе горизонтальных нагнетательных скважин. Тогда КИН может составлять и 200 и 300% при отнесении объемов добытой нефти к балансовым запасам самой линзы. Это вследствие активизации забалансовых запасов в неколлекторах [8].

Другими словами, концепция ЭПП позволила создавать новые технологии разработки, которые в принципе не могли родиться при следовании концепции АПП. Самое интересное в том, что концепция ЭПП заставила авторов создавать новые технологии исследования скважин и пластов [8]. Так, «вынужденно» родилась технология 3D гидропрослушивания пласта, успешно реализованная, например, на Памятно-Сасовском месторождении. Это означает, что появился инструмент для насыщения 3D моделей пластов информацией о степени сообщаемости вдоль вертикальной координаты.

Да, компьютерные алгоритмы сегодня могут успешно решать задачи прогнозирования показателей разработки. Однако обратные задачи при адаптации 3D моделей к фактическим данным разработки решаются практически вручную. Не говоря о задачах оптимизации, регулирования разработки. То есть проявляется субъективизм. И это при наличии отечественных алгоритмов и программ, основанных на современных методах теории оптимального управления [13; 14]. Удивительно то, что и сами авторы редко когда могут использовать свои программы. Основная причина – низкий уровень контроля за разработкой и наличие на месторождениях нефти и газа немалого числа негерметичных скважин [15]. А стране в недалеком будущем предстоит ликвидировать более 150000 скважин. Ликвидированные же скважины должны быть герметичны на века. Но никто этим не озабочен.

* * *

Все проектные документы завершаются экономическими расчетами. А методология этих расчетов осталась на уровне прошлого века.

Единственным критерием оценки вариантов разработки сегодня является расчет их технико-экономических показателей с точки зрения выгоды недропользователя. Это то, что в экономике носит название коммерческой эффективности проекта. При этом забывается очевидная истина, зафиксированная в Конституции и законе «О Недрах»: собственник ресурсов Недр – Народ России. И государство как его представитель (управляющий) должно оценивать разработку месторождений с позиций его (Народа) интересов.

Такой подход давно известен и называется оценкой общественной эффективности [16, 17]. Он широко используется в развитых странах при оценке проектов со значимыми социальными и/или экологическими эффектами. Соответствующий количественный критерий показывает в условно-денежном выражении полезность проекта для общества в целом. С учетом прямых и косвенных экономических, а также социальных, экологических и др. последствий. Остается изумляться, что расчет общественной эффективности до сих пор не нашел никакого внедрения в государственном регулировании нефтегазового недропользования. Как и другие, давно опубликованные критерии для выбора рациональных, с точки зрения общества, вариантов разработки, например [16, 18, 19].

Оптимальное балансирование общественной, коммерческой и бюджетной (отражающей краткосрочные интересы государства) эффективности проекта создает научно обоснованную базу для принятия решений в отношении целесообразного срока разработки, реально достижимых коэффициентов нефте-, газо- и конденсатотдачи, необходимости налоговых субсидий и льгот и т.д. [3]. Это взамен сегодняшним ущербным методическим подходам, учитывающим лишь рентабельность проекта с позиции интересов недропользователя. Тем более что в разрабатываемых методических документах ГКЗ уже предлагается на их основе утверждать величину извлекаемых запасов, необходимость ввода залежей в разработку и др. ключевые долгосрочные проектные решения [20]. Притом что опыт последнего полугодия в очередной раз показывает, что исходные ценовые показатели могут претерпевать кратные колебания в течение нескольких месяцев. Иными словами, государственное регулирование недропользования ставится в зависимость от коньюнктурно зависимых интересов коммерческих компаний. Как в таких условиях рассчитывать на внедрение инноваций в отрасли?

В связи с вопросами экономики нельзя обойти вниманием и проблему удельных нормативов капитальных и эксплуатационных затрат. Не секрет, что сегодня все компании стремятся их завысить с целью получения налоговых преференций. Да и фактические их значения содержат в себе немалую коррупционную и монопольную составляющую [21]. Возможность же их экспертирования фактически отсутствует, так как нет соответствующих требований к детальному обоснованию нормативов затрат в проектных документах. Поэтому необходимым шагом является восстановление проводившихся во времена Союза государственных научных исследований по обоснованию единой, регулярно обновляемой базы нормативов удельных затрат в нефтегазовой отрасли. С учетом региональной и технологической специфики проектов. Эти нормативы должны стать обязательными к применению во всех проектных расчетах, представляемых в ГКЗ и ЦКР.

* * *

Значимость затрагиваемых проблем проиллюстрируем лишь на одном примере. Речь идет о вводимых в разработку ачимовских пластах Уренгойского месторождения. В обстоятельной публикации [22] авторы на основе 3D секторного моделирования и традиционных технико-экономических расчетов приходят к выводу о нецелесообразности реализации здесь сайклинг-процесса.

Принятые для секторной модели исходные данные следующие: глубина залегания – 3600 м, толщина пласта – 56 м, проницаемость – 1 мД, пористость – 0,157, газонасыщенность – 0,601, пластовое давление – 600 ат, пластовая температура – 108°С, содержание конденсата в пластовом газе – 380 г/м^3, давление начала конденсации – 485 ат, коэффициент извлечения конденсата при режиме истощения (до 1 ат) – 46,3%.

Пример с ачимовскими залежами (АЗ) в пределах Уренгойского месторождения не случаен. Так как это – национальное достояние, достояние народа России. Ибо запасы газа здесь составляют 3 трлн м^3, а конденсата – 1 млрд т. Известно, что 1 тонна конденсата по выходу бензиновых фракций эквивалентна 2–3 тоннам обычной нефти. Или, возможно, 5 тоннам высоковязкой нефти (ВВН) или 10 тоннам битуминозной нефти (БН).

Такое сопоставление дается потому, что будущее, например, Республики Татарстан сильно привязывается к ВВН и БН. На этом фоне затруднительно согласиться с утвержденной ранее Техсхемой разработки в режиме истощения, а также с доказательством нерентабельности сайклинг-процесса в [22]. Приведем возражения касательно лишь рассматриваемого народного достояния.

На секторной модели, скорее всего, некорректно учтены инфраструктурные затраты с точки зрения всех ачимовских отложений. Тем более что большая часть инфраструктуры уже существует на материнском Уренгойском месторождении. Поэтому ссылки на приуроченность АЗ к полярному региону не убедительны.

Существующая практика утверждения КИК при достижении атмосферного давления давно изжила себя, а утвержденная величина КИК в 46,3% является виртуальной. Согласно печальному опыту разработки месторождения Вуктыл, КИК на АЗ в режиме истощения не превысит 25%, так как здесь не будет достигнуто давление забрасывания, как на Вуктыльском месторождении.

Таким образом, в недрах будет захоронено 750 млн т конденсата, или около 2 млрд т обычной нефти.

К сожалению, и 25% по конденсату, и утвержденный КИГ (авторам не известен), не будут достигнуты в режиме истощения по следующим причинам.

В низкопроницаемых отложениях АЗ в режиме истощения будет выпадать повсеместно конденсат. Тогда очевидно, что фазовая проницаемость для газоконденсатной системы, особенно вблизи скважин, будет стремиться к нулю. То есть КИГ будет малым (огромные потери газа), а КИК будет много ниже 25%.

Вследствие больших депрессий на скважинах АЗ высоким окажется давление забрасывания. Очевидно, что это приведет к низким значениям как КИГ, так и КИК. Для доказательства приведем пример с газоконденсатным месторождением Нокс-Бромайд (США), имевшим параметры, близкие к АЗ [23]. Вследствие низкого прогнозного значения КИГ (11%), контролирующие органы законсервировали данное месторождение до утверждения проекта сайклинг-процесса.

Авторы не располагают исходными проектными документами по АЗ. Поэтому дополнительно даем лишь отрывочные замечания. А именно, из предыдущего изложения напрашивается сомнение в корректности технико-экономических расчетов. Авторы [22] к тому же занизили среднее значение проницаемости в секторной модели (до 1 мД), что не способствовало достоверности прогнозных расчетов. Ибо вряд ли фактические дебиты скважин по газу (более 300 тыс $м^3$/сут.) и одновременно по конденсату (более 100 $м^3$/.) соответствуют средней проницаемости в 1 мД. Тем более какая это проницаемость: абсолютная, эффективная? Выдуманный для упрощения расчетов принцип «невмешательства» не позволил авторам углубиться в иные технологические решения. И так далее.

Напрашиваются следующие соображения касательно судьбы «всенародного достояния».

1. Требуется адекватный проектный документ для такого уникального источника углеводородов. Целесообразно, чтобы методики его создания базировались на принципах инновационного проектирования [19, 24].

2. Для создания такого документа целесообразно привлечь суперпрофессионалов в теории и практике разработки месторождений нефти и газа.

3. Для создания такого исторического документа целесообразно привлечь экстрапрофессионалов в области экономики.

Представляется, что данные пункты справедливы и для других уникальных месторождений страны, например, Юрубчено-Тохомского, Ванкорского, Русского, и др. Отечественное нефтегазовое недропользование от этого не пострадает.

Заключение

Изложенное говорит о том, что методологическое обеспечение отечественного нефтегазового недропользования не соответствует современным требованиям, предъявляемым к качеству проектных документов. Для кардинальной нормализации ситуации требуются следующие мероприятия.

Сформировать квалифицированные творческие коллективы для создания современных методических документов по подсчету запасов нефти и газа, проектированию, анализу, регулированию разработки месторождений нефти и газа, технико-экономическому анализу и обоснованию оптимального варианта разработки.

Сформировать аналогичные коллективы из ведущих ученых для создания регламентирующих документов по рациональной эксплуатации месторождений нефти и газа.

Организовать подготовку и издание учебной литературы по современной теории и практике разработки месторождений нефти и газа.

Экспертные советы при ГКЗ и ЦКР сформировать из ученых и практиков, имеющих публикации в виде книг и статей, патенты, опыт проектной работы. Саму ЦКР вывести из ущербного состояния «согласительной (?!) комиссии».

Организовать эффективный контроль реализации решений ЦКР и ГКЗ на уровне выполнения ключевых проектных решений, программ исследовательских работ, ОПР, а не по добыче нефти и газа.

Повысить качество подготовки выпускников вузов, а также специалистов высшей квалификации.

Каждый из перечисленных пунктов предполагает огромную организационную работу, а главное – *создание и экспертизу методических и регламентирующих документов, обобщение и анализ положительных и негативных тенденций в нефтегазовом недропользовании.* **Поэтому необходимо создание на правительственном уровне Федерального экспертного центра по нефтегазовому недропользованию с соответствующими полномочиями**!

Литература

1. *Закиров С.Н.* Мелеют ручейки от золотого дождя. Открытое письмо Президенту РФ, Премьер-министру РФ // Советская Россия, 12.02.2015.

2. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Структуризация и методология подсчета запасов нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 26–29.

3. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Смоляк С.А., Розман М.С., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* К проблеме экономической оценки извлекаемых запасов углеводородного сырья // Недропользование-XXI век *(в печати).*

4. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 34–41.

5. Материалы заседания Центральной комиссии по разработке // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 32–33.

6. *Муслимов Р.Х.* Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 3–12.

7. *Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Копылова М.М.* Освоение некондиционных карбонатных коллекторов Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции – резерв для наращивания ресурсной базы // Недропользование-XXI век. – 2014. – № 6. – С. 8–12.

8. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.

9. *Индрупский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В.* Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 76–80.

10. *Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н.* Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного моделирования месторождений нефти и газа // Тр. III Международного научн. симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва, ОАО «ВНИИнефть», 20 –21 сентября 2011 г. Том 2. С. 130–135.

11. *Кожевников Д.А., Коваленко К.В.* Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. – 218 с.

12. *Кусанов Ж.К.* Особенности разработки Карачаганакского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 100–103.

13. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Изд. дом Грааль, 2001. – 303 с.

14. *Закиров И.С.* Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 356 с.

15. *Райкевич С.И.* Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 247 с.

16. *Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А.* Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: учеб. пособие. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Дело, 2008. – 1104 с.

17. *Алексанов Д.С., Кошелев В.М.* Экономическая оценка инвестиций. – М.: Колос-Пресс, 2002. – 382 с.

18. *Закиров С.Н.* Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: Изд. дом Грааль, 2002. – 314 с.

19. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 596 с.

20. *Выгон Г.В.* Концепция разработки, апробации и применения методики экономической оценки для подсчета извлекаемых запасов УВ-сырья // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 1. – С. 52–54.

21. *Кимельман С.А.* Предынфарктное состояние. Как спасти экономику – сценарии и рекомендации // Отечественные записки, 7 (332) / 2015. – С. 2–7, 11–12.

22. *Юшков А.Ю., Меркушин П.В.* Оценка вариантов сайклинга на ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 4. – С. 38.–53.

23. *Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т.* Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. – М.: Недра, 1976.

24. *Муслимов Р.Х., Волков Ю.А.* Через организацию инновационного проектирования разработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений к модернизации управления нефтяной отраслью // Георесурсы, 1 (56) / 2014. – С. 38–42.

THERMAL EOR METHODS AND IN SITU COMBUSTION FOR UNCONVENTIONALS (ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ)

S.A. Mehta, R.G. Moore

Department of Chemical and Petroleum Engineering, Schulich School of Engineering
University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada

Abstract

In keeping pace with the ever increasing global energy demand, (supply) production of hydrocarbons from unconventional reservoirs such as extra heavy oil, bitumen, and tight sands is steadily increasing worldwide. Accordingly, a highlight of the technology development roadmap for successful thermal EOR methods currently employed in what historically would be considered as unconventional reservoirs will be discussed.These methods will include the development and applications of CSS, SAGD and in situ combustion. New approaches and development of thermal hybrid recovery technologies will be outlined. An example of joint technology development through research collaboration between Skolkovo Institute of Science and Technology and The University of Calgary will be provided.

ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Р.С.Хисамов

ПАО «Татнефть», г.Альметьевск, Khisamov@tatneft.ru

Отсутствие отработанных промышленных технологий для разведки и разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в России, обособленность и замкнутость нефтяных компаний по обмену опытом, а также слабая оснащенность оборудованием, приборами, программным обеспечением отечественных сервисных компаний вынуждает сегодня каждую нефтяную компанию искать собственные решения возникающих проблем. Это не исключение и для «Татнефти».

Вступление крупных месторождений России в позднюю стадию разработки, динамика текущей структуры запасов нефти, снижение цены на нефть, санкции со стороны западных компаний в области геологоразведки и добычи нефти, рост конкуренции в поставках нефти в мире требуют от российских нефтяных компаний усиление работ по снижению удельных затрат на добычу нефти, разработку конкурентных техники и технологий с учетом импортозамещения.

НГДУ «Лениногорскнефть», образованное 70 лет назад стояло у истоков начала разработки уникального супергиганта – Ромашкинского нефтяного месторождения. Здесь же более 40 лет отрабатывали технологии поиска и разработки сверхвязких, битуминозных нефтей. Созданными в то время технологиями и техникой из Мордово-Кармальского месторождения битумов добыто около 200 тыс.т. Сегодня НГДУ ведет активные работы по созданию и отработке технологий выработки запасов нефти из трудноизвлекаемых высоковыработанных, высокообводненных терригенных коллекторов, ВНЗ, а также из карбонатных коллекторов 301–303 залежей (рис.1).

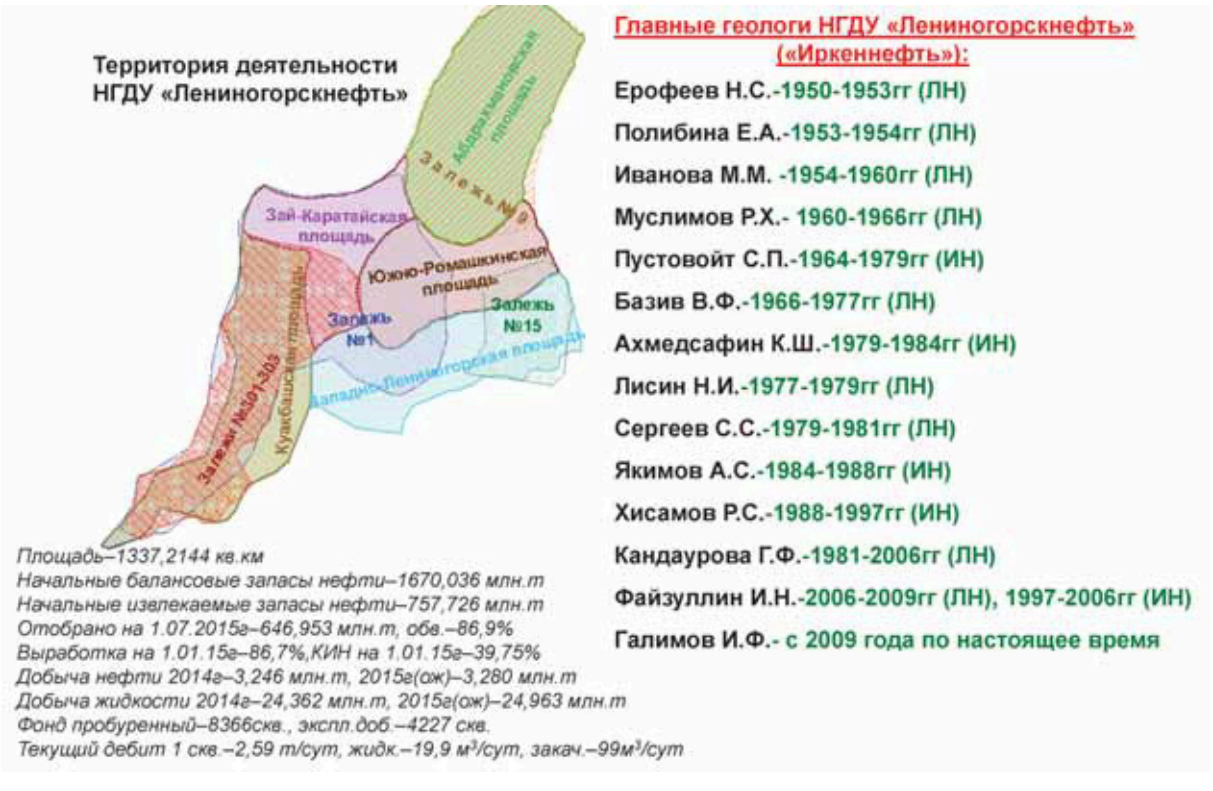


Рис.1. НГДУ «Лениногорскнефть» образовано 30.05.1945

Огромный вклад в создание технологий поиска, разведки, разработки месторождений НГДУ «Лениногорскнефти», а в дальнейшем всего Ромашкинского и других месторождений Республики Татарстан, а также месторождения Советского Союза и России внесли ученые геологи и нефтяники с мировыми именами: Щелкачев В.Н., Ерофеев Н.С., Полибина Е.А., Иванова М.М., Муслимов Р.Х., Пустовойт С.П., Базив В.Ф., Ахмедсафин К.Ш., Лисин Н.И., Сергеев С.С., Якимов А.С., Кандаурова Г.Ф., Файзуллин И.Н.

Геологические службы НГДУ «Лениногорскнефть», ПАО «Татнефть» исследованием геологического строения и нефтеносности доманикитов и доманикоидов в Татарстане начали заниматься в 50-е годы прошлого века. Залежи нефти и нефтепроявления в буровом растворе по СКО, керну и ИГН выявлялись попутно при бурении на нижезалегающие терригенные девонские отложения. Промышленные притоки нефти из карбонатных отложений семилукского и мендымского горизонтов были получены на многих площадях Ромашкинского месторождения.

Из-за сложности геологического, литологического и петрофизического строения коллекторов опоискование и изучение этих отложений требуют нестандартного подхода, и только сейчас «Татнефть» вплотную подошла к решению этой проблемы. Сегодня геологическое изучение перспектив аналогов сланцевой нефти ведется по программам

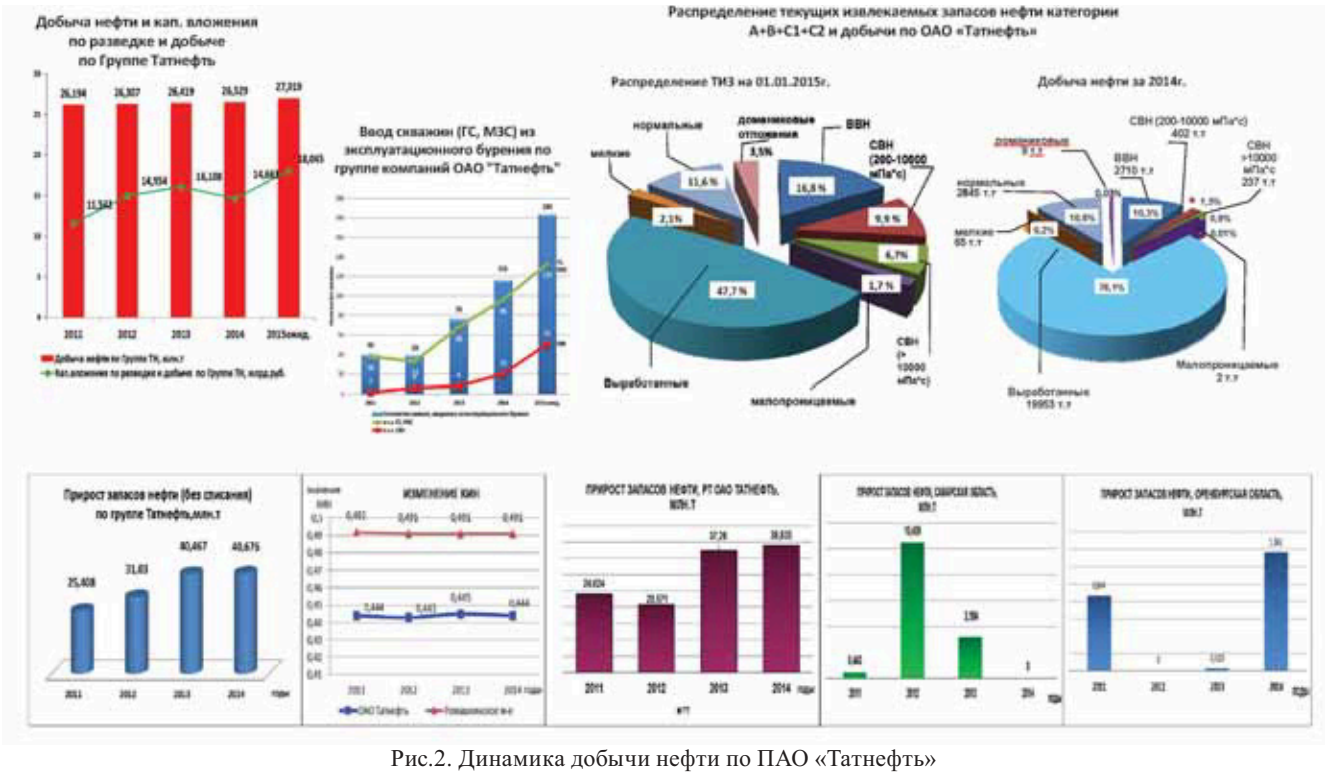


Рис.2. Динамика добычи нефти по ПАО «Татнефть»

работ на 2013–2016 годы, в ходе которых изучены дела более 1400 скважин, проведен анализ ранее отобранного керна 6197 образцов из 116 поисково-разведочных и 56 эксплуатационных скважин, непосредственно начаты опытно-промышленные работы на новых и ранее пробуренных скважинах.

Республика Татарстан имеет значительные запасы и ресурсы традиционной нефти, оцениваемые по международной классификации более чем в 1 млрд т только по ПАО «Татнефть». За 2014 год по компании добыто 26,222 млн т (+115,4 тыс.т к 2013 году, или 100,4%), прирост запасов составил 40,676 млн т (рис.2).

Стабильный рост добычи нефти по ПАО «Татнефть» достигается за счет ежегодного роста капитальных вложений в сегмент разведка – добыча, в т.ч. расширения бурения скважин с горизонтальным окончанием. Изменение структуры запасов в сторону увеличения доли высоковязких нефтей, ВНЗ и в слабопроницаемых коллекторах потребовало в последние годы развитие технологий извлечения из этих категорий запасов. Результатом или показателем эффективности инновационных технологий стала динамика КИН по месторождениям и в целом по ПАО «Татнефть». Одновременно с ростом добычи нефти в Татарстане с 2015 года идет значительный рост добычи в Самарской области за счет пуска Иргизского месторождения.

Основные показатели ГРР и добычи нефти за 1 полугодие 2015 года характеризуются растущими параметрами относительно 1 полугодия 2014 года. Добыча нефти выросла на 123,743 тыс.т (101 %), в т.ч. по сверхвязким нефтям на 60 тыс.т (156 %), из доманиковых отложений на 10,523 тыс.т. Рост эксплуатационного бурения в значительной мере идет за счет бурения на месторождениях СВН, а сейсморазведка 2Д полностью замещена 3Д (рис.3).

Основой прироста запасов нефти, роста добычи нефти являются кадры компании. Инновационная сущность технологий, разрабатываемых специалистами ПАО «Татнефть», является количество научных публикаций и полученных патентов по технологии в области ГРР, разработки месторождений и увеличения КИН. Необходимо отметить, что, по данным агентства Thomson Reuters, за последние 5 лет ПАО «Татнефть» занимает первое место в Европе по инновациям в области геологоразведки.

За первое полугодие затраты на ГРР и НИОКР примерно на уровне первого полугодия 2014 года (рис.4).

В компании особое внимание уделяется проектным решениям в области разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, с учетом особенностей геологического строения отдельных месторождений, залежей, пластов и структуры запасов на основе секторного геологического моделирования. В последние годы со вводом в разработку месторождений битуминозных и сверхвязких нефтей созданы собственные конструкции забоев и расположения стволов горизонтальных скважин. Сегодня на месторождениях СВН работают 20 бригад по разведочному и оценочному бурению и 21 буровая бригада по эксплуатационному бурению. Для высоковыработанных, неоднородных коллекторов по каждой скважине избирается собственная технология РИР или ОПЗ.

Сегодня отработана технология бурения горизонтальных скважин на пласты толщиной 1–3 м, система регулирования отборов по длине горизонтального ствола. По месторождениям СВН со сложным геологическим строением проводятся ОПР по новым конструкциям скважин и технологиям воздействия (рис.5).

Развитие собственного производства пакеров, в т.ч. набухающих пакеров в Казани, позволило резко нарастить в последние годы внедрение технологии одновременно-раздельной добычи и закачки, значительно сократить обра-

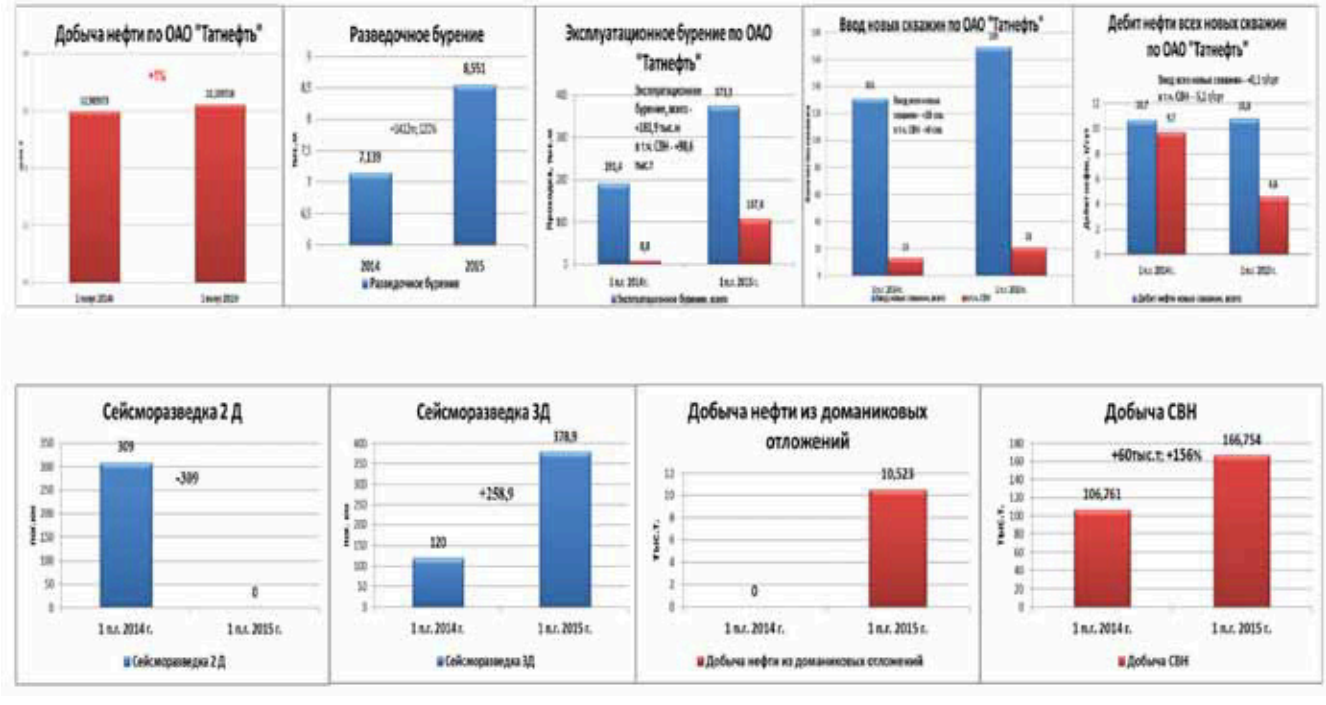


Рис.3. Основные показатели ГРР и добычи нефти за январь–июнь 2015–2015 гг группы компании «Татнефть»

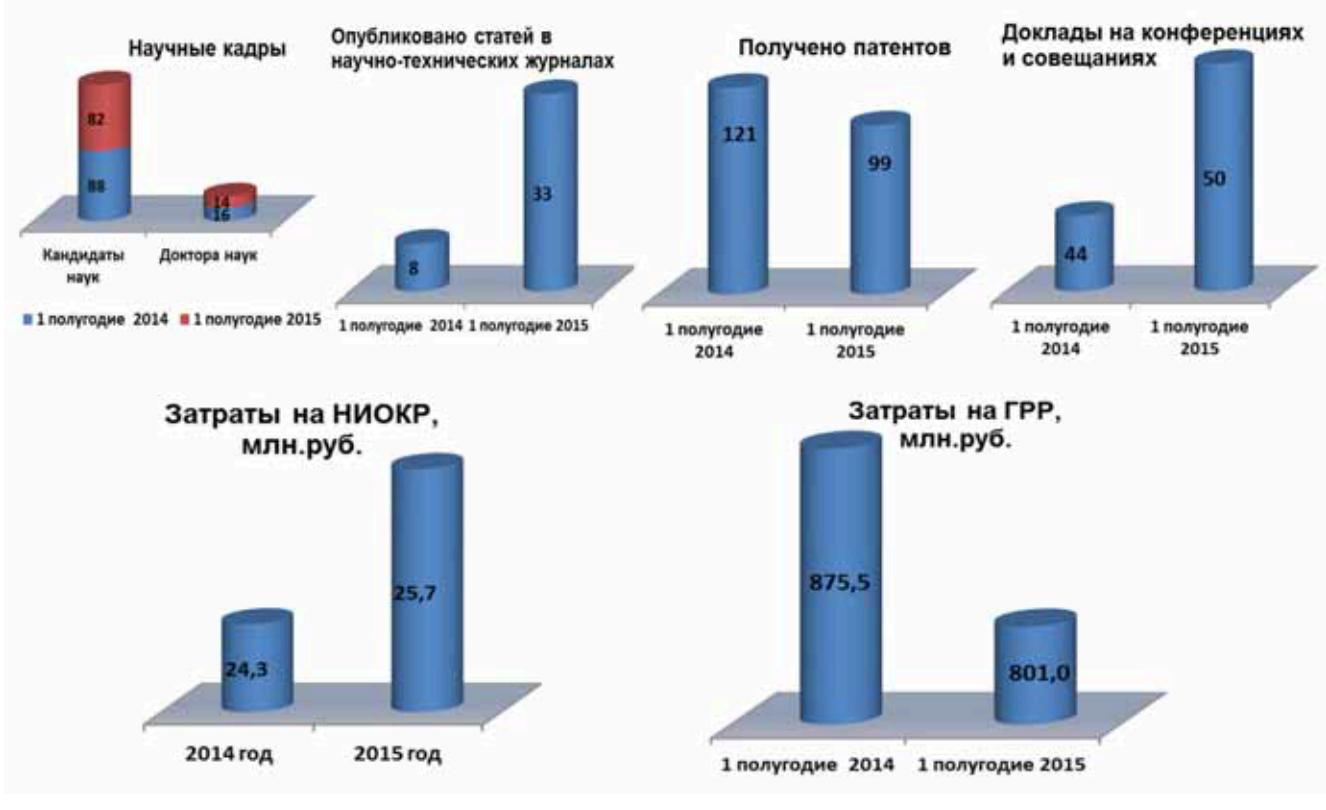


Рис.4. Инновации в геологоразведке ПАО «Татнефть» за январь–июнь 2014–2015 гг.

зования заколонных циркуляций из неперфорированных водоносных пластов скважин ВНЗ, развивать технологии ГРП. Разработанная в ЗАО «Градиент» (г.Казань) технология позволяет контролировать весь процесс развития трещин при ГРП (рис.6).

Сегодня около 30% добываемой нефти по ПАО «Татнефть» обеспечивается за счет внедрения технологий ПНП, в широком понимании (включая дополнительную добычу за счет горизонтальных скважин, ГРП, физико-химические и тепловые методы). Результаты внедрения МУН, ожидаемые конечные КИН, по данным Миллер энд Ленц, растут по всем крупным месторождениям и в целом по ПАО «Татнефть». Необходимо отметить, что увеличение КИН на 1 процентный пункт (например, с 0,53 до 0,54) по Ромашкинскому месторождению дает прирост запасов 42 млн т. Полученные результаты внедрения технологий МУН позволяют сегодня прогнозировать рост добычи нефти на длительную перспективу.

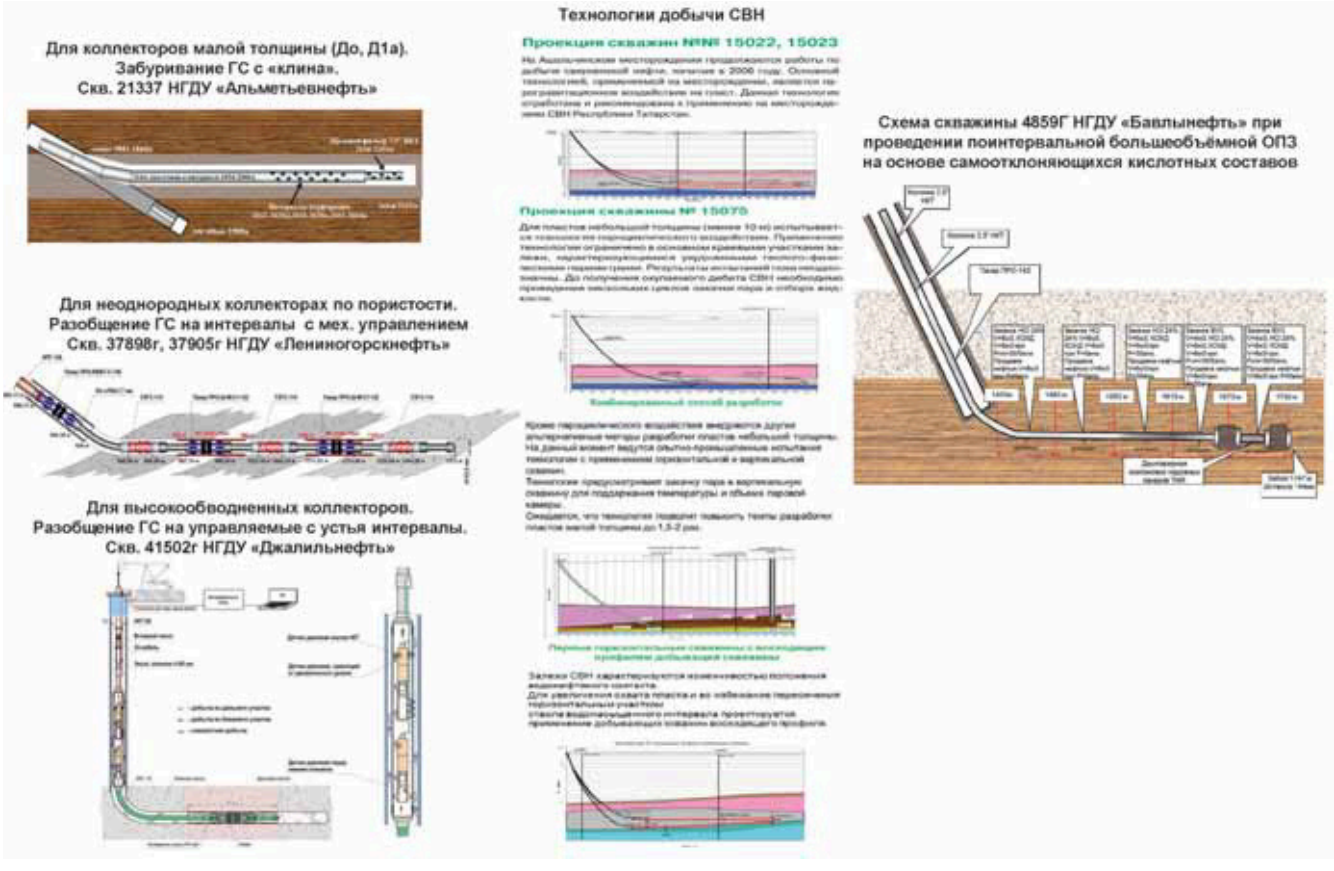


Рис.5. Новые технологии в бурении и конструкции скважин

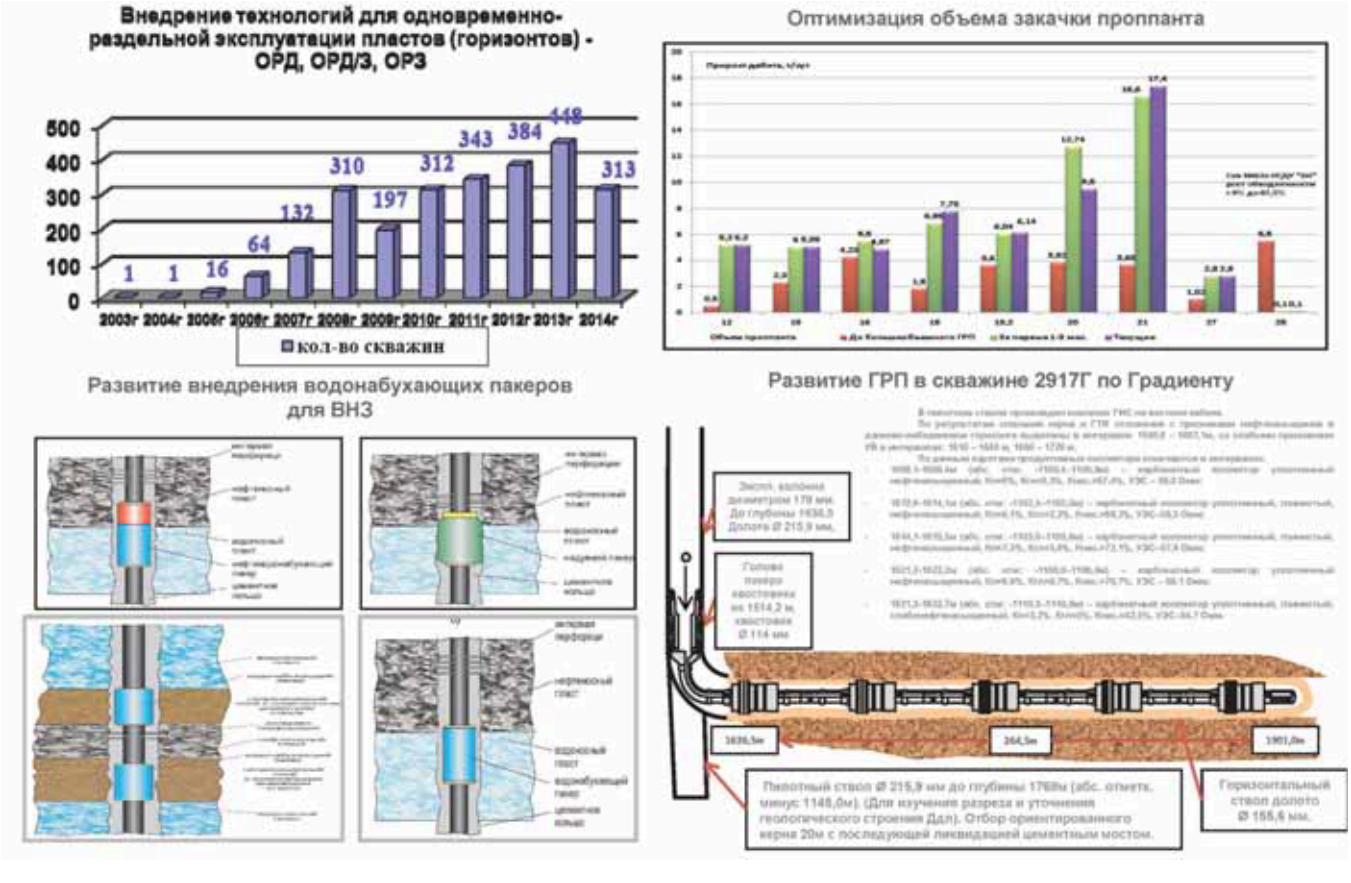
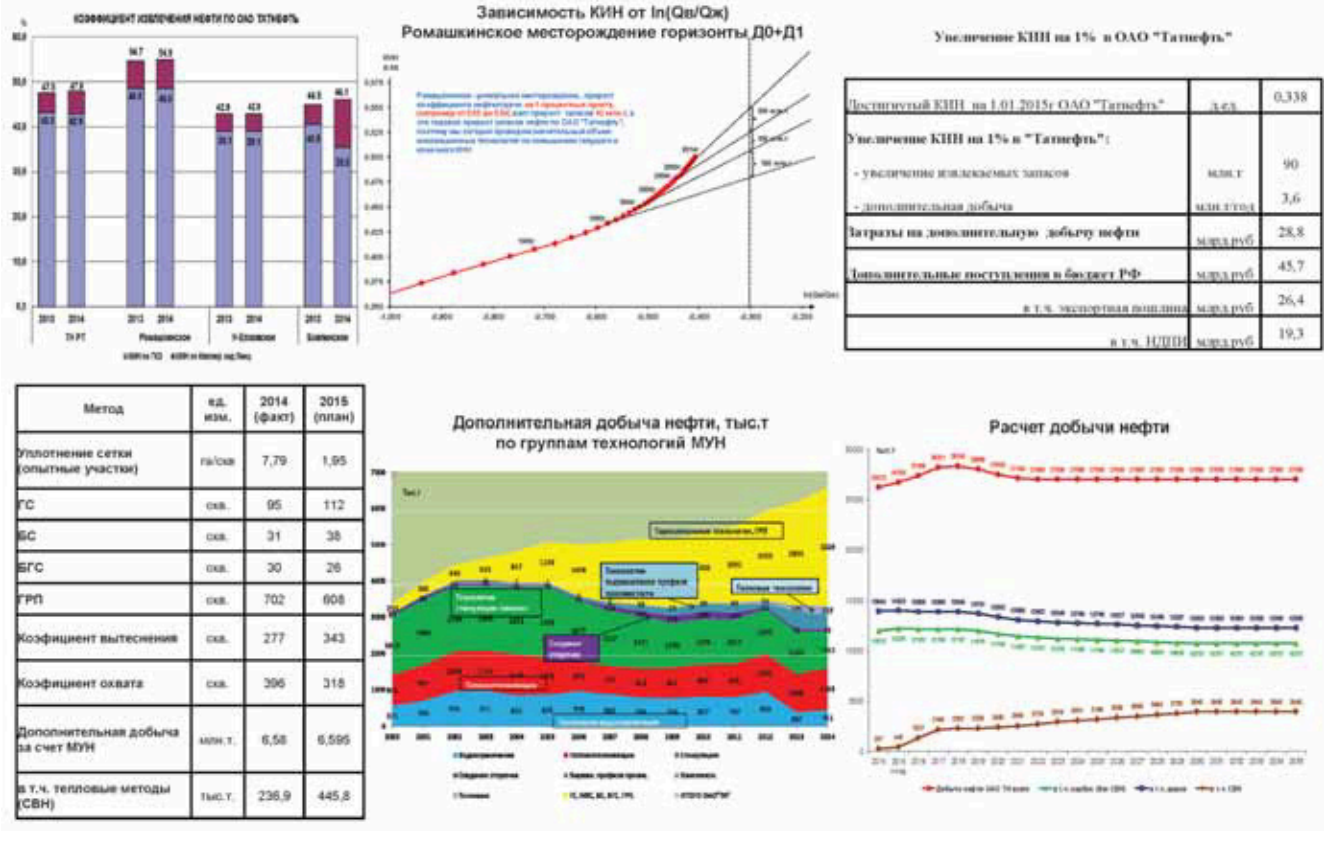


Рис.6. Потенциальные направления улучшения использования пробуренного фонда

Рост добычи нефти за счет третичных методов обеспечивается как на базе горизонтальных технологий, так и технологий увеличения коэффициентов вытеснения, охвата, в т.ч.благодаря тепловым методам, до 6–7 % от общей дополнительной добычи (рис.7).

Россия имеет значительные запасы и ресурсы тяжелых нефтей и битумов, в т.ч. в Республике Татарстан до 7 млрд т. Опытно-экспериментальные работы по изучению и добыче битуминозных нефтей в республике идут более 40 лет. С 2005 года основные направления разработки этих запасов нефти начаты на базе горизонтальных скважин и тепловых методов. Работы начались бурением двухствольных горизонтальных парных скважин на Ашальчинском месторождении (рис.8)



Увеличение КИН на 1% в "Татнефть":		
Достигнутый КИН на 1.01.2015г ОАО "Татнефть"	д.ед.	0,338
- увеличение извлекаемых запасов	млн.т	90
- дополнительная добыча	млн.т/год	3,6
Затраты на дополнительную добычу нефти	млрд.руб	28,8
Дополнительные поступления в бюджет РФ	млрд.руб	45,7
в т.ч. экспортная пошлина	млрд.руб	26,4
в т.ч. НДПИ	млрд.руб	19,3

Метод	ед. изм.	2014 (факт)	2015 (план)
Уплотнение сетки (опытные участки)	га/скв	7,79	1,95
ГС	скв.	95	112
БС	скв.	31	38
БГС	скв.	30	26
ГРП	скв.	702	608
Коэффициент вытеснения	скв.	277	343
Коэффициент охвата	скв.	396	318
Дополнительная добыча за счет МУН	млн.т.	6,58	6,595
в т.ч. тепловые методы (СВН)	тыс.т.	236,9	445,8

Рис.7. Коэффициент извлечения нефти по ПАО «Татнефть»

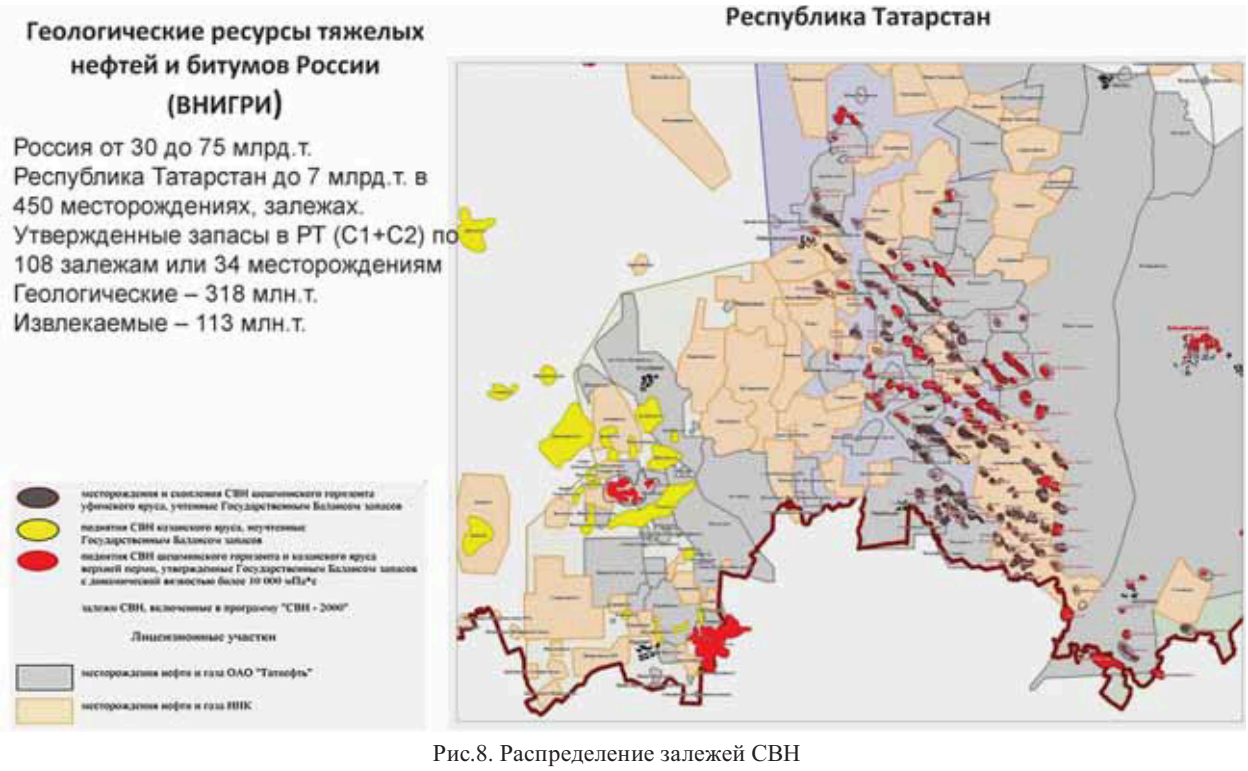
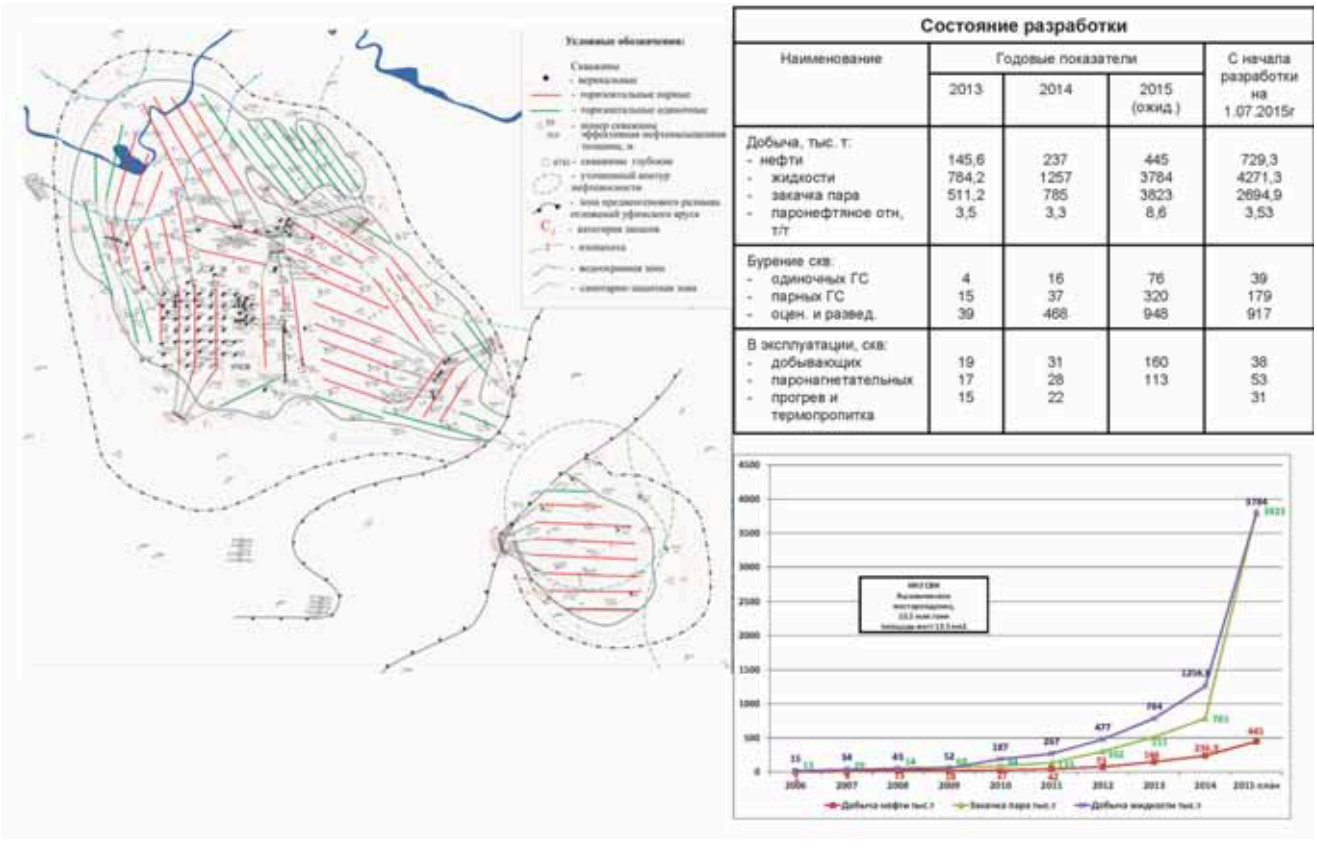


Рис.8. Распределение залежей СВН

По Ашальчинскому месторождению битуминозной нефти за 2014 год добыто 236,9 тыс.т (+91,4 тыс.т к 2013 году или 162,8 %). На 01.07.2015 с начала разработки добыто 729,326 тыс.т. Сегодня в работе находятся 13 пароциклических и 38 парогравитационных скважин. На 01.07.15 пробурены 218 ГС, в т.ч. 53 скважины в 2014 году. С целью уточнения расположения ГС пробурены 917 оценочных скважин. Под закачкой находятся 77 скважин, в т.ч. 51 паронагнетательных, 13 пароциклических и 13 новых парных (первичный прогрев пласта). Суточная добыча нефти составляет 1050 тонн (рис.9).



Состояние разработки

Наименование	Годовые показатели			С начала разработки на 1.07.2015г
	2013	2014	2015 (ожид.)	
Добыча, тыс. т:				
- нефти	145,6	237	445	729,3
- жидкости	784,2	1257	3784	4271,3
- закачка пара	511,2	785	3823	2694,9
- паронефтяное отн, т/т	3,5	3,3	8,6	3,53
Бурение скв:				
- одиночных ГС	4	16	76	39
- парных ГС	15	37	320	179
- оцен. и развед.	39	468	948	917
В эксплуатации, скв:				
- добывающих	19	31	160	38
- паронагнетательных	17	28	113	53
- прогрев и термопропитка	15	22		31

Рис.9. Динамика результативности технологий разработки залежей СВН

Введенные в эксплуатацию первые 3 парные скважины в 2006 г. позволили сегодня оценить возможные темпы отборов (до 10% от НИЗ) и ожидаемый конечный КИН (до 0,7) при текущих значениях КИН до 0,45 и утвержденных 0,365 (рис.10).

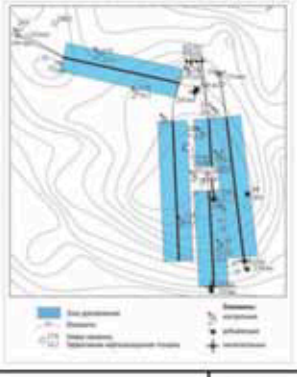
Необходимо отметить, что, вследствие особенностей формирования залежей СВН, наблюдается значительная неоднородность в распределении свойств нефти по площади, которые изменяются из-за взаимовлияния скважин, воздействия на залежь паром и т.д. За период с 2006 по 2014 год было отобрано и проанализировано 668 проб СВН из 26 скважин. У анализируемых проб нефти определялись следующие параметры: плотность, динамическая вязкость, коэффициент светопоглощения нефти (Ксп), концентрация в нефти серы, смол и асфальтенов.

Статистическому анализу подвергли пробы СВН из 6 скважин (№№ 230, 232, 240, 15210, 15020, 15042, 15040), имеющих наибольшее количество исследованных проб СВН за весь период разработки месторождения (всего 597 проб нефти). Из них в трех скважинах (№№ 230, 232, 240) отбор проб ведется с наклонного и вертикального устьев (в скважине № 232 отбор проб СВН ведется только с наклонного устья). Двухустьевые скважины (№№ 230, 232, 240) имеют наиболее длительную историю эксплуатации.

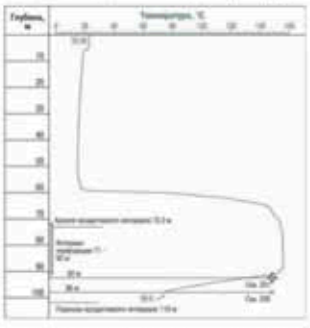
Отметим, что на 01.07.2015 накопленная добыча нефти по 3 двухустьевым скважинам составляет более 200 тыс. т при текущей добыче 106 т/сут. Выполненные расчеты по модели показали, что с увеличением пористости и толщины пласта возрастают максимальный дебит ГС и время полной выработки пласта, а плотность сетки пор влияет на продолжительность периода стабильного отбора нефти и время, в течение которого снижается дебит.

Сопоставляя результаты проверки временных рядов исследуемых параметров нефти и результаты корреляционного анализа, можно заключить, что практически по всем скважинам наблюдается снижение концентрации серы в добываемой нефти по мере выработки запасов за наблюдаемый период в среднем с 4,3 до 3,5 %, по отдельным пробам до 2 %. Концентрация серы снижается в среднем на 0,7 % при 20%-ном отборе от объема пор пласта. Этот факт объясняется тем, что сера в составе сераорганических соединений (асфальтенов) под действием повышенных температур превращается в сероводород и, возможно, выпадает в осадок (откладывается либо в порах пласта, либо на нефтяном оборудовании) и также удаляется из нефти. Положительным результатом уменьшения концентрации серы и асфальтенов в составе исследуемой СВН является улучшение со временем качества товарной нефти.

Схема расположения скважин Ашальчинского месторождения



Профиль температуры в контрольной скв.236 Ашальчинского месторождения



Карта распределения температуры по площади опытного участка Ашальчинского месторождения



Показатели	1 пара (скв. 232/233)	2 пара (скв. 230/231)	3 пара (скв. 240/241)
Запасы, тыс.т:			
геологические	125	222	200
извлекаемые	88	155	140
Накопленная добыча нефти на 01.07.15г., тыс.т	58,7	88,9	54,0
КИН, доли ед.:			
расчетный	0,7	0,7	0,7
текущий	0,469	0,401	0,270
Степень выработки запасов, % от НИЗ	67,1	57,3	38,6
Темп отбора за 2014г., % ТИЗ/НИЗ	19,5/7,0	18,6/8,6	12,4/7,9

Рис.10. Выработка запасов участка Ашальчинского месторождения СВН

В ходе проведения исследований статистически значимо установлен возрастающий тренд увеличения плотности и вязкости нефти в процессе выработки запасов, что свидетельствует о занижении значений вязкости нефти при начальном опробовании и освоении скважин, а также возможности снижения вязкости СВН при добавке растворителей при закачке пара.

Ресурсы Республики Татарстан по битуминозной нефти оцениваются от 2 до 7 млрд т, а в доманиковых отложениях более 1 млрд т. Требуется проведение громадного объема ГРР для их изучения, подсчета запасов углеводородов и создания техники и технологий, системы разработки для выработки запасов, что является целью создания научных полигонов «Битум» и «Доманик» (рис.11).

Наименование объектов	Объем работ	Цена одного наблюдения (шт, км, точки, м)		2015	2016	2017	2018	2019	2020
		руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
Геолого-разведочные работы	909,304 кв.км		**72**	27	45				
Бурение оценочных скважин с проведением комплекса ГИС и отбором керна	120 ед.	1 300 000	**156**		156				
Анализ проведенных работ с целью выбора участка проведения опытно-промышленных работ и места заложения скважин			**33**		17	16			
Создание элемента разработки на опытном участке	36 ВС, 12ГС		**1225,9**			114			
Внедрение и отработка различных технологий воздействия и методов добычи			**1212**				212	500	500
Организационно-технические затраты, связанные с созданием научного полигона			**570**	95	95	95	95	95	95
НИОКР			**1290**	170	170	170	170	270	340

Рис.11. Предварительный расчет затрат на реализацию «Программы работ по научному полигону «Битум» на 2015–2020 гг.»

С 2009 года ПАО «Татнефть» ведет промышленную разработку битуминозной нефти из терригенных коллекторов шешминского горизонта (с 2006 г. – ОПР). Подготовлен проект расширения территории разработки на 18 поднятий с запасами 120,146/42,949 млн т (из 108 с запасами 315,791/111,917 млн т, поставленных на Государственный баланс) с выходом на «полку» добычи 2 млн т нефти в год. Отработаны отдельные технологии разведки, разработки, подготовки нефти для битуминозных мелких залежей. Необходимо создать и сделать промышленные технологии для добычи битуминозных нефтей из толщин терригенных пластов менее 10 м, из карбонатных коллекторов, из расчлененных терригенных пластов (рис.11).

При разработке месторождений битуминозных нефтей мы особые требования предъявляем к системе экологического и сейсмического мониторинга. Для Ашальчинского месторождения СВН создан специальный геодинамический полигон, включающий 38 пог. км нивелирных профилей, из 9 станций контроля деформаций в режиме постоянного мониторинга с интервалом 1 час. На сегодня за все время наблюдений не зафиксированы превышения предельных уровней смещения поверхности земли (рис.12).



Здание сейсмостанции

Типовое здание сейсмостанции является двухярусным сооружением. Приборное помещение располагается в нижнем подземном ярусе, где поддерживается положительная температура на уровне +10..15°С. Для регистрации микроколебаний почвы используется четырехканальная цифровая сейсмостанция, состоящая из цифрового регистратора УГРА-2 в комплекте с тремя короткопериодными сейсмоприемниками СМ-3КВ, из которых два ориентированы по сторонам света, а один вертикально. Стоимость здания сейсмостанции и установленного в ней оборудования — 1,9 млн. руб.

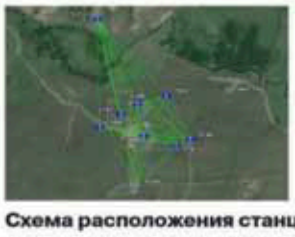


Схема расположения станций спутникового мониторинга



Характеристики точности приемника в режиме «статика»:
в плане – 3 мм+0,1 мм/км;
по высоте – 3,5 мм+0,4 мм/км.

Спутниковая станция слежения Trimble R5 №3204

Сбор данных производится в автоматическом режиме под управлением специализированного программного обеспечения Trimble Integrity Manager (TIM). Контроль деформаций производится в режиме постоянного мониторинга с интервалом 1 час и передается по корпоративной сети ОАО «Татнефть» в центр обработки в пгт Н. Мактама. Результаты представляются в виде графиков изменения трехмерного положения каждой мониторной станции (9 станций, из них 2 — опорные). Стоимость 1 комплекта спутниковой станции с ее установкой — 1 млн. руб. (в ценах 2013 г.).

Информация о затратах на исследования отрицательного влияния и экологический мониторинг на месторождениях СВН

	Направления и виды работ	2015 г.
1	В области экологии – мониторинг окружающей среды	4796 тыс. руб.
2	НПЦ «Геодинамика» ТПУ Геодинамический мониторинг поверхности	3078 тыс. руб.
	Всего	7874 тыс. руб.

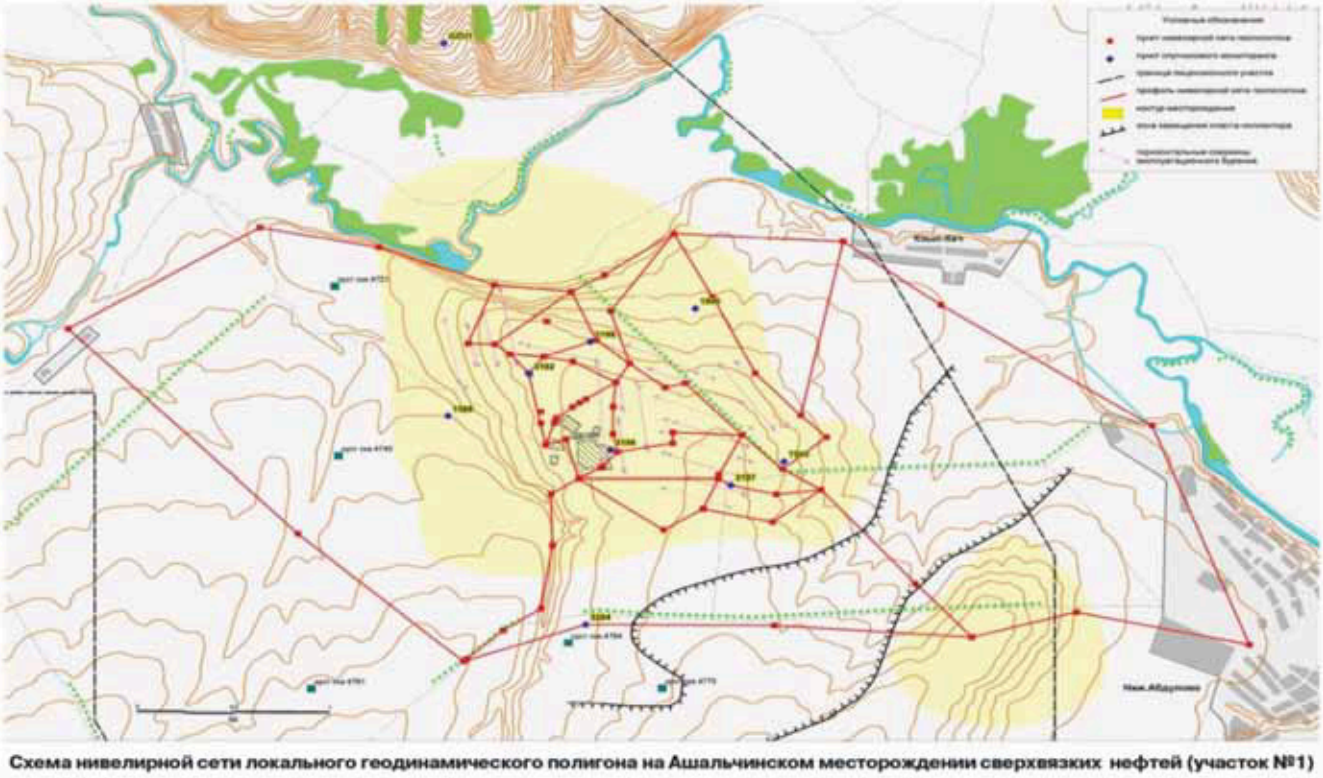


Схема нивелирной сети локального геодинамического полигона на Ашальчинском месторождении сверхвязких нефтей (участок №1)

Фактические материалы геодезического и спутникового мониторинга показывают, что с активизацией разработки Ашальчинского месторождения СВН состояние недр в наблюдаемом районе юго-востока Татарстана, согласно РД-51-1-96 (п. 2.1.4), по степени геодинамического риска укладывается в условно допустимый и аномальный уровни современного состояния недр. А именно, горизонтальные размеры участка геологической среды длиной в 1 км изменяются во времени (в среднем за 1 год) не более чем на 10 и 50 мм соответственно. По данным сейсмологических наблюдений сейсмический фон на площади месторождения и прилегающей территории остался неизменным.

Рис.12. Карта геодинамического полигона на Ашальчинском месторождении СВН (участок № 1) ПАО «Татнефть»

Работы по детальному геологическому изучению доманиковых отложений франско-фаменского ярусов в Республике Татарстан начались в 2012 году. Создан Координационный совет с привлечением ученых республики, Москвы и специалистов нефтяных компаний, работающих в регионе (рис.13).

Ресурсы сланцевых отложений категории C_3 составляют 115 млн т, категории D – 786 млн т. Однако при более детальном изучении и опоисковании это положение может изменится, поскольку доманикиты и доманикоиды в Татарстане распространены повсеместно, толщины достигают 500–750 м, а залежи нефти числятся на Госбалансе только по 18 месторождениям.

На балансе ПАО «Татнефть» в Татарстане сейчас числятся запасы нефти категорий $C_1 + C_2$ в объеме 100 млн т в пределах 18 месторождений доманиковых отложений, включая отложения фаменского, средне- и верхнефранского ярусов (потенциально их можно отнести к сланцевым). Большая часть выявленных запасов в доманикитах и доманикоидах (94 %) приурочена к наиболее изученному Ромашкинскому месторождению. Кроме того, за пределами республики запасы нефти этих же отложений составляют 81 млн т по 19 месторождениям.

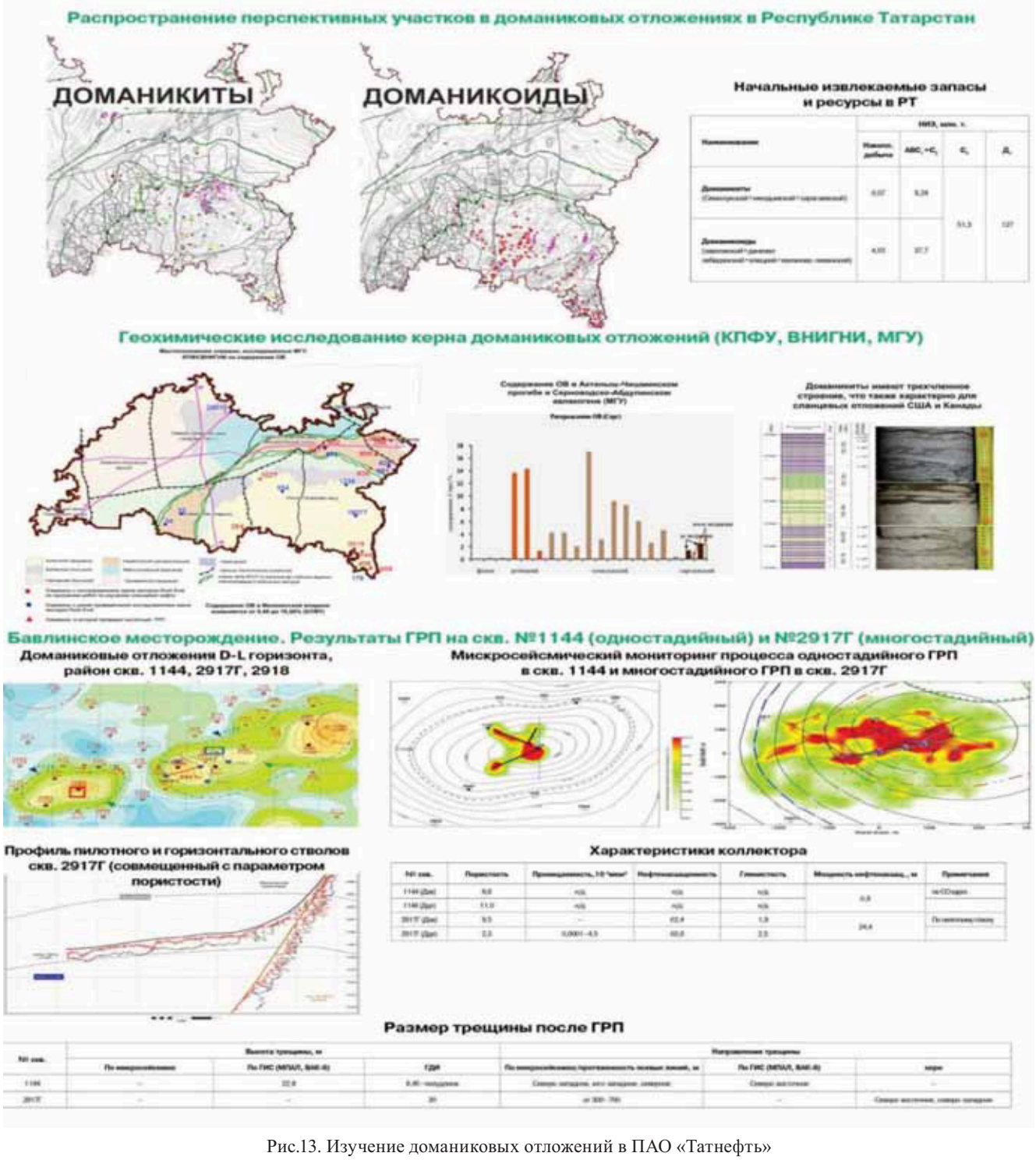


Рис.13. Изучение доманиковых отложений в ПАО «Татнефть»

В декабре 2013 года «Татнефть» провела кислотный ГРП данково-лебедянских отложений в скважине № 1144 Бавлинского месторождения, которая сейчас дает 8 т/сут., скважина 2917Г длиной ГС 264,5 м, бурение окончено 23.02.2015, выполнен кислотный ГРП 19.03.2015 в объеме 107 м^3 HCL, 52 м^3 геля и запущена в работу 01.04.2015. Проведены ГРП на Алимовском месторождении Самарском и Чекалинском участках Оренбурской областей для опробования доманиковых отложений, идет освоение скважин. Сейчас компания ПАО «Татнефть» изучает геолого-геофизические данные скважин Ромашкинского и Бавлинского месторождений для проведения ГРП (рис.14).

Продолжаются работы по бурению скважин на Бавлинском месторождении с отбором керна из доманикитов. На 01.07.2015 пробурено 3 ВС и 1 ГС с текущими дебитами (скв. 2915 – 2,6 т/сут., скв. 2918 – 3,7 т/сут., скв. 2942 – 3,4 т/сут. и скв. 2917 Г –11,3 т/сут.).

По доманиковым отложениям Бавлинского месторождения в работе находятся 10 скважин с текущей суточной добычей 46,9 т, с начала организации учета добыто 7,179 тыс.т нефти из коллекторов проницаемостью менее 2 мД. Впервые в России рассмотрены и утверждены в ГКЗ (11.11.2014) запасы доманиковых отложений в объеме 28,6 млн т извлекаемых и 143 млн т геологических по категории С1+С2.

По оценкам специалистов МГУ им. М.В. Ломоносова, высокие концентрации углеводородов следует ожидать на глубинах более 2000 м. При этом в доманике в некоторых областях выявлены биофильные элементы (уран, ванадий, рений и др.) большой концентрации – больше 5 г/т и больше 0,1 г/т, что делает их годными для промышленной разработки. Изученный керн из скважин показывает, что пористость в этих отложениях – менее 2%, проницаемость – менее 0,2 мД, что требует бурения горизонтальных скважин, проведение многозонного ГРП (предел прочности составляет 32–75 МПа). С учетом особенностей геологического строения доманиковых отложений Урало-Поволжья, петрофизических свойств этих пород, состава и свойств флюида в «Татнефти» сейчас разрабатываются технологии для бурения и управляемой эксплуатации в рамках проекта полигон «Доманик» (рис.15).

Сегодня составлены и утверждены программы работ по полигонам действующих месторождениях, заключены договоры на НИОКР и на проведение ОПР по геологическому изучению, подсчету запасов, разработке и отработке технологий добычи нефти с привлечением АН РТ, К(П)ФУ, КХТИ, ТатНИПИнефть, АГНИ, ВНИГНИ, МГУ (рис.16).

Необходимо отметить, что ПАО «Татнефть» в рамках изучения доманиковых отложений и битумов будет проводить работы по ряду других регионов России (НАО, Самарская, Оренбургская и Ульяновская области, Калмыкия, а также за рубежом).

Результаты проводимых научно-исследовательских работ на полигонах «Доманик» и «Битум» ежегодно будут рассматриваться на заседаниях НТС ФБУ «ГКЗ», начиная с 2015 года, в т.ч. разрабатываемые в ходе работ методические руководства, регламенты и инструкции будут доступны для всех недропользователей.

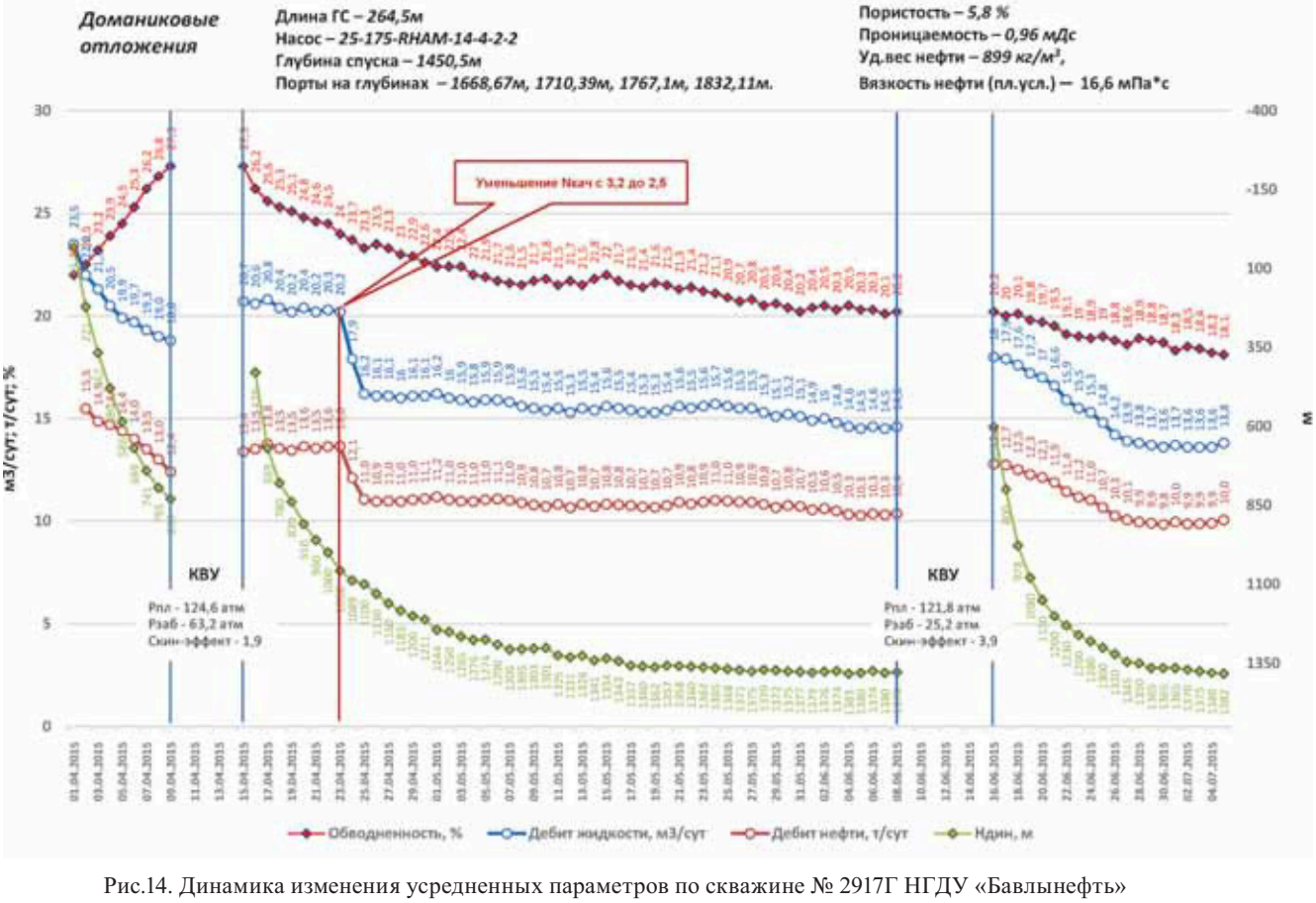


Рис.14. Динамика изменения усредненных параметров по скважине № 2917Г НГДУ «Бавлынефть»

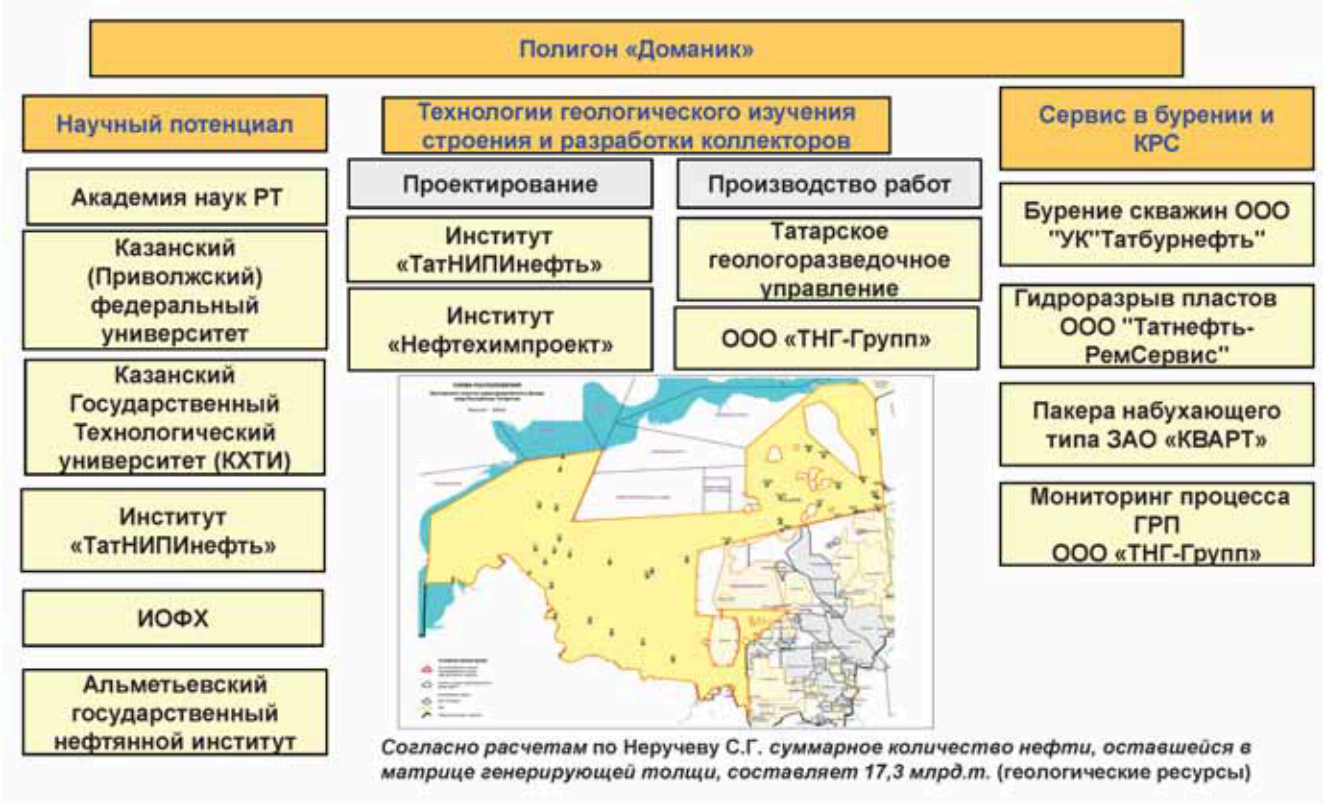


Рис.15. Создание полигона по геологическому изучению доманиковых отложений и разработки месторождений нетрадиционной нефти Республики Татарстан

В заключение мы просим Министерство образования Республики Татарстан оказать содействие в выделении лабораторного оборудования по изучению керна, нефти для ТатНИПИнефть и АГНИ Республики Татарстан.

Для усиления работ по геологическому изучению недр Урало-Поволжья, созданию систем разработки для трудноизвлекаемых запасов и подготовки профессиональных кадров для ТЭК считаем, что будет эффективной деятельность филиала ФБУ «ГКЗ» в г. Казани.

Утверждая положение о создании научных полигонов, необходимо оценить влияние снижения цен ниже 50–70 $/b на эффективность инновационных проектов с учетом налогового маневра. Считаем, что особенно для СВН при вязкости нефти 200–10000 сП многие проекты или будут реализованы, или закрыты. Не следует дифференцировать ставку как по НДПИ, так и по пошлине, а для залежей с вязкостью более 10000 сП нулевая ставка должна быть на 10 лет по каждой залежи с момента ввода в разработку.

№№ п/п	Мероприятие	НГДУ	Номер скважины, месторождение	Ориентировочные доп. затраты млн. руб	Примечание
	Регион - Татарстан				
1	Комплекс ГИС, выделение объектов освоения, перфорация, БОПЗ или ГРП, освоение	НГДУ «Бавлынефть»	№ 2586 , Бавлинское м-ие	8,0	
2	Строительство горизонтальной скважины	НГДУ «Бавлынефть»	№ 2917Г Бавлинское м-ие	95,1	
3	Комплекс ГИС, выделение объектов освоения, перфорация, БОПЗ или ГРП, освоение	НГДУ «Ямашнефть»	№ 12026 Архангельское м-ие	6,8	Поисковая, освоение после бурения
4	Комплекс ГИС, выделение объектов освоения, перфорация, БОПЗ или ГРП, освоение	НГДУ «Азнакаевскнефть»	№ 4387 Ромашкинское месторождение	6,3	Пьезометрическая
5	Комплекс ГИС, выделение объектов освоения, перфорация, БОПЗ или ГРП, освоение	НГДУ «Альметьевнефть»	№ 11979, 21753 Ромашкинское месторождение	9,6	
6	Комплекс ГИС, выделение объектов освоения, перфорация, БОПЗ или ГРП, освоение	НГДУ «Джалильнефть»	№ 11948 Сармановской площади	4,8	Пьезометрическая
7	Комплекс ГИС, геохимические исследования керна, выделение объектов освоения, перфорация, БОПЗ или ГРП, освоение	НГДУ «Прикамнефть»	№452 Куринское, 803Л Восточно-Тагайская	9,6	Поисковая, освоение после бурения
	Регион - Самарская область				
8	Отключение турнейского объекта, Комплекс ГИС, выделение объектов освоения, перфорация, БОПЗ или ГРП, освоение	ООО «Татнефть-Самара» НГДУ «Ямашнефть»	№ 26 Алимовское под-ие	22,9	Из бездействующего фонда
	Регион -Оренбургская область				
9	Комплекс ГИС, выделение объектов освоения, ОСВОЕНИЕ (БОПЗ или ГРП)	ООО «Татнефть-Северный», НГДУ «Ямашнефть»	№ 350 Чекалинское м-ие	15,6	
	НАО				
10	Комплекс ГИС, выделение объектов освоения,ГРП, освоение	НГДУ «Бавлынефть»	№2Р Хосолтинское м-ие	затраты в рамках бюджета на стр. во скв	Поисковая, в освоении после бурения
	ИТОГО по ОПР			178,7	
11	НИР и тематические работы			46	
	ВСЕГО			224,7	
Примечание: По результатам комплекса ГИС по каждой скважине уточнить количество объектов, интервалы,технологии ОПЗ и составить уточненные планы работ и сметы к ним (в рамках выделенного лимита)					

Рис.16. Программа ОПР по выявлению и разработке сланцевой нефти из доманиковых продуктивных отложений на 2015–2016 гг.

NEW POLYMER TECHNOLOGIES FOR OIL & GAS RECOVERY
by Alain Zaitoun, Poweltec, France

Recently, several IOR polymer technologies have been proposed, which greatly broaden the domain of application of polymers. A selection of these new applications is presented, including:

- Water and Sand Control in low-permeability gas formations
- Microgels and Thermogels for in-Depth Conformance Control
- Combined Thermal/Polymer system for heavy oil recovery

Several polymer well treatments have been recently performed in tight gas formation with clayey and unstable reservoir rock. The mechanism of action of the polymer is to coat the surface of the rock by a thin sticky gel-like film. The coating stops the erosion of the rock, and the polymer strongly reduces the relative permeability to water without affecting the relative permeability to gas. After polymer treatment, water production was reduced up to 50% and gas production increased up to 130%.

Microgels are small pre-gelled molecules, whose size is around 2 μm and which can strongly swell under thermal effects. Thermogels are polymer species which spontaneously gel when reaching a threshold temperature. Both are single-component system and can be utilized for in-depth profile control. They block a water channel far from the wellbore, thus improving water sweep efficiency. A field example is given.

Polymers can be also combined with thermal process to enhance heavy-oil recovery. The system presented here consists of hot water circulation in a central horizontal producer (which strongly reduces oil viscosity around the wellbore) , while injecting polymer for sweep improvement through two lateral horizontal injection wells. Dramatic increase in oil recovery is seen, with oil production jump (up to 4 times initial rate and Recovery Factor reaching up to 43%.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
А. В. Шпильман

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И.Шпильмана», г.Тюмень, crru@crru.ru

Добыча нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре – во многом определяет и добычу нефти в России. Только в последние 7 лет изменение уровней добычи нефти в России и Югре имеет разнонаправленный характер: добыча нефти в России растет, в то время как добыча нефти в Югре медленно снижается и в настоящее время составляет около 250 млн т. Снижение уровня добычи нефти определяет ряд факторов, но главный из них – это ухудшение структуры ресурсной базы.

Вновь вводимые в разработку запасы относятся к значительно более мелким по размерам залежам, а также к залежам с ухудшенными свойствами коллекторов с более низкими дебитами нефти. В Югре увеличивается доля запасов нефти, относящихся к трудноизвлекаемым. Тем не менее источники возможной добычи дополнительной нефти по-прежнему остаются в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, и величина ресурсов оценивается в несколько миллиардов тонн нефти. Одним из таких перспективных источников является нефтегазоносный комплекс (НГК), приуроченный к отложениям баженовской и абалакской свит позднеюрского возраста. В течение многих десятилетий разработки месторождений Западной Сибири баженовский НГК рассматривался, скорее, как нефтематеринская свита – источник нефти для гигантских и уникальных залежей неокома. Только в последние годы появился интерес к залежам нефти непосредственно в отложениях баженовской свиты и поиску новых технологий ее освоения.

На рисунке 1 показано, что с 2006 г. добыча из отложений баженовской свиты выросла более чем в 10 раз. Основную долю добычи нефти (~70%) из отложений баженовской свиты обеспечивает ОАО «Сургутнефтегаз». Эта же компания одной из первых начала проводить научные и экспериментальные исследования баженовских отложений. Компанией выполнялись не только научные исследования, но опытные работы, включая горизонтальное бурение [2].

Последняя официальная оценка ресурсов углеводородного сырья по Ханты-Мансийскому автономному округу выполнялась специалистами АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И. Шпильмана» в 2002 году. На тот момент технологии освоения так называемой «сланцевой нефти», используемые сейчас, например, в США на месторождениях формации Баккен, еще не были внедрены в практику, поэтому возможности добычи нефти с использованием многозонного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах еще не существовало.

Оценка ресурсов выполнялась по методике М.Ю. Зубкова при его непосредственном участии. Плотности геологических ресурсов нефти в перспективных районах в пределах территории ХМАО составили от 40 до 400 тыс. т / км^2. Наиболее высокая плотность ресурсов соответствует расположению Салымской группы месторождений (рис.2).

Характерно практически полное отсутствие в отложениях баженовской свиты залежей нормальной легкой нефти там, где ее не подстилает абалакская свита. Многие геологи связывают этот эффект с тем, что на этапе эмиграции после генезиса нефти в баженовской нефтематеринской породе, в районах, где были распространены коллекторы васюганской свиты, легкие фракции нефти отжимались именно в васюганскую свиту, тогда как в местах присутствия глинистых отложений абалакской свиты такая разгрузка не происходила, и легкая нефть сохранилась непосредс-

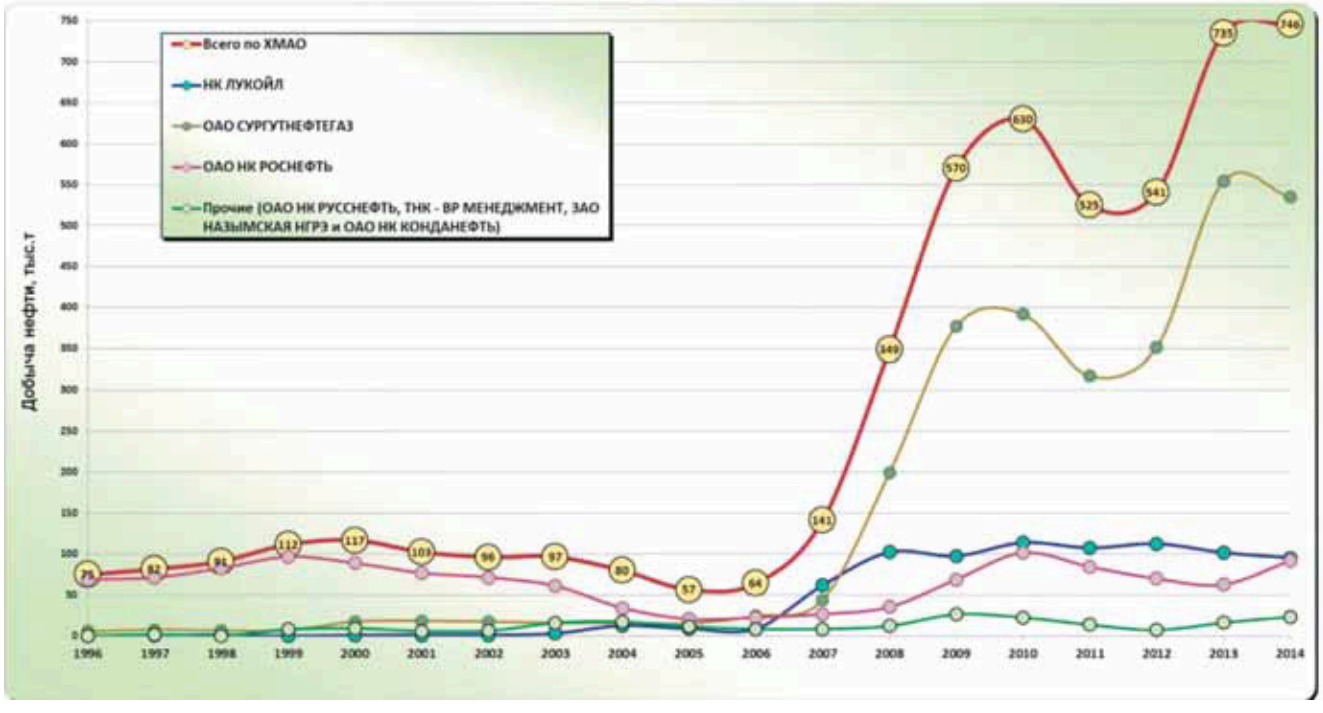


Рис.1. Добыча нефти из отложений баженовско-абалакского НГК в Ханты-Мансийском автономном округе

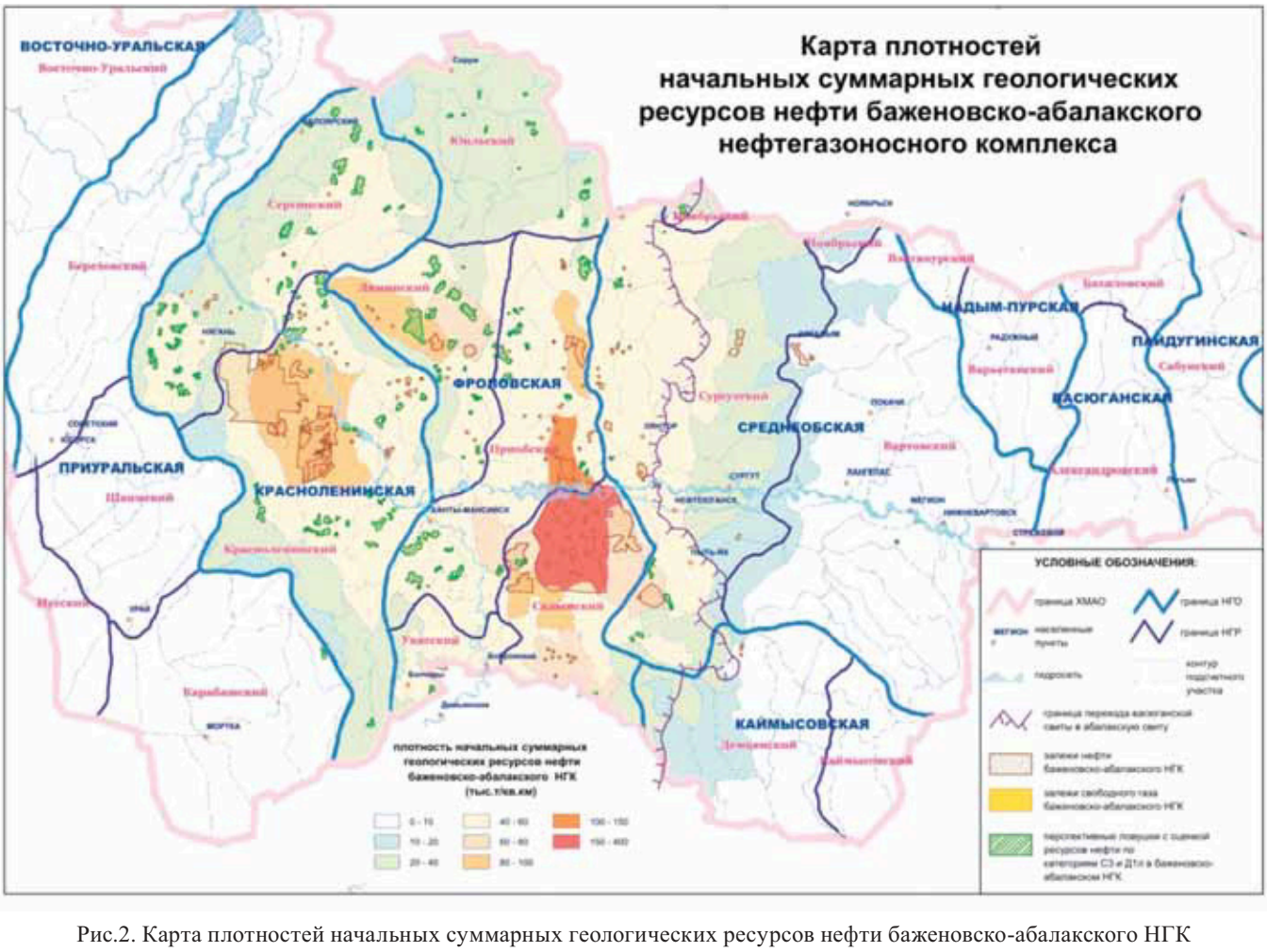


Рис.2. Карта плотностей начальных суммарных геологических ресурсов нефти баженовско-абалакского НГК

твенно в нефтематеринской породе. С этим же предположением связывают и практически повсеместное наличие аномально высокого пластового давления (АВПД) в залежах баженовской свиты [2].

Выполненная 15 лет назад официальная оценка ресурсов углеводородного сырья в Ханты-Мансийском автономном округе определяет начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти баженовско-абалакского НГК ~ 3 млрд т, в то время как геологические ресурсы данного комплекса составляют около 30 млрд т нефти. Лишь небольшая доля ресурсов переведена в категории запасов. В настоящее время извлекаемые запасы нефти категорий АВС1 по залежам баженовской и абалакской свит составляют 273,5 млн т.

Залежи нефти в отложениях баженовской свиты обычно открываются попутно. Целевым объектом в западных районах Югры являются юрские отложения более глубокого залегания. Отложения баженовской и абалакской свит испытываются попутно и во многих случаях из них получают промышленный приток нефти. Всего до 1996 г. в отложениях баженовско-абалакского НГК было открыто 52 залежи нефти, после чего в отложениях баженовской свиты происходили открытия нескольких залежей нефти ежегодно. Всего в пределах территории Ханты-Мансийского автономного округа на Государственном балансе находится 144 залежи нефти на 54 месторождениях.



Рис.3. Распределение извлекаемых НСР нефти баженовско-абалакского НГК территории Югры

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И.Шпильмана» углубленно занимается изучением баженовской свиты в последние 3–4 года. Научно-аналитический центр провел комплекс всевозможных исследований на всем объеме имеющегося в распоряжении баженовского керна. Интерпретация материалов исследований керна позволила выделить 5 литотипов, характеризующих различное строение отложений баженовской свиты:

1) тонколистоватые глинисто-кремнистые разности;
2) тонколистовато-чешуйчатые глинисто-кремнистые разности;
3) тонколистовато-чешуйчатые глинисто-карбонатно-кремнистые разности;
4) радиолярит кремнистый;
5) радиолярит кремнисто-карбонатный.

Характерно, что во многих случаях органическое вещество (ОВ) в отложениях баженовской свиты, преобразованное в тот или иной вид, является породообразующим. Кремнистый радиолярит является породой, образованной в основном кремнистыми остатками мелких ракушек с примесью аргиллита. Такой показатель как остаточный органический углерод $C_{орг}$ в баженовской свите может достигать 12–15% и даже более. Литотипизация разреза баженовской свиты еще окончательно не устоялась. Например, специалисты ОАО «Сургутнефтегаз» в баженовской свите выделяют 6 литотипов, другие исследователи иначе литотипизируют разрез. Однако все исследователи отмечают, что отложения баженовской свиты крайне изменчивы. В соседних скважинах, на расстоянии 2–3 км друг от друга, можно встретить совершенно разный тип разреза и соответственно в одном случае получить приток нефти промышленных масштабов, а в соседней скважине не получить притока вообще.

Еще одной характерной особенностью отложений баженовской свиты является наличие в ней небольших прослоев (порядка нескольких сантиметров) пород-коллекторов. Геологи-нефтяники понимают, что несмотря на то что пласты баженовских отложений выдержаны по мощности, не всегда удается установить, будут ли присутствовать в них каналы, по которым нефть придет к добывающим скважинам, поскольку основная порода является почти непроницаемой, а предлагаемые методы воздействия на пласт, такие как МГРП, создают искусственную проницаемость с невысоким КИН, около 5–6%[1].

Исследователи отмечают наличие некоторого проницаемого прослоя на границе абалакской и баженовской свит. Пока точно не установлено, к какой из свит относится этот часто встречаемый пропласток, к низам баженовской свиты или верхней части абалакской свиты. Целенаправленная добыча нефти из этого пропластка в естественном

режиме приводит к созданию разряжения и соответственно дает приток нефти из низкопроницаемых баженовских отложений в проницаемый коллектор, через который нефть поступает в скважину. С учетом наличия АВПД в отложениях баженовской свиты этот механизм может обеспечить значительно большие уровни коэффициентов извлечения нефти (КИН), чем в результате проведения гидроразрыва пласта, и обязательно должен учитываться при проектировании систем разработки. Помимо проводящих пропластков в отложениях баженовской свиты присутствует множество элементов, которые могут изменять коллекторские свойства породы, таким элементом, например, являются трещины. Частично эти трещины «залечены» кальцитом, частично они являются открытыми. Часть трещин – субгоризонтальные, часть – вертикальные и наклонные. К сожалению, стандартные методы сейсморазведки не позволяют установить степень трещиноватости пород. Методы, развиваемые в Балтийском федеральном университете им. И. Канта (под рук.Ерохина Г.Н., д.ф.-м.н.) в г. Калининграде, по анализу дифрагированных волн, возможно, позволят изменить ситуацию и выполнять в дальнейшем анализ трещиноватости пород баженовской свиты.

Изменчивость пород баженовской свиты, а также неоднозначность метода подсчета извлекаемых запасов нефти баженовских отложений определяют то, как странно выглядят подсчетные планы по залежам баженовской свиты. Запасы категории C_1 утверждаются в виде «квадратов» вокруг скважины, запасы категории C_2 иногда принимаются на государственный баланс, а иногда и не принимается вовсе. Отсутствует возможность произвести геометризацию залежей. Для отложений баженовской свиты понятие месторождения как нефтяного поля (oilfield) приобретает свой истинный смысл – в залежах бажена нет ВНК, вся толща пород в той или иной мере нефтенасыщена. Однако подсчет геологических запасов объемным методом для отложений баженовской свиты возможен и достаточно точен, вопрос состоит лишь в том, какими принимать эффективные нефтенасыщенные мощности (по предложению ГКЗ – половина общей мощности). Есть и другой подход – производить оценку нефтяного потенциала пород баженовской свиты методом пиролиза на установках RockEval, определяя параметр S1. Этот параметр помогает определить количество свободных легких УВ в породе на этом этапе, не беря в расчет пиролитическое преобразование битумов и керогена. На взгляд автора, рациональнее всего для подсчета запасов нефти в баженовской свите применять объемный метод с учетом параметра S1 по пиролизу и с учетом фактических данных по добыче нефти из отдельных скважин.

Трудно говорить о модели коллектора для отложений баженовской свиты, но все же применять понятие коллектора как толщи, аккумулировавшей в себе нефть, возможно. При этом необходимо учитывать, что в таком коллекторе присутствуют поры, трещины и каверны. На примере залежей баженовской свиты Салымского месторождения можно понять, что в отложениях бажена наибольшей пористостью обладает коллектор порово-трещинного типа, хотя и наличие кавернозности значительно увеличивает емкость коллектора.

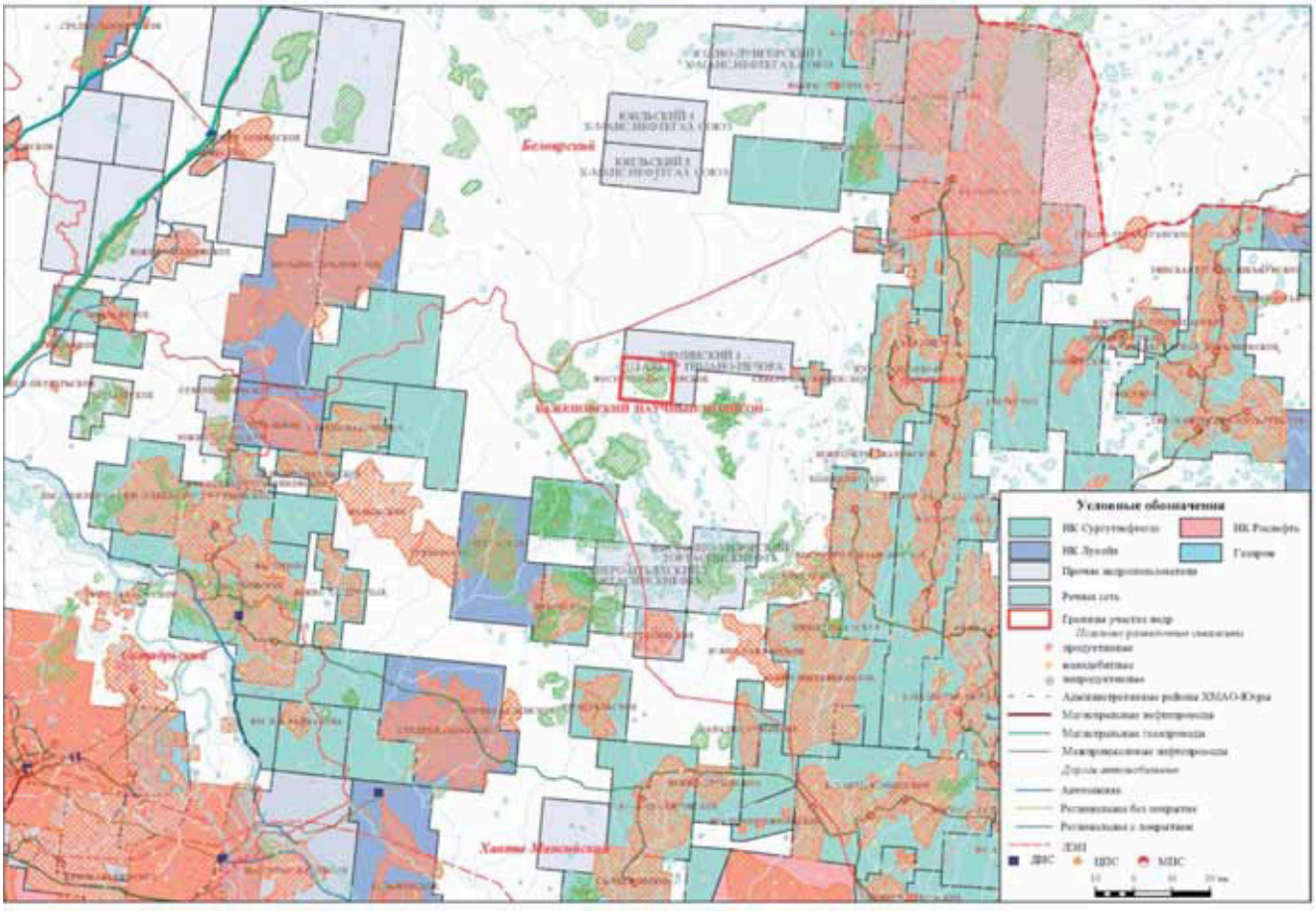


Рис.4. Специальный научный полигон «Баженовский»

Уникальный в своем роде объект – баженовская свита – требует постановки и новых уникальных исследований. Даже при работе со шлифами (тонкими срезами) заметно, что стандартные шлифы не позволяют рассмотреть структуру баженовского керна. Для изучения керна баженовской свиты требуется изготовление специальных ультратонких шлифов толщиной не более 20 мкм. Даже применение томографов не позволяет полностью понять структуру порового пространства такого нестандартного коллектора. Необходимо использовать электронный микроскоп с очень высоким разрешением для того, чтобы оценить органическую пористость баженовских пород, где поры имеют размеры всего 1–2 мкм, образовавшиеся там, где органическое вещество, кероген, перешло в нефть.

В настоящее время существует два основных метода разработки отложений баженовской свиты. Метод бурения горизонтальных скважин с проведением многозонного гидроразрыва пласта является преобладающим. По опыту разработки залежей нефти в сланцевой формации Баккен, горизонтальные скважины бурятся на удалении друг от друга примерно 300 м при горизонтальном удлинении ствола скважины 1 км и расстоянии между секциями 100 м. Второй метод – это метод термогазового воздействия на пласт, заключающийся в закачке газовоздушной смеси и вызывании внутреннего горения (окисления) в пласте. Происходит повышение пластовой температуры и проявлением эффектов, сопутствующих разогреванию нефтей и растрескиванию породы, вызывающих дополнительный приток нефти в добывающую скважину[1].

В настоящее время по инициативе губернатора Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – Н.В. Комаровой на территории Югры создается специальный научный полигон «Баженовский» (рис.4). Небольшой полигон (150 км^2) в центре наиболее перспективной территории в настоящее время проходит этап геологического изучения: запланировано бурение опорно-параметрической скважины Баженовская-1 с детальным изучением отобранного керна, проведение высокоточных 3D сейсморазведочных работ, уже в зимний сезон 2015–2016 гг. планируется провести высокоточную гравиметрическую съемку. И это только первый этап. В дальнейшем по распоряжению заместителя Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа – Югры С.М. Полукеева и по согласованию с руководством Роснедра намечается создать баженовский консорциум, объединяющий нефтяные компании, научные институты, научные центры университетов и Фонды. Цель – разработать и внедрить новые уникальные технологии по разработке отложений баженовской свиты. Специалисты АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И.Шпильмана» оценивают, что реализация всех мероприятий по освоению баженовской свиты может уже к 2030 г. привести к тому, что годовая добыча нефти из отложений баженовской свиты составит не менее 20–30 млн т, что позволит стабилизировать добычу нефти в Югре и в целом в России.

Литература

1. *А.В.Шпильман., И.П.Толстолыткин.* Пути реализации добычного потенциала нефти ХМАО-Югры // Научно-технический журнал «Георесурсы». – 2013. – № 4(54). – С. 23–28.

2. *А.В.Шпильман.* Создание «Баженовского» научного полигона в Югре – путь к разработке новых технологий разведки и освоения нетрадиционных ресурсов УВ сырья. Сб. докл. XIIV науч.-практ. конфер. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». – Тюмень. 2015.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск, alk@ipc.tsc.ru

В мировой структуре сырьевых углеводородных ресурсов постоянно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся тяжелые и высоковязкие нефти. Запасы тяжелых и высоковязких нефтей в несколько раз превышают запасы легких и маловязких нефтей и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли как в России, так и в ряде других нефтедобывающих стран мира [1, 2]. Поэтому разработке залежей высоковязких нефтей уделяется все большее внимание. К настоящему времени среднегодовой суммарный объем добычи таких нефтей в мире приближается к 500 млн тонн, а накопленная добыча превышает 14 млрд тонн. По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы, значительные запасы имеют также Мексика, США, Кувейт, Китай и Казахстан. На территории России запасы нефти с вязкостью более 30 мПа·с составляют 7.3 млрд тонн, большая часть которых сосредоточена в республиках Коми, Татарстан и Тюменской области [1, 2].

В последнее время самыми распространенными методами увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти являются тепловые методы – вытеснение нефти паром, циклическая закачка пара в пласт и гравитационное дренирование при закачке пара**.** Такое воздействие на пласт применяется в основном в Канаде, США, Бразилии, Венесуэле, России и Китае. Увеличить эффективность паротеплового воздействия можно путем его сочетания с физико-химическими методами, в частности, с применением термотропных гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций, увеличивающих охват пласта закачкой пара и обеспечивающих дополнительное вытеснение нефти [3–6].

Данный подход реализует разработанную в Институте химии нефти СО РАН концепцию использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации непосредственно в пласте химических «интеллектуальных» систем: гелей, золей, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) и буферных систем с регулируемой щелочностью, сохраняющих, самоподдерживающих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения [3–5]. Результаты промысловых испытаний и промышленного использования комплексных технологий паротеплового и физико-химического воздействия в 2003–2014 гг. на месторождениях высоковязких нефтей – пермокарбоновой залежи Усинского месторождения в России и месторождения Ляохэ в Китае показали синергизм методов паротеплового и физико-химического воздействия на пласт, перспективность их комплексного применения для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей [4–6].

Паротепловое воздействие является хотя и эффективной, но технологически сложной и высоко затратной системой разработки. Поэтому перспективно применение физико-химических методов без паротеплового воздействия. Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия, при 20–40^{0}С, предлагается использовать гели и золи на основе низкотемпературной гелеобразующей композиции ГАЛКА®-НТ, а также композиции ИХН-ПРО и ГБК на основе ПАВ, неорганической буферной системы и полиола с регулируемой вязкостью и щелочностью, совместимые с пластовыми водами высокой минерализации, имеющие низкую температуру замерзания (минус 20 ч минус 60^{o}С). Проведены лабораторные исследования и промысловые испытаний «холодных» технологий с применением композиций ГАЛКА®-НТ, ИХН-ПРО и ГБК на опытных участках пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, разрабатываемых на естественном режиме, без теплового воздействия.

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей с низкой пластовой температурой, без паротеплового воздействия, предложены «холодные» технологии с применением гелеобразующей и золеобразующей композиции ГАЛКА-НТ: создание непосредственно в пласте подвижного экрана с регулируемой вязкостью, обработка низкопродуктивных добывающих скважин по варианту реагентоциклики, градиентная закачка и покомпонентная закачка композиции ГАЛКА-НТ. Твердая товарная форма композиции ГАЛКА-НТ растворяется в воде любой минерализации и образует раствор с низкой вязкостью, как у воды. Низкая температура застывания растворов композиции делает ее применимой в зимних условиях. Непосредственно в пласте, через определенное время в зависимости от концентрации (разбавления), происходит генерация золей или гелей с авторегулируемой вязкостью. Изменяя концентрацию компонентов в композиции ГАЛКА-НТ, можно получить как свободно-дисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связно-дисперсную неподвижную систему (гель).

На пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, на участке, разрабатываемом на естественном режиме, без паротеплового воздействия, в сентябре–октябре 2014 г. проведена апробация технологии увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока с применением термотропной неорганической золеобразующей композиции ГАЛКА-НТ по варианту реагентоциклики. ООО «ОСК» проведена закачка золеобразующей композиции в 3 малодебитные добывающие скважины в объеме от 40 до 120 м^3. Применение композиции ГАЛКА-НТ, образующей золь непосредственно в пласте, для холодной обработки малодебитных добывающих скважин дает существенное увеличение дебита нефти, в 2.1–4.8 раза. На рисунке

1 представлена реакция на закачку композиции по одной из тестовых скважин. По итогам 4-х месяцев после обработки дополнительная добыча нефти составляет 70–400 т на скважину, эффект продолжается.

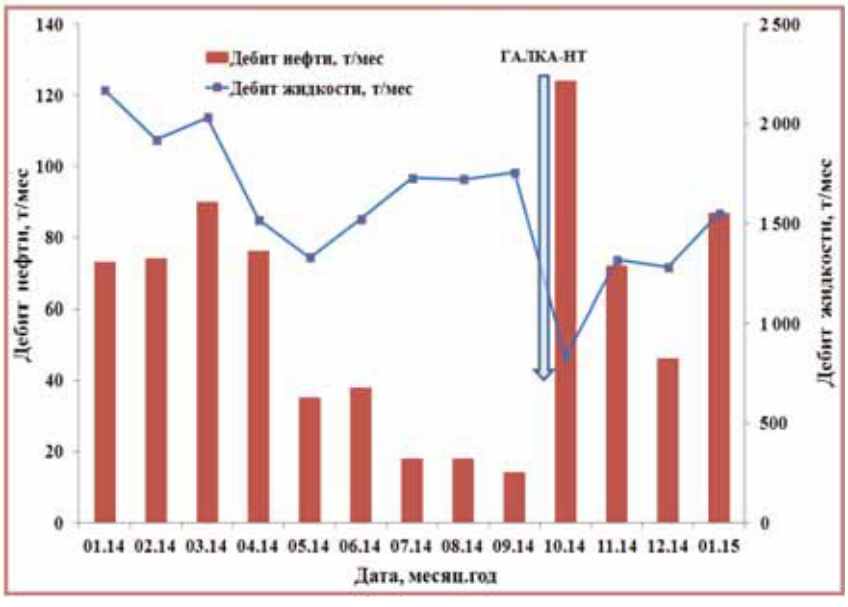


Рис. 1. Прирост дебита по нефти и снижение дебита по жидкости после закачки в 2014 г. неорганической золеобразующей композиции ГАЛКА®-НТ в малодебитную добывающую скважину на участке пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, разрабатываемого на естественном режиме

В Институте химии нефти СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей, разработаны нефтевытесняющие композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью ИХН-ПРО на основе ПАВ, щелочной неорганической буферной системы и многоатомного спирта, имеющие низкую температуру замерзания (минус 20 ч минус 60 °С). Композиции ИХН-ПРО имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, их плотность можно регулировать в пределах от 1.1 до 1.3 кг/м^3, вязкость – от десятков до сотен мПа·с. Композиции применимы при естественном режиме разработки залежей высоковязких нефтей. Высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта. Кроме того, закачка подвижных оторочек композиции ИХН-ПРО с регулируемой вязкостью в нагнетательные скважины может приводить к выравниванию подвижностей вытесняющего агента и нефти, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, выравниванию фронта вытеснения, ограничению прорывов вытесняющего агента в добывающие скважины, увеличению коэффициента охвата пластов воздействием.

Кроме закачки композиций на основе ПАВ в нагнетательные скважины, для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей без теплового воздействия, предлагается реагентоциклика (аналогично пароциклике). В добывающую скважину закачивается оторочка композиции ПАВ, затем производится закачка воды, после этого производится выдержка 7–14 суток (аналогично пропитке при пароциклике) и затем скважина пускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле проводится следующий цикл – закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, как и в первом цикле, выдержка и затем добыча нефти из скважины. В результате наблюдается увеличение добычи нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей пласта.

Разработанные композиции ИХН-ПРО на основе ПАВ могут быть использованы для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, не охваченных тепловым воздействием, либо путем закачки в нагнетательные скважины на различных стадиях разработки, в том числе и совместно с гелеобразующими композициями, либо путем закачки в добывающие скважины методом реагентоциклики.

Для увеличение дебитов низкопродуктивных добывающих скважин по нефти и жидкости пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения без паротеплового воздействия в 2014 г. проведены опытно-промышленные работы (ОПР) с применением композиции ИХН-ПРО. С 30.08.2014 по 27.09.2014 ООО «ОСК» произведена закачка композиции ИХН-ПРО в 5 добывающих скважин. Объем закачки композиции ИХН-ПРО находился в интервале 24–45.5 м^3. После закачки композиции ИХН-ПРО наблюдается увеличение дебитов и по нефти, и по жидкости, рис. 2, 3. Дополнительно добытая нефть за полугодовой период наблюдения составила ~4000 т по 5 скважинам, ~800 т/скв., эффект продолжается. По результатам проведенных работ технология применения композиции ИХН-ПРО для увеличение дебитов низкопродуктивных добывающих скважин была рекомендована к промышленному применению.

Для интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и повышения продуктивности добывающих скважин в Институте химии нефти СО РАН разработана кислотная композиция ГБК. ГБК – нефтевытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ч минус 60°С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Композиция применима в широком интервале температур, от 10 до 130°С, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности, пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с

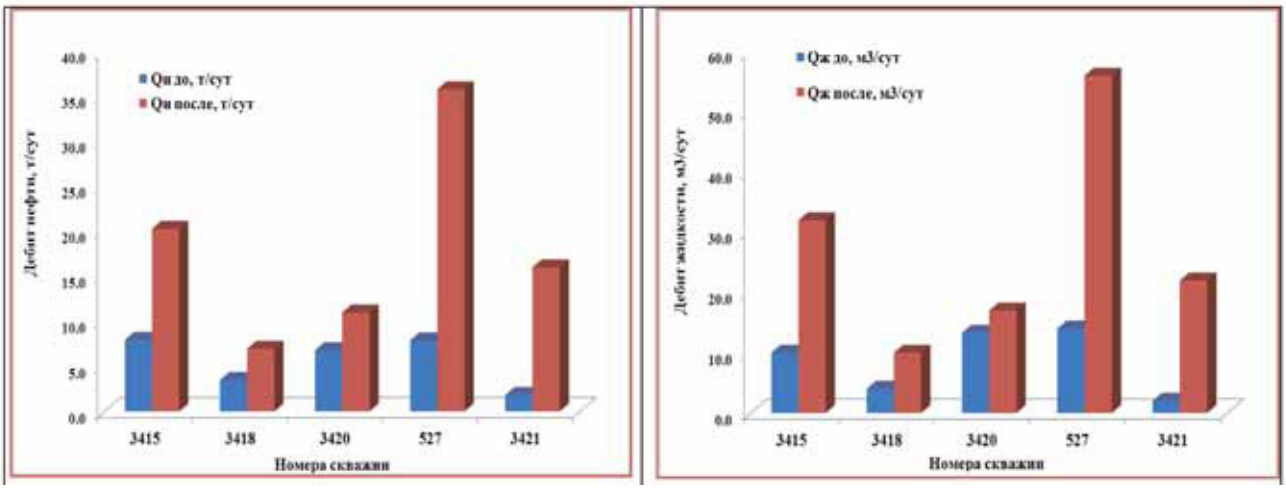


Рис. 2. Результаты обработки призабойной зоны низкопродуктивных добывающих скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения с применением композиции ИХН-ПРО: увеличение дебитов по нефти и по жидкости

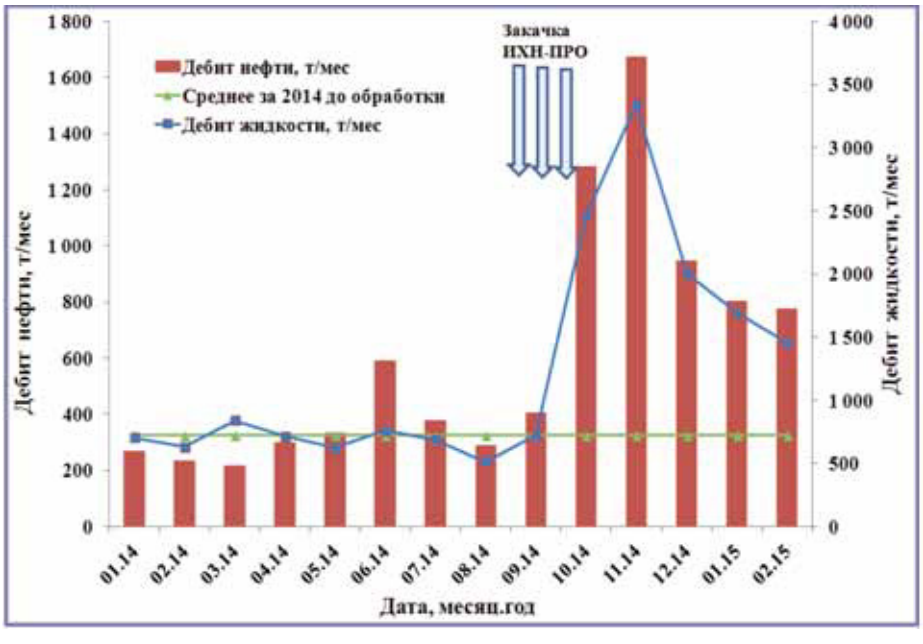


Рис. 3. Результаты обработки призабойной зоны низкопродуктивных добывающих скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения с применением нефтевытесняющей композиции ИХН-ПРО, сводный график по 5 скважинам

карбонатными породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее действие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

С 29.05.2014 по 26.07.2014 на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения проведены опытно-промышленные работы с применением композиции ГБК. ООО «ОСК» произведена закачка композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих скважин. Объем закачки композиции ГБК находился в интервале 30–50 м^3, объем концентрата композиции ГБК – 9–15 м^3. На рисунке 4 представлена характерная реакция скважин непосредственно после закачки, а на рисунке 5 – обобщенный график по всем 10 скважинам за весь доступный для наблюдения период после обработки – 7–9 месяцев.

После закачки композиции ГБК наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5.5 – 14.8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости – на 15-25 м^3/сут. Дополнительно добытая нефть, за полугодовой период наблюдения, составила ~6000 т по 10 скважинам, ~600 т/скв., эффект продолжается. По результатам проведенных работ технология применения композиции ГБК для интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и повышения продуктивности низкопродуктивных добывающих скважин была рекомендована к промышленному применению.

Масштабное промышленное применение новых «холодных» физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, без тепового воздействия, увеличивающих коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки, позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудно извлекаемыми запасами углеводородного сырья, в том числе залежи высоковязких нефтей и месторождения Арктического

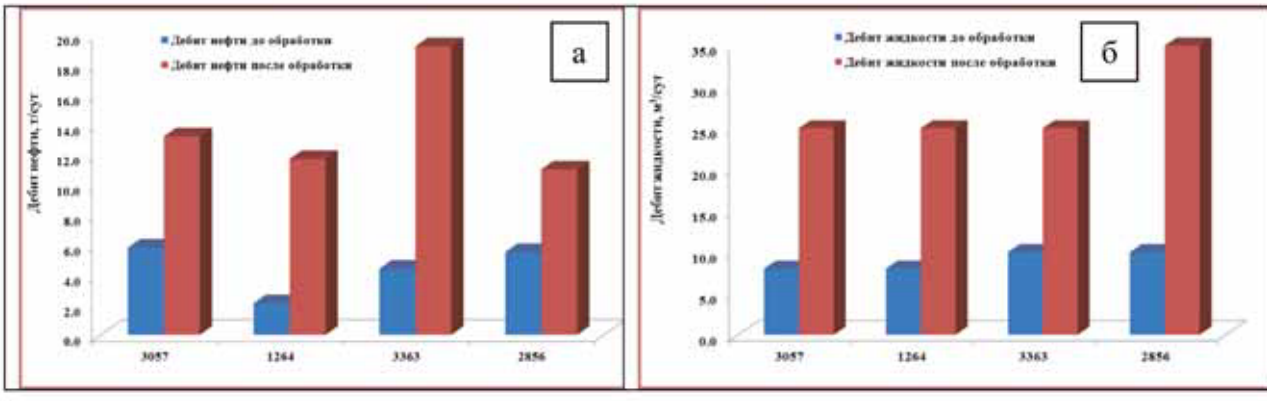


Рис. 4. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах №№ 3057, 1264, 3363, 2856 пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти (а) и по жидкости (б)

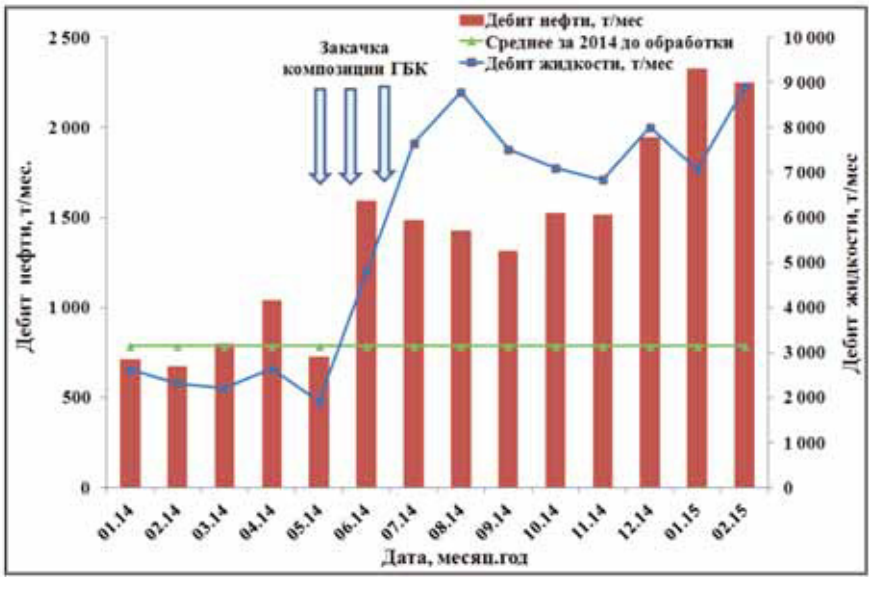


Рис. 5. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия суммарно по 10 низкопродуктивным добывающим скважинам пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти и по жидкости

региона, будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности, расширению ее топливно-энергетической базы.

Работа выполнена при поддержке ФСП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование» в рамках мероприятия 1.3 Программы, Соглашение № 14.607.21.0022 от 05.06.2014.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача – прошлое, настоящее, будущее.– Казань: Изд-во «ФЭН», 2012. – 664 с.

2. *Максутов Р., Орлов Г., Осипов А.* Освоение запасов высоковязких нефтей в России. // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.

3. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.* Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.

4. *L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov,* Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments// Oil&Gas Science and Technology. – 2008. – V. 63. – № 1. P. 37-48.

5. *Алтунина Л.* Композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей/ *Л. Алтунина, В. Кувшинов, И. Кувшинов, С. Урсегов* // Oil&Gas Journal Russia**.** – 2012. – № 7. – С.44–51.

6. *Altunina L.K.* Integrated IOR technologies for heavy oil pools / *L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, M.V. Chertenkov, S.O. Ursegov* // Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress. – Moscow, Russia. June 15–19, 2014. – P. 10–11.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

А.А. Боксерман[1], В.И. Грайфер[2], В.И. Дарищев[3], А.В.Фомкин[4]

[1]ОАО «ВНИИнефть», г. Москва, [2]ОАО «РИТЭК», г. Москва, [3]ОАО «РИТЭК», г. Москва, [4]ОАО «ВНИИнефть», г. Москва

В нашей стране имеются огромные нетрадиционные углеводородные (керогенонефтяные) ресурсы в баженовской свите. Баженовская свита (БС) распространена в центральной части Западно-Сибирской низменности на площади более 1 млн км^2, толщина пород колеблется от 10 до 44 м, а ее керогенонефтяные ресурсы оцениваются в объеме до 800–1000 млрд тонн. Отложения БС являются аналогом глубокозалегающих нефтеносных сланцев. Важная принципиальная отличительная особенность их заключается в том, что процессы преобразования содержащегося в баженовской свите органического вещества – керогена – в нефть еще не завершены. Поэтому в настоящее время углеводороды в породах баженовской свиты представлены легкой нефтью в пустотном пространстве и керогеном. В свою очередь, пустотное пространство представлено микро- и макроуровнями. Гидродинамическая среда в основном содержится в макротрещиноватых частях породы, проницаемость которых изменяется в широких пределах – от единиц миллиДарси до единиц Дарси. Вместе с тем значительная доля нефти находится в микротрещиноватом пустотном пространстве, которое в начальных пластовых условиях является практически непроницаемым. К настоящему времени высокий потенциал извлекаемых запасов нефти БС, не используется вследствие отсутствия эффективного способа разработки. Отдельные участки БС разрабатываются на естественном режиме. В течение прошедших 40 лет суммарная добыча нефти по этой свите составляет примерно 12 млн тонн, а нефтеотдача не превышает 3–5%. Породы БС имеют сложный вещественный состав. Специалистами выделены семь литотипов пород, различающихся содержанием четырех основных породообразующих компонентов: глинистых минералов (10–67%); минералов кремнезема (10–40 %), карбонатных минералов (5–60 %), органического вещества – керогена (4–40 %). Все литотипы пород баженовской свиты содержат кероген. Среднее объемное содержание керогена в породах баженовской свиты составляет 23%.

Данные литотипы имеют в основном слоисто-линзовидное развитие. Основные нефтематеринские породы имеют глинисто-кремнистый литотип, характеризуются высоким содержанием керогена (до 45%) и в начальных пластовых условиях являются практически недренируемыми. Другая составная часть нефтематеринской породы сложена литотипами с высоким содержанием карбонатов (до 60%). Данные литотипы отличаются сравнительно низкой пустотностью (до 8 %), но высокой проницаемостью. Именно эти литотипы в начальных пластовых условиях являются дренируемыми и потокоотдающими.

Согласно приведенным выше особенностям для эффективной разработки месторождений баженовской свиты необходимо обеспечить решение следующих основных задач:

– эффективное вытеснение легкой нефти из дренируемых зон;

– максимально возможное извлечение легкой нефти из недренируемой матрицы, а также углеводородов из керогена, содержащегося как в недренируемых, так и в дренируемых породах;

– максимально возможное развитие зоны дренирования не только в матрице, но и в макротрещиноватых породах.

Перспективы разработки как трудноизвлекаемых запасов, так и нетрадиционных углеводородных ресурсов БС могут быть связаны с принципиально новым термогазовым методом увеличения нефтеотдачи легких нефтей, основанным на закачке воздуха и его трансформации в высокоэффективные смешивающиеся (частично или полностью) с нефтью вытесняющие агенты за счет внутрипластовых окислительных и термодинамических процессов.

Метод термогазового воздействия (ТГВ) на месторождениях легкой нефти имеет отечественный приоритет и создан на стыке тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи [1], которые в настоящее время обеспечивают практически всю мировую дополнительную добычу нефти благодаря применению современных МУН. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи использует в качестве рабочего нагнетаемого агента кислородосодержащую смесь, в первую очередь широкодоступные, а следовательно, и наиболее дешевые агенты – воздух и воду.

Принципиальная отличительная особенность термогазового способа разработки заключается в том, что для его реализации используется естественный природный потенциал – повышенная начальная пластовая температура свыше 60–65°С, обеспечивающая самопроизвольное инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов. Содержание катализаторов (CuO, MnO_2, CrO_3, NiO, CaO и др.) в нефтесодержащих коллекторах дает возможность инициирования самопроизвольных окислительных процессов при более низких температурах (свыше 40–45°С). Самопроизвольные окислительные процессы обеспечивают синергетический эффект ТГВ за счет образования тепловой энергии, формирования эффективного смешивающегося агента, улучшения фильтрационно-емкостных характеристик, крекинга и пиролиза керогена.

Имеется возможность управления синергетическим эффектом, усиливая тепловое или газовое воздействие путем регулирования изменения водовоздушного отношения, темпа и давления закачки, концентрации кислорода в воздухе, а также интегрируя термогазовое воздействие с различными видами и компонентами химических МУН.

Важной отличительной особенностью процесса горения в дренируемых зонах БС является то, что в качестве

топлива будет использоваться в основном кероген, содержание которого кратно выше содержания в них тяжелых фракций пластовой нефти. В качестве топлива расходуется примерно 30–50% общего количества керогена в породе. Остальная часть в результате пиролиза и крекинга примерно в равных долях превращается в легкую нефть и углеводородный газ. Таким образом, применение ТГВ обеспечивает дополнительное извлечение нефти и углеводородного газа из дренируемых зон за счет пиролиза и крекинга содержащегося в этих зонах керогена. Согласно оценкам, потенциал дополнительного извлечения углеводородов из дренируемых зон вполне сопоставим с величиной извлечения пластовой нефти и углеводородного газа из их пустотного пространства и может превысить ее в 1,3–1,5 раз и более.

В связи с этим важно подчеркнуть, что выделение из керогена в результате пиролиза и крекинга углеводородов существенно ускоряет процесс обогащения газов горения легкими фракциями нефти, а значит, и формирование эффективного смешивающегося вытесняющего агента в дренируемых зонах.

Термогазовое воздействие обеспечивает не только кардинальное повышение КИН из дренируемых зон, но и дает возможность решить не менее важную задачу – вовлечение в активную разработку недренируемых зон – матрицы, углеводородный потенциал которых кратно превышает углеводородный потенциал дренируемых зон. При этом в комплексном воздействии акцент делается на тепловой компонент, так как именно воздействие является основой решения задачи ввода в эффективную разработку недренируемой матрицы.

Известно, что при повышении температуры выше начальной пластовой происходит кондукционный нагрев окружающих пород. При этом доля тепловой энергии, затрачиваемой на этот процесс, со временем возрастает и достигает значительной величины. В связи с указанным при традиционном тепловом воздействии уход тепла в окружающие породы считается негативным фактором. В то же время при разработке месторождений БС нагрев недренируемых пластов является ключевой задачей для восстановления их дренируемости и вовлечения в разработку. Прогрев недренируемых зон до температуры 250–350°С и более позволяет извлечь из них значительную долю нефти. Кроме того, при таком прогреве, вследствие пиролиза керогена, возможно также извлечение значительного объема дополнительной нефти и углеводородного газа, так как в недренируемых породах содержание керогена достигает 40%.

Закачка воды и воздуха дает возможность реализовать синергетический эффект термического и гидродинамического воздействия. При этом согласно промысловому опыту гидровоздействие должно обеспечить опережающее улучшение фильтрационных характеристик нефтекерогенсодержащих пород БС. Таким образом, этот процесс ускорит распространение теплового фронта и повысит его эффективность, выражающуюся в улучшении ФЕС пород и в увеличении КИН.

Создаваемая в дренируемых зонах высокая температура (до 350°С и выше) наряду с высоким пластовым давлением (более 20–25 МПа) обеспечивает высокую эффективность вытеснения нефти водой, закачиваемой в пласт вместе с воздухом. В результате в охваченных процессом вытеснения нефти зонах смешивающиеся газовый агент и пар могут практически полностью вытеснить пластовую нефть. Закачка водовоздушной смеси позволит формировать в дренируемой зоне тепловую оторочку, скорость перемещения и температура которой должны регулироваться величиной водовоздушного отношения и темпом закачки воздуха. Создаваемая в данной оторочке тепловая энергия оказывает определяющее влияние на прогрев окружающих недренируемых зон и извлечение из них легких нефтей и углеводородных газов. В результате численных исследований возможно определение оптимального значения водовоздушного отношения, которое обеспечивает максимально возможные объем прогрева матрицы и КИН [2, 3].

Учитывая значительные перспективы добычи нефти из материнских пород баженовской свиты, руководство ОАО «РИТЭК», даже в отсутствие экономического государственного стимулирования, вложило значительные средства в научное обоснование нового способа разработки объектов БС и его промысловые испытания на Средне-Назымском месторождении.

Для промысловых испытаний термогазового метода были выбраны опытные участки на Средне-Назымском месторождении (рис. 1), расположенном в Приобской части БС. Их характерная особенность заключается в чередовании дренируемых и недренируемых отложений. Число дренируемых прослоев составляет 3–5 с суммарной толщиной 25–30 % общей толщины. Толщина недренируемых зон на участке 1 не превышает 6 м. Следовательно, прогрев их из дренируемых зон до требуемой температуры вполне возможен. Время и температура прогрева регулируются темпом закачки водовоздушной смеси и величиной водовоздушного отношения. Таким образом, чередование дренируемых и недренируемых зон является весьма благоприятным для организации теплового воздействия на недренируемые зоны из дренируемых.

Расположение скважин, наличие горизонтального ствола с гидроразрывом пласта (ГРП) в скв. 401, отсутствие нормальной гидродинамической связи скв. 3002 с другими скважинами не позволяли организовать регулярную систему воздействия. В связи с указанным основная задача на опытном участке 1 сводилась к изучению принципиальной возможности реализации нового термогазового способа разработки баженовской свиты.

Промысловые испытания и освоение техники и технологии закачки воздуха и воды, а также системы контроля процесса закачки воздуха на опытном участке скв. 219 Средне-Назымского месторождения были начаты в октябре 2009 г. До их начала добыча нефти на данном участке велась из пяти скважин в естественном режиме. Накопленная добыча к началу опытных работ составила 82 тыс. т или 3,8 % начальных геологических запасов в дренируемых пластах. При этом пластовое давление на участке снизилось примерно до 14 МПа, т.е. более чем в 2 раза. Следовательно, потенциал добычи нефти на естественном режиме до давления насыщения (11,7 МПа) был практически исчерпан.

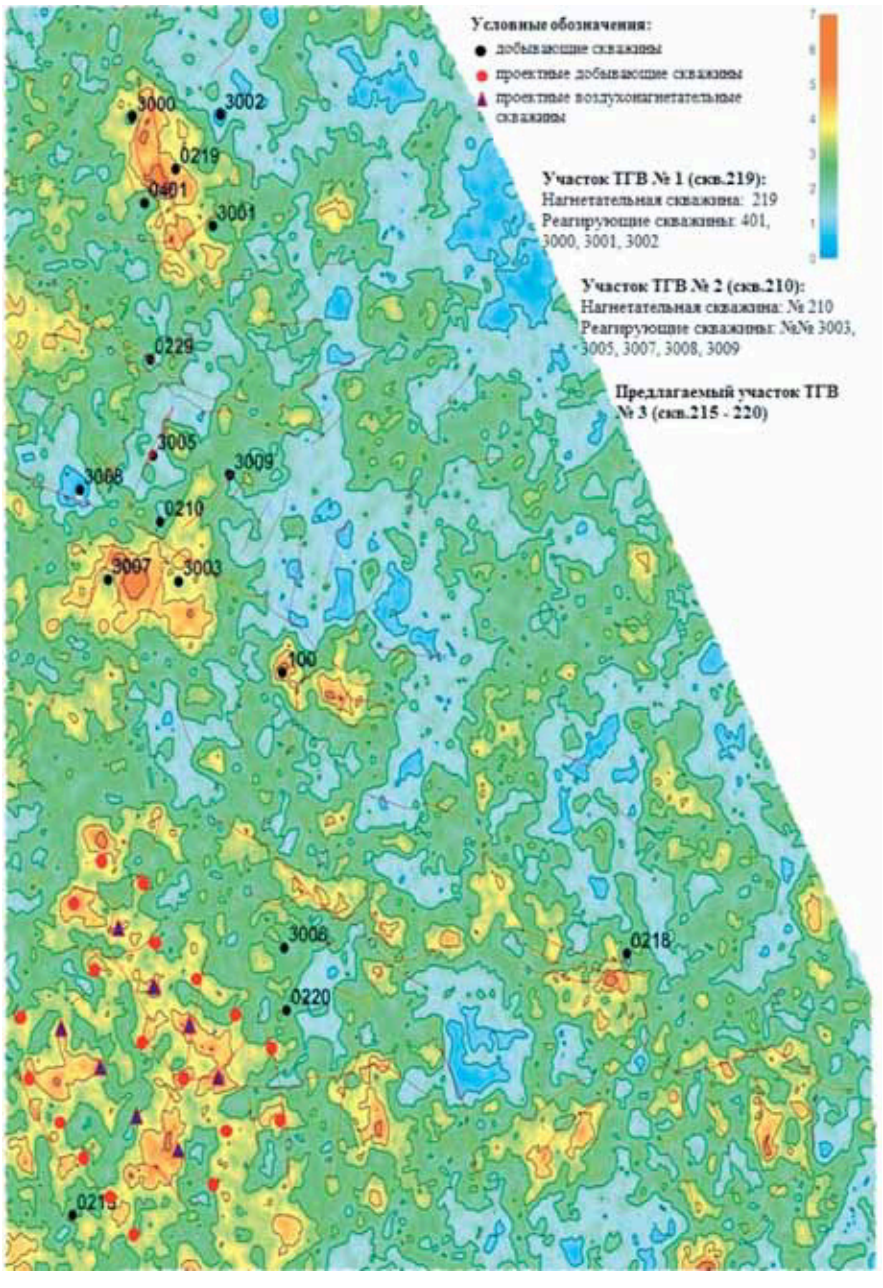


Рис. 1. Карта толщин коллектора (по ЗАО «МиМГО»). Участки ОПР по закачке воздуха в пласт

Закачка воздуха в нагнетательную скважину проводилась периодически.

Первые результаты опытной закачки воздуха в 2010 году показали, что в скв.3000 фракционный состав нефти изменился в сторону увеличения содержания легких фракций (рис. 2), плотность нефти снизилась с 837 до 800 кг/м^3. Как отмечалось ранее, система разработки на этом участке отсутствует. Основная добыча углеводородов ведется практически из двух скважин (скв. 3000 и 3001). Тем не менее можно отметить основные результаты нового этапа промысловых испытаний технологии ТГВ:

– Отсутствие кислорода в добываемых газах за весь период реализации ТГВ на опытном участке свидетельствует о протекании активных самопроизвольных окислительных процессах.

– В период ТГВ наблюдалось увеличение объемов добычи углеводородного газа – газовый фактор добывающих скважин возрастал со 100 м^3/т до 300–400 м^3/т, что подтверждает факт использования керогена в качестве топлива при реализации термогазового воздействия.

– Анализ добываемой нефти показал существенное увеличение легких и средних фракций (и снижение доли тяжелых), что также является следствием пиролиза и крекинга керогена. Кроме того, возможно, что уже поступила легкая нефть и из недренируемых зон в дренируемые.

– Пластовое давление в окрестности скв.3002 увеличилось до 210 атм (на 25–30 атм), что подтверждает положительное влияние гидродинамического воздействия в период закачки воды. В результате уже в течение 3-х лет дебит нефти не только восстановился, но и уже несколько увеличился до 2–3 т/сут.

– Накопленная добыча за период опытных работ достигла величины 125 тыс.т, что уже превышает добычу в естественном режиме (текущий КИН 5,8%). Рис.3.

Эти результаты подтверждают высокий потенциал нового способа разработки БС. Поэтому руководство ОАО «РИТЭК» по согласованию с ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о существенном расширении ОПР с применением ТГВ на новом участке скв. 215–220 в южной части Средне-Назымского месторождения (рис.1). Предварительно проведенные расчеты показывают, что применение ТГВ на рассмотренном южном участке позволяет за 25 лет добыть 35–40% запасов дренируемой части пласта.

Из вышеизложенного следует, что выполнена не только задача первого этапа, т.е. подтверждаются возможность реализации способа для условий БС, а также основные особенности нового способа разработки, определяющие его высокий технологический потенциал.

Именно это позволяет перейти ко второму этапу, основная задача которого – получение максимально возможного технологического эффекта.

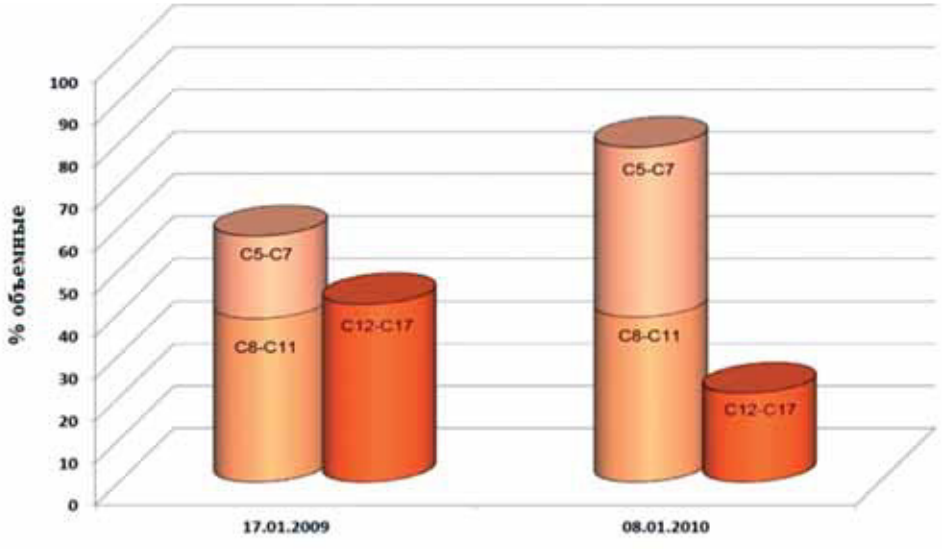


Рис. 2. Изменение фракционного состава нефти скв.3000

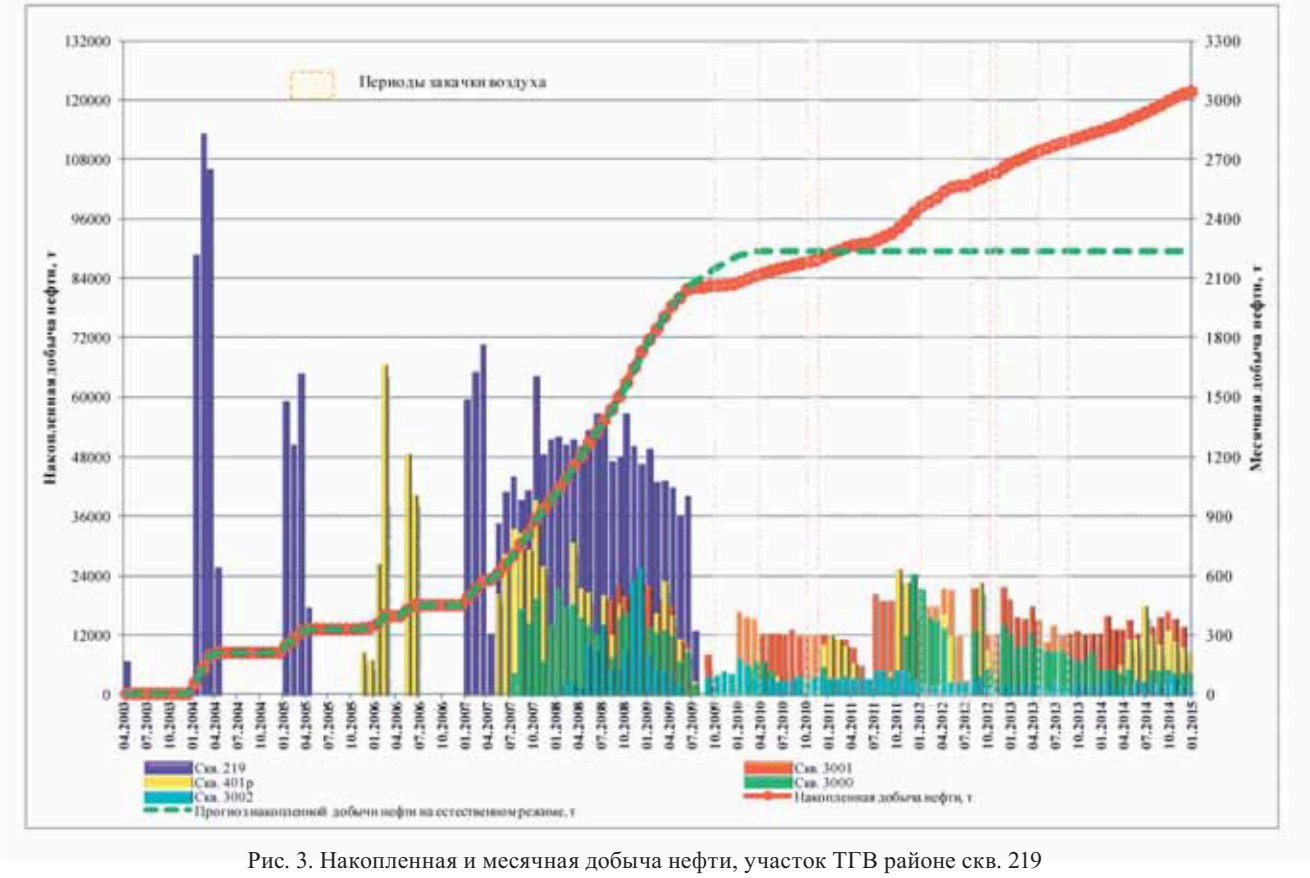


Рис. 3. Накопленная и месячная добыча нефти, участок ТГВ районе скв. 219

Литература

1. *Боксерман А.А.* Результаты и перспективы применения тепловых методов воздействия на пласт // Тепловые методы воздействия на пласт: материалы отраслевого семинара, состоявшегося 5–8 октября 1971 г. в г. Ухта, ВНИИОЭНГ, М. – 1971. – С.10–16.

2. *Боксерман А.А., Власов В.Н., Плынин В.В.* [и др.]. Первичная оценка влияния водовоздушного отношения на эффективность разработки баженовской свиты термогазовым методом / Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 2. – С. 12–15.

3. *Кокорев В.И.* Основы управления термогазовым воздействием на породы баженовскои свиты применительно к геологическим условиям Средне-Назымского и Галяновского месторождений // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 6. – С. 29–32.

4. *Алекперов В.Ю., Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И.* [и др.]. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (части 1–2) // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 100–105 и 2014. – № 1. – С. 50–53.

СКОРО ЛЬ В РОССИИ ГРЯНЕТ СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ?

А.Т. Панарин

ООО «Газпром нефть шельф», a.panarin@shelf.gazprom-neft.ru

В последние годы в России все чаще слышатся разговоры о завершении эпохи так называемой «легкой» нефти, и предлагаются альтернативные варианты наращивания добычи углеводородного сырья.

Однако по прогнозу Минэнерго РФ на перспективу до 2035 года основной объем добычи нефти (более 2/3) по-прежнему будет приходиться на долю действующих месторождений (рис. 1).

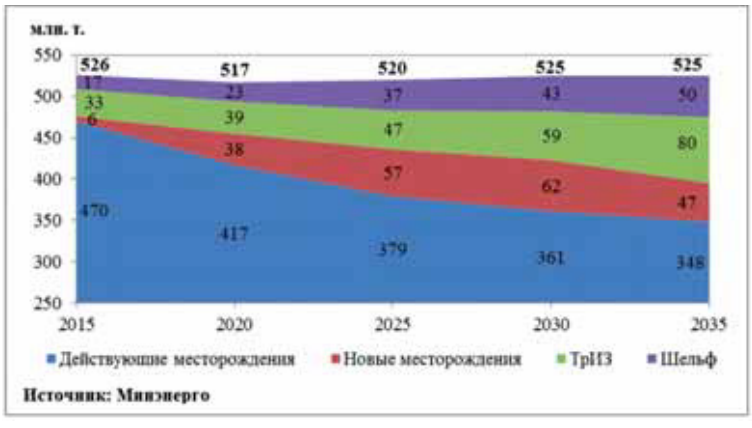


Рис. 1. Прогноз добычи нефти в РФ, млн тонн.

И хотя доля шельфовых ресурсов и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в структуре добычи возрастает с 9,5% до 25% к 2035 году, повышению эффективности разработки эксплуатирующихся месторождений должно уделяться первостепенное внимание.Несмотря на возрастающие объемыдобычи сланцевого газа и трудноизвлекаемых запасов нефти, в новом веке по-прежнему будут доминировать традиционные запасы углеводородного сырья. Международное энергетическое агентство (IEA) прогнозирует, что нетрадиционные запасы нефти удовлетворят лишь 13% мирового спроса, а на долю нетрадиционных запасов газа к 2035 году придется лишь 26% мировых поставок. Кроме того, необходимо отметить, что в этом секторе доли российских и локализованных технологий превышает 80% от современных технологий нефтегазовой отрасли (рис. 2). [1]

Сложившаяся ситуация со снижением цен на нефть, недоступность кредитов, международные санкции, общее ухудшение делового климата существенно снижают маневр нефтяных компаний по вводу новых месторождений, расширению объемов работ по добыче углеводородов нетрадиционного типа.

В последнее время наблюдается увеличение операционных затрат и снижение нормы прибыли нефтяных компаний при извлечении «традиционной» нефти. Тенденция проявляется во всех регионах и в первую очередь в Западной Сибири. Одним из путей решения данной проблемы Минэнерго предлагает введение налога на финансовый результат (НФР), отношение к которому со стороны нефтегазового сообщества неоднозначное.

Обвал цен на нефть во втором полугодии 2014 года со $115/барр. в июне до $50/барр. в январе 2015 года оказал существенное воздействие на финансовое положение компаний. В сложившейся ситуации достаточно высокую прибыль обеспечит наземная добыча на Ближнем Востоке, шельфовая нефтедобыча, а также разработка месторождений на суше в России и Казахстане (рис. 3).

На грани рентабельности удержатся месторождения в Северном море и на глубоководном шельфе США. Убыточными оказываются проекты на шельфе Бразилии, арктические проекты в России, а также сланцевая добыча нефти в Северной Америке и из битуминозных песчаников в Канаде.



Рис. 2. Современные технологии нефтегазовой отрасли

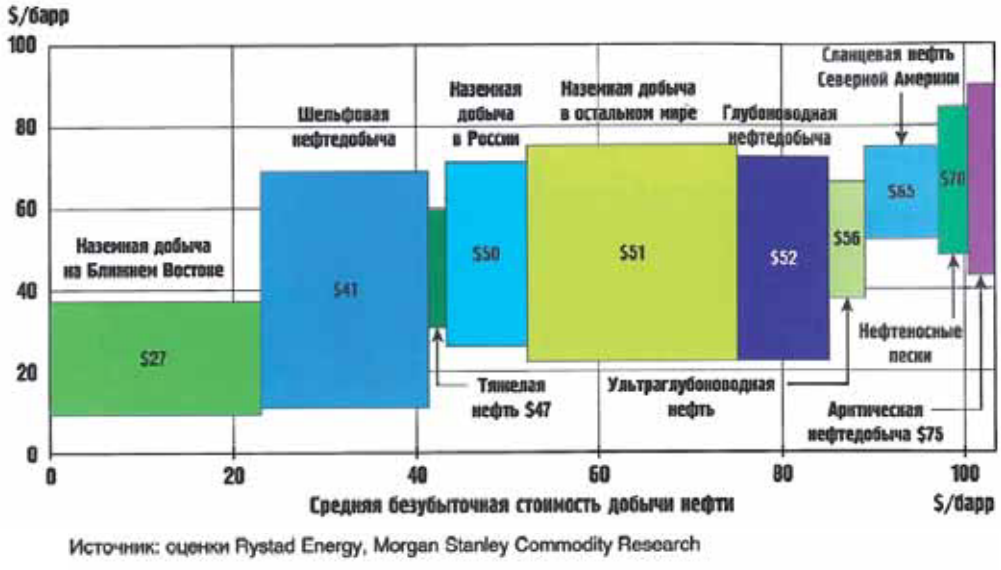


Рис. 3. Средняя себестоимость добычи нефти

Оценочный уровень прибыли при мировой цене нефти $70/барр. приведен в табл. 1. [2]

Еще в начале 2000-х годов США стояли перед выбором освоения арктических или сланцевых проектов и отдали предпочтение последним. Однако, только с 2010 года начался бурный рост добычи сланцевой нефти, которая сегодня достигает 35% от общего объема добычи в стране.

В США к 2013 году выявлено более 20 полей развития сланцевых формаций, в различной степени перспективных для открытия в них углеводородов. Извлекаемые запасы сланцевых формаций США (48 штатов) оценивается геологической службой страны в 7,82 млрд т, в т.ч. на долю основных разрабатываемых формаций приходится 4,6 млрд т[3].

На сланцевые углеводороды в США пробурено 115 тысяч скважин, из них 20 тысяч в 2014 году.В отличие от обычных скважин, дебиты скважин по добыче сланцевой нефти снижаются в течение первого года на 60–70%.

На Ближнем Востоке средняя стоимость одного барреля при наземной добыче составляет $27/барр., что более, чем в два раза меньше стоимости добычи сланцевой нефти Северной Америки ($65/барр.).Начиная с середины 2014 года, неуклонно снижается стоимость акций американских компаний, ведущих сланцевую добычу.Стоит отметить, что история разработки формации Баккен в США составляет более 60 лет, но добыча нефти резко возросла

Таблица 1

Оценочный уровень прибыли при мировой цене нефти $70/барр, $/барр

Страна	Условия добычи	Предельные издержки добычи*	Транспортные расходы до основных нефтепроводных магистралей	Прибыль при цене нефти $70/барр
Саудовская Аравия	Суша	3	2	65
Ближний Восток (без Саудовской Аравии)	Суша	14	4	52
Россия	Суша	18	12	40
Другие б. СССР	Суша	221	12	37
Венесуэла/Мексика	Суша	32	4	34
Норвегия / Великобритания	Северное море	50	2	18
США	Глубоководный шельф	57	2	11
Бразилия	Этанол	66	5	-1
Бразилия	Шельф	80	2	-12
США	Сланцы	73	12	-15
Канада	Пески	90	15	-35
Европа	Этанол	103	2	-35
Россия	Арктика	120	5	-55
Источник: Natixis Global Asset Management (через Рейтер)				
* Маргинальные (предельные) затраты. Анализируются с целью определения, при какой цене может быть достигнуто увеличение доходов на экономии масштаба.				

Таблица 2

Цена безубыточной добычи сланцевой нефти, $/барр.

Плей	Провинция/штат	Цена безубыточности, $/барр
КАНАДА		
Cardium	Альберта	48
Viking	Альберта	49
Bakken	Саскачеван	50
Viking	Саскачеван	53
Exshaw/Bakken	Альберта	55
Lower Amaranth	Манитоба	59
Montney	Альберта	60
Lower Shaunavon	Саскачеван	67
Beaverhill Lake Group	Альберта	70
США		
Monterey	Калифорния	36
Eagle Ford	Техас	49
Bakken	Северная Дакота	50
Granite Wash	Оклахома	57
Granite Wash	Техас	64
Tuscaloosa	Миссисипи	69
AB-Bakken	Монтана	70
Three Forks/Sanish	Северная Дакота	76
Tuscaloosa	Луизиана	92
Источник: Rodgers Oil&Gas Consulting		

лишь в последние 5 лет. В 2012 году она достигла 36,0 млн т (около 38% всех добываемых в стране жидких углеводородов из плотных пород).

В России основными объектами сланцевой нефти являются ресурсы баженовской свиты в Западной Сибири и доманиковые отложения на Европейской части страны.

По данным В. Высоцкого, извлекаемые ресурсы бажена оцениваются в 11,3 млрд т, на которых в последнее время разворачивались опытные и опытно-промышленные работы.

Однако снижение цены на нефть неизбежно приведет к существенному сокращению объемов реализации сланцевых проектов добычи нефти (табл. 2).

Если говорить о доманикитах, то себестоимость добычи из них сланцевой нефти в Татарстане, по данным экспертов, может оказаться существенно больше, чем в США. Она будет рентабельной только при уровне нефтяных цен более $90/барр.

Международные санкции, введенные в отношении ряда российских компаний, станут серьезными препятствиями в реализации важных для страны проектов, в которых требуется технологическая поддержка западных партнеров.

Планы освоения нефтегазовых ресурсов доманиковых и баженовских отложений и других трудноизвлекаемых запасов также оказались под угрозой внешнеэкономических санкций и падения мировых цен на нефть. Освоение арктического шельфа откладывается на отдаленную перспективу, что, естественно, снижает потенциал роста уровней добычи сейчас и в ближайшей перспективе.

В таких условиях вопросы, связанные с поддержанием уровней добычи на действующих проектах, приобретают первоочередную важность как с точки зрения снижения затрат на производство, так и увеличения нефтеотдачи пластов.

Литература

1. *Андриянов В.* Нефтяная Генсхема ‘2035: в ловушке неопределенностей. – Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 1. – С. 56–62.

2. *Виноградова О.* Цена нефти: вниз по лестнице, ведущей вверх. – Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 1. – С. 4–7.

3. *Прищепа О.Н., Аверьянова О.Ю., Высоцкий В.И., Морариу Д.* Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки. – Электронное научное издание «Нефтегазовая геология. Теория и практика»(www.ngtp.ru). – 2013. – Т. 8. – № 2.

THE ROLE OF LABORATORY IN AN IN SITU COMBUSTION PROJECT

H. Bottia[1], C.Gadelle[2]

[1]«Colombian PetroleumInstitute, Ecopetrol S.A, hernando.bottia@ecopetrol.com.co; [2]Xytel Inc., 4220 South Church Street ext, Roebuck, SC 29376 USA

Improved recovery through air injection to create In-Situ combustion (ISC) has shown great potential for application in fields of a wide range of characteristics, reaching in some cases recovery factor in the order of 40%. However its average success worldwide has been less than 45%, a completely review and statistics about ISC was shown by Sarathi [1]. The main reason of this failure has been the lack of knowledge regarding the process. Therefore, an air injection projectrequireda carefulresearch in a specialized laboratory in order to get a first knowledge about it.Taking in account that, the phenomena involved in this process is so complex, it is not possible to performa single test in the laboratory to get the information needed to design this kind of projects. This paper shows the role that the testing laboratory has plaid in an ISC project in Chichimene Field, a heavy oil reservoir in Colombia, and how the information collected from different equipment along with a field pilot connectivity test prior ignition has been used to get the information needed to design a field ISC pilot.A path of work required to implement anISC process was developed by Burger et al [2].

To see if it was possible to applya commercial ISC process in the Chichimene Field, itwas mandatory that a small field pilot was designed and implemented in order to get all the parameter to do a stricter economic analysis and achieve a strong business case.Then,it was necessary to knowthe parameters involved in the basic designof the field pilot. Some of these parametershave to be determined in laboratory. The following information was obtained from the laboratory:

- Ignition procedure and facilities required.
- Air(and water if wet combustion) injection rates required to design the injection facilities.
- Rate and composition of oil and gas production to design the production facilities.
- Stability and speed of the combustion front
- Temperature profiles.
- Fuel burned per unit volume of reservoir.

The contribution of the information obtained in the laboratory will be shown below.

IGNITION OF THE PROCESS

Ignition is the first step in any process of in situ combustion, it occurs when the oil in the reservoir reacts with the oxygen injected at the right temperature. This temperature can be reached by heating the reservoir in the nearby of the injector well by different artificial methodswithespecial tools and procedures that depends of the amount of heat needed and some well and reservoir characteristics. A good method to choice the best way to do the ignition was shown by Turta [3].

But, if the oil is sufficiently reactive with air under reservoir conditions, the ignition couldbe started spontaneously when the air is injected for a suitable period of time, it is called time delay. The time delay depends on the relationship between the heat generated in the reaction system and the heat lost to the surroundings. If the generated heat is greater than the heat lost, thetime delay may be a few days, in the opposite case, the time delay can be infinite; making spontaneous ignition impossible.

In order to determine the time delay in the Chichimene field was used the method developed by Tadema andWeijdema[4] because it is based on the concepts of mass and energy balance and these hypotheses are acceptable. To use this analytical method, itis vitalto know the kinetics parameters of the reaction betweenoil and oxygen in a specific reservoir matrix, this kinetics parameters can be obtained from different devices on the market. A short review of this equipment is shown by Sarathi [1]. An isothermal cell was used in the Chichimene pilot project, for the reason that with it, it is possible to have a satisfactory control of the variables involved in the chemical reaction kinetics and along with a proper test method is possible to avoid the diffusional phenomena[5].The Isothermal cell of Ecopetrol designed and manufactured by Xytel Inc., can work up to 4500 Psig and 250°C (Fig.1). A description ofthe isothermal oxidation unit (ICU), is shown below



Figure 1. Isothermal Cell Unit

A rock – oil mixtures is placed in a special cylindrical metallic reactor with an especial design that allows easy contact between sample and oxygen molecules contained in the surrounding gas.The sample holder is then placed in a pressure cell and the oxidation rate of oil is determined at different temperatures and pressures,as the change in the content of oxygen introduced into the cell and the oxygen remaining at the end of the test after a certain testing time. Kinetic parameters are determinedby using the Arrhenius equation [6]. The Isothermal cell has thefollowing equipment:an injection system to control

the air injection until the test pressure is reached; the facilities to discharge the reactor under flow control when the test is finished; a temperature control system and a system to measure the volume and composition of the outlet gas.

In the Chichimene project, 5 testswere carried out at different temperaturesand again at another pressure. Also,other testswere performed to study thetimedelay using linseed oil to promote oxidation of the reservoir oil. With this information it was possible to know that in Chichimene field there is a great potential to obtain a spontaneous ignition and to prepare a contingency plan by using of linseed oil.

DESIGN OF THE SURFACE FACILITIES

In the literature is possible to find different analytical methods to get the basis of design of a field project, like some developed by Nelson and McNeil [7], Gates and Ramey [8] and Chiu [9]. In the Chichimene pilot the Nelson and McNeil method was used. The inlet performance parametersused to develop this analytical method by combustion tube (CT) tests, because even though certain correlations to determine these information exist,the facts that the oils are characterized by being composed by a great number of compounds that could react in differentways in the presence of a specific reservoirmatrix when subjected to oxidation and pyrolysis and even if some macroscopic properties of the oil could be similar, this performance parameters may be different.

The combustion tubes are elementary physical simulators widely accepted by many authors that allow direct observation of the propagation of the combustion front at reservoir conditions but constrain to 1D. The air requirement, fuel requirement, the physical-chemical changes of oil recovered, the rate of advance of the combustion front, the composition of the gas produced, the rate of the combustion front and water requirement in case of wet combustion process are obtained by performing different CT tests.The stability in the combustion front advance also is shown under CT test conditions.

The Ecopetrol CT, designed and manufactured by Xytel Inc. (Fig. 2), is fully automated and can work up to 4500 Psig and 700°C. The equipment consists of several subsystems that allow the test to be performed successfully. The gas injection system is use for providing the gases to the combustion tube. It consists of two compressors, one for airinjection and one for helium or nitrogenfor maintaining pressure in the annulus between the inner tube and the outer shell.

The main part is called «combustion tube» where all combustion and oxidation reactions occur. This system was design to operate with nearly adiabatic temperature control to minimize heat loss. This temperature control is composed by 15 independent heating zones along the reactor. Each heating zone is controlled independently with a delta of temperature between two thermocouples located in the center of the packing and the other on the reactor wall.The reactor is assembled concentrically within a pressure jacket. The annular space between the jacket and the reactor is filled with a micro-porous low thermal conductivity insulating material to prevent heat loss by convection. To keep low the difference of pressure between the jacket and the reactor, the annular space is pressurized with nitrogen or helium it helpsto keep a near adiabatic behavior.

During CT test,water, gas and oil are produced at the outlet of the reactor. The CT is designedwith a system of separation of the liquid and gas phases. The liquid phase is directed to the liquid collection system that allows samples to study the physical and chemical changes of oil and water. The gas produced is directed toward the gas collection system; this system provides online measurement of the amount and composition of the effluent gas. A purification system and vent gases are responsible for removing H2S and CO from the gas stream and then are emitted into the atmosphere on.

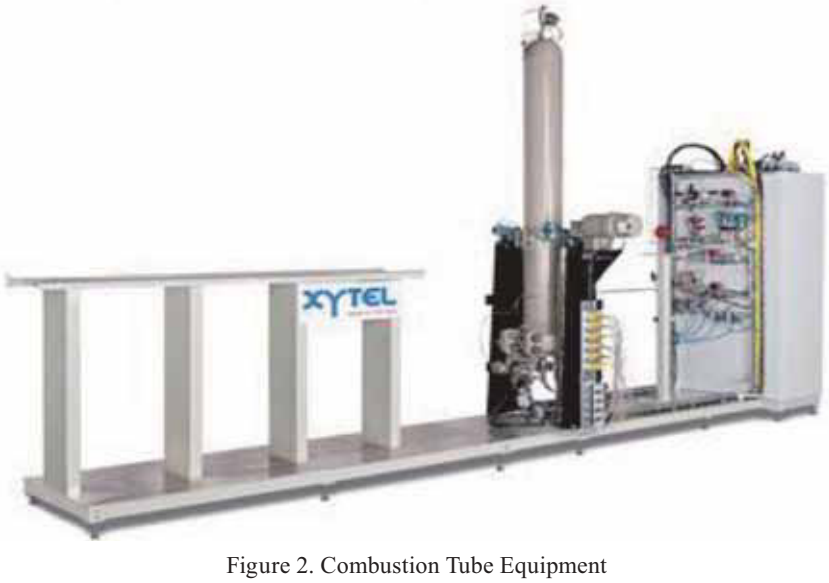


Figure 2. Combustion Tube Equipment

Two CT tests were done, one dry CT test and one wet CT test. With the information collected from these tests along with the Nelson and MacNeil method and a short injectivity test on field to corroborate the maximum pressure required to

inject air, it was possible to know the total amount of air and water and defined the injection schedule. According with it, the sizing of compression system and water pumping stationwere done.Furthermore once the properties of water and oil were obtained by CT test, the sizing of the liquid treatment was done including the emulsions treatment, in this case it was necessary to do some specific CT tests to get enough amount of emulsion to investigate different solutions for destroying them.

The choosing and sizing of the gas treatment, specifically thetreatment for CO_2, CO and H_2S, were done using the composition of the exhaust gas from the CT tests, an adsorbent treatment was chosen forH_2S. Moreover, this gas composition from CT tests was used to do the selection of materials implemented in the pilot wellsand some synthetic gas mixtures were prepared so that some specific corrosion tests were carried out.

Once the wells of the field pilot were perforated and the ignition procedure and air injection schedule were defined, a connectivity test was done in the field by nitrogen injection in order to know the transit time between injector and producers and the reservoir heterogeneities in the pilot area.With this information it is possible to know how long time takes the gas to go between the injection and the productionwells through the reservoirand then the time needed to see combustion gas and verify that the ignition has occurred. Moreover this information is useful to confirm the air injection schedule and developa procedure to homogenize the advance of the combustion front.

SIMULATION AND OPTIMIZATION OF THE ISC PROCESS

In the last years different research groups have been working hard with the objective of developing a satisfactory way to simulate the ISC, one of the most rigorous has been the Stanford University group. In order to simulate the ISC process it is necessary to develop a kinetic model using a methodology like the isoconversional method [10] and a rigorous upscaling process [11, 12]. In any case it is vital that specialized lab tests are performed with the purpose of having the initial model that can be matchedafter with the field pilot data. One of the equipment that complements the CT test is the Ramped Temperature Oxidation (RTO) equipment.

RTO equipment is useful for defining the different oxidationregimes like oxygen addition reactions and bond breaking reactions (pyrolysis and combustion). With the information obtained from the RTO tests it is possible todetermine the kinetic parameters of the different reactions involved.

The RTO of Ecopetrol,designed and manufactured by Xytel Inc.,can work up to 4500 Psi and temperature ramp until 600 °C (Fig. 3). The RTO was designed to operate andacquire data automatically, with all the facilities to inject air or nitrogen inside a one-dimensional reactor. One thermocoupleinside the reactor measures the reaction temperature and one heating system control the external temperature; RTO equipment has a system to measure the amount of gas and the composition of CO, CO2 and Oxygen of the outlet gas.

Once the pilot will be started, it could be necessary to take decisions to optimize its performances, decisions like changing the rate of injection of air or water shall be taken. Then, in order to understand and reduce the risk that this change can involve, the equipment shown above (ICU, RTO and CT) will help us to do a cheaper investigation before applying a change in the field.



Figure 3. Ramped Temperature Oxidation Equipment

Conclusion

Information collected from ICU, RTO and CT, along with connectivity test prior ignition had been used to get the information needed to design an ISC pilot on Chichimene field. The lab tests were vital to get enough knowledge and the bases of design required to implement an ISC field pilot.

Reference list:

1. *Sarathi P.S.*, «In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices», National Petroleum Technology Office, U.S. Department of Energy, Tulsa, OK, January 1999.

2. *Burger J., Sourieau P. and Combarnous M.*, «Thermal Methods of Oil Recovery», InstitutFran3ais du Pйtrole, publications. Paris, France, (1985), p. 404

3. *Turta A.* «Enhanced Oil Recovery Field Case Studies», 2013' chapter 18.

4. *Tadema H. J. and Weijdema J.:* «Spontaneous Ignition of Oil Sands», Oil and Gas J. Dec. 14, 1970, Vol. 68, No. 50, p.77-80.

5. *Burger J. G.:* «Spontaneous Ignition in Oil Reservoirs», Soc. Pet. Eng. J. (Apr. 1976) 73-81; Trans., AIME, Vol. 16.

6. *Burger J; Sourieau P and Combarnous M*, «Thermal Methods of Oil Recovery», InstitutFranзais du Pйtrole publications. Paris, France, (1985).

7. *Nelson T.W., and McNiel J.S*., «How to Engineer an In-Situ Combustion Project»; Oil and Gas J», pp. 58-65, June, 1961.

8. *Gates C.F. and Ramey H.J., Jr*., «Engineering of In – Situ Combustion Oil Recovery Projects», SPE Paper 7149, presented at the SPE California Regional Meeting, San Franscisco, California, April 12-14, 1978.

9. *Chiu K.W.,* «Analytical Analysis of Air/Oxygen Wet Combustion by Energy Balance»; Paper No. 73, Presented at Fourth UNITAR/UNDP International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Edmonton, Canada, p. 807-825, 1988.

10. *Murat, Cinar, «*Kinetics of Crude-oil Combustion in Porous Media Interpreted Using Isoconversional Methods» a PhD Dissertation, Energy Resources Engineering, Stanford University, August 2011.

11. *Glatz Guenther,* «Towards Field Scale In-Situ Combustion Simulation», aMsC Dissertation, Energy Resources Engineering, Stanford University, May 2012.

12. ***OlufolakeOgunbanwo*** «Uncertainty Assessment on In-situ Combustion Simulations Using Experimental Design, a MsC Dissertation, Energy Resources Engineering, Stanford University, Jun 2011.

БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН КАК МЕТОД РАЗРАБОТКИ КОНТАКТНЫХ СЛОЖНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

А.А. Потрясов

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

В настоящее время добыча нефти из низкопродуктивных пластов с каждым годом увеличивается и на текущий момент составляет – 55%. По 75% проектного фонда добывающих скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», запланированных к бурению, средний дебит составляет менее 10 т/сут. В этой связи поиск новых технологий и/или сокращение затрат на эксплуатационное бурение дает возможность обеспечить в ближайшее время ввод данных запасов в разработку.

С 2010 года в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» начаты широкомасштабные опытно-промышленные работы. Более 30% апробированных технологий переведены в промышленную эксплуатацию.

Опытно-промышленные работы проводятся и в области строительства и заканчивания скважин – бурение горизонтальных скважин (ГС) на депрессии, бурение горизонтальных скважин с последующим поинтервальным ГРП, также бурение многозабойных и многоствольных горизонтальных скважин.

Кратко остановимся на терминологии.

Многозабойная скважина (МЗС) – скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких ответвлений, пробуренных в пределах одного продуктивного пласта/объекта. Строительство МЗС является «щадящей» технологией и обеспечивает контролируемость и управляемость процесса приобщения удаленных от основного ствола нефтенасыщенных зон коллектора.

Многоствольная скважина (МСС) – скважина, имеющая один или несколько боковых стволов, которые могут вскрывать различные объекты или разные точки в сетке разбуривания. По каждому из стволов требуется вести раздельный учет скважинной добычи и закачки.

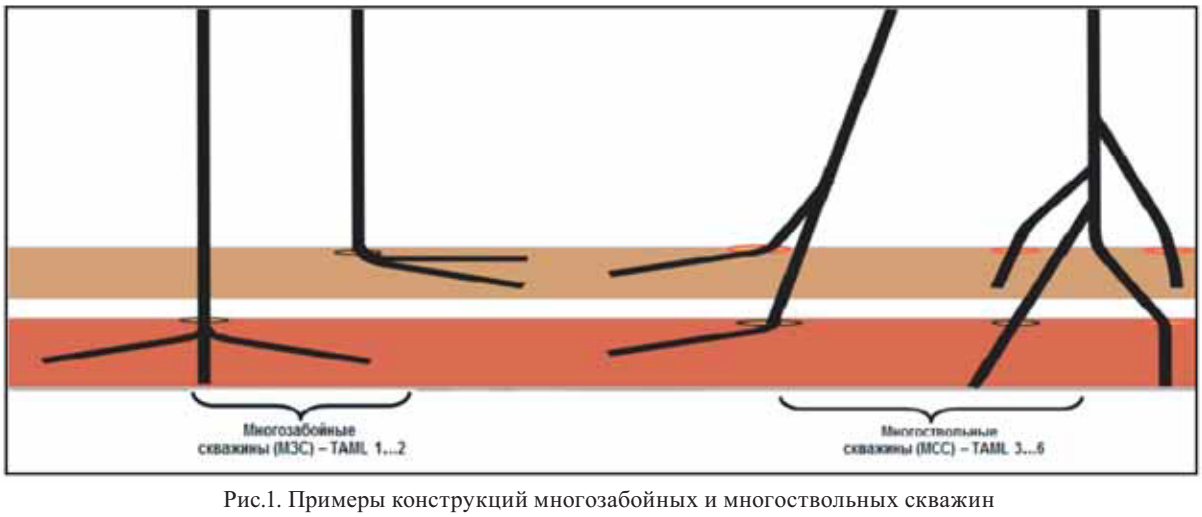


Рис.1. Примеры конструкций многозабойных и многоствольных скважин

В соответствии с классификацией TAML, предложенной в 1999 году международной группой специалистов по строительству скважин, выделены шесть уровней многоствольных скважин по сложности сочленений основного и бокового стволов. Большая часть многоствольных скважин относятся к уровням сложности 1 и 2 по классификации TAML. Их общее количество в мире оценивается в более чем 10000 скважин.

Структура бурения по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», начиная с 2011 года, направлена на строительство скважин с горизонтальным окончанием с целью увеличения дебита жидкости за счет большей области контакта с коллектором.

Решение проблемы разработки низкопродуктивных коллекторов ведет к развитию технологий в области бурения и, как следствие, к увеличению сложных работ при строительстве скважин.

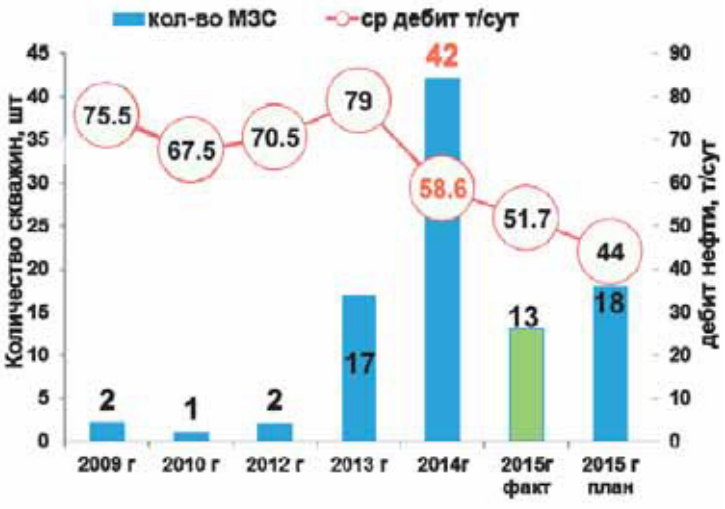


Рис.2. Ввод МЗС и МСС за 2009–2015 гг. по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

С 2009 года в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» были начаты работы по строительству многозабойных горизонтальных скважин с 2–4 стволами. Технология МЗС реализует концепцию строительства скважин «максимального контакта с коллектором».

В 2014 году введено 42 многозабойные скважины со среднесуточным дебитом нефти 58,6 т/сут. В 2015 году планируется пробурить 18 многозабойных скважин. За 6 месяцев 2015 г. введено 13 многозабойных горизонтальных скважин со средним дебитом 52 т/сут.

Таблица 1

Параметры работы многозабойных скважин, запущенных за 6 месяцев 2015 г. по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в разрезе месторождений

Месторождение	Куст	Скважина	Количество ответвлений	Дата ввода в эксплуатацию	Пласт	Параметры работы скважины за первый месяц после запуска			Параметры работы скважины на 01.06.2015			отклонение от входных	
						Qж, м³/сут.	Qн, т/сут.	Обводненность, % объемн.	Qж, м³/сут.	Qн, т/сут.	Обводненность, % объемн.	ΔQж, м³/сут.	ΔQн, т/сут.
Нивагальское	932	6362Г	3	07.01.2015	АВ1/3	50	40	7	50	42	4	0.0	1.5
Нивагальское	930	6218Г	2	05.02.2015	АВ1/3	55	46	4	57	47	5	2.5	1.3
Нивагальское	933Б	6368Г	3	26.02.2015	АВ1/3	52	37	17	53	43	5	0.8	6.0
Нивагальское	932	6360Г	3	10.03.2015	АВ1/3	45	36	7	44	36	5	-1.0	-0.1
Северо-Покамасовское	3	313Г	3	16.01.2015	ЮВ1	190	150	6	185	152	2	-5.0	2.3
Северо-Покамасовское	2	611Г	3	12.01.2015	ЮВ1	90	71	6	101	80	5	10.7	9.3
Красноленинское	92	9221г	4	17.04.2015	ВК1	53	10	78	39	11	67	-14.0	1.2
Северо-Семивидовское	1	3915г	3	27.01.2015	П	47	36	8	44	30	20	-3.2	-6.8
Северо-Семивидовское	2	3907г	2	13.05.2015	П	81	67	2	81	67	2	0.0	0.0
Южно-Ягунское	323	247Г	3	09.04.2015	БС10/1	38	29	10	36	29	8	-1.6	-0.5
Восточно-Перевальное	27	821Г	3	22.03.2015	Ач3	96	55	31	97	78	3	1.0	23.2
Нонг-Еганское	14	3166Г	3	09.02.2015	ЮВ1	77	60	8	73	57	7	-4.0	-3.2
Нонг-Еганское	28	4296Г	3	20.04.2015	ЮВ1	94	35	56	80	30	55	-14.0	-4.7
	13						672			701			29

Бурение скважин МЗС и количество ответвлений на скважину определяется исходя из геологических условий на каждом участке бурения.

1. Контактные запасы с высокопроницаемыми пластами. Для высокопроницаемых коллекторов, где отмечается интенсивное обводнение с подошвенной части разреза (пласты АВ2, БВ6, БВ8).

2. Контактные запасы с низкопроницаемыми пластами. Для коллекторов с контактными запасами и низкой проницаемостью характерно резкое обводнение после ГРП (пласты группы Ю).

3. Участки с низкой плотностью запасов. Применение МЗС для коллекторов мощностью 2–3 м и краевых зон.

Если сравнивать сроки и стоимость строительства стандартной ГС с горизонтальным участком 500 м и МЗС (3 ствола) в сопоставимых геолого-технологических условиях, то при удорожании строительства на 30% коэффициент продуктивности построенных МЗС в 2 раза выше. Из чего можно сделать вывод, что бурение МЗС позволяет:

1 Увеличивать охват воздействия на залежь.

2. Эффективней разрабатывать контактные запасы (при сопоставимых дебитах жидкости, за счет меньшей депрессии, что снижает риски обводнения).

Однако существуют определенные риски, возникающие при строительстве многозабойных скважин:

1. Непредсказуемый риск – литологическая (геологическая) изменчивость пласта.

2. Проводка одного из стволов вблизи ВНК – опасность потерять всю скважину при провале одного ответвления.

3. Выход за пределы пласта одного из стволов (снижение контакта с коллектором).

Накопленный опыт строительства МЗС и развитие новых технологий позволяют совершенствовать и дорабатывать технологию строительства таких скважин. В 2013 году в ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь была пробурена первая 4-х забойная скважина № 8829Г на Нивагальском месторождении. Уже в 2014 году была пробурена и введена первая 5-ти забойная скважина № 9308Г на Нивагальском месторождении (режим работы при вводе Qж = 170 м^3/сут, Qн = 123 т/сут, обв. = 13%). Пробурено четыре боковых ответвления и основной ствол. Суммарная проходка по горизонтальным участкам составила более 1,5 км. Срок строительства составил 80 суток.

Дальнейшим совершенствованием технологии строительства МЗС можно считать применение «интеллектуального» заканчивания горизонтального участка при большом количестве стволов с возможностью контроля притока каждого ствола в отдельности и «отключения» обводняющихся стволов с помощью многоразовых циркуляционных муфт.

Исходя из всего вышесказанного можно сделать следующие выводы:

– Анализ эффективности работы многозабойных горизонтальных скважин в высокопроницаемых объектах показал, что коэффициент продуктивности выше в 2 раза, чем в стандартных ГС, при этом создаваемая депрессия ниже либо соответствует обычным ГС, что позволяет разрабатывать залежи с водонефтяными контактными зонами в щадящем режиме при меньшем риске подтягивания конуса подошвенной воды.

– Полученные положительные результаты многозабойных скважин дают основание к уточнению проектных решений разработки месторождений и переходу от горизонтальных скважин к многозабойным.

– Дальнейшее развитие технологии связано с применением системы интеллектуального заканчивания горизонтального участка многозабойных скважин (набухающие пакера, активные циркуляционные порты).

ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ СЛАБОДРЕНИРУЕМЫХ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГРП

Ф.С. Салимов[1], М.Р.Дулкарнаев[2], В.В. Макиенко[3], А.В. Бухаров[4]

[1,2]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», г. Когалым, Farid.Salimov@lukoil.com

[3]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым

[4]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени, г. Тюмень

Проведение ГРП для большинства месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» долгие годы является основным методом интенсификации добычи жидких углеводородов. Однако в последнее время наметилась устойчивая тенденция снижения эффективности гидроразрыва пласта, на которую, прежде всего, влияют следующие объективные факторы:

1. Выработка запасов, высокая обводненность продукции – большинство месторождений Общества находятся на III и IV стадиях разработки.

2. Ограничения геологического характера – близость ВНК и водоносных пластов выше и ниже объекта разработки.

3. Высокая степень охвата методом ГРП добывающего фонда – большинство скважин вводятся в эксплуатацию с проведением ГРП, по многим скважинам проведено уже по 2–3 обработки.

4. Ухудшение фонда скважин, что выражается в постоянном увеличении консервационного фонда (по причине обводнения) и бездействующего фонда (по причине аварийности и нарушений эксплуатационных колонн).

5. Применение стандартной технологии ГРП из-за развития трещины по региональному стрессу и ограниченности длины не позволяет вовлечь в процесс разработки удаленные тупиковые, недренируемые зоны и участки с высокой остаточной нефтенасыщенностью.

По скважинам месторождений ТПП «Повхнефтегаз» в последние годы отмечается динамика увеличения объемов ГРП до 240 операций в год. Специалистами Отдела технологий повышения нефтеотдачи с привлечением регионального НИПИ (филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени) проведена работа по удержанию и увеличению приростов дебита нефти за счет ГРП в условиях высокой, часто критичной обводненности добывающих скважин, достигающей 100 %.

Основным объектом исследований и опробования различных технологических подходов является пласт $БВ_8$ Повховского месторождения, который имеет крайне высокую степень охвата методом ГРП, достигающую 90 %. Разработка начата в 1978 г., внедрение ГРП – в 1992 г. На сегодняшний день выполнено более 5000 операций по гидроразрыву пласта.

Среди активов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» данное месторождение является одним из крупнейших, простирается на 66 км с севера на юг и на 20 км с запада на восток (рис.1), имеет следующие особенности геологического строения:

– клиноформное строение (рис.2);

– верхняя часть характеризуется хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, относительной выдержанностью по латерали, коэффициентом песчанистости 0,8 д.ед., нижняя часть разреза – более высокой расчлененностью и невыдержанностью коллекторов как по мощности, так и по латерали;

– высокую неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, эффективных нефтенасыщенных толщин различных участков месторождения.

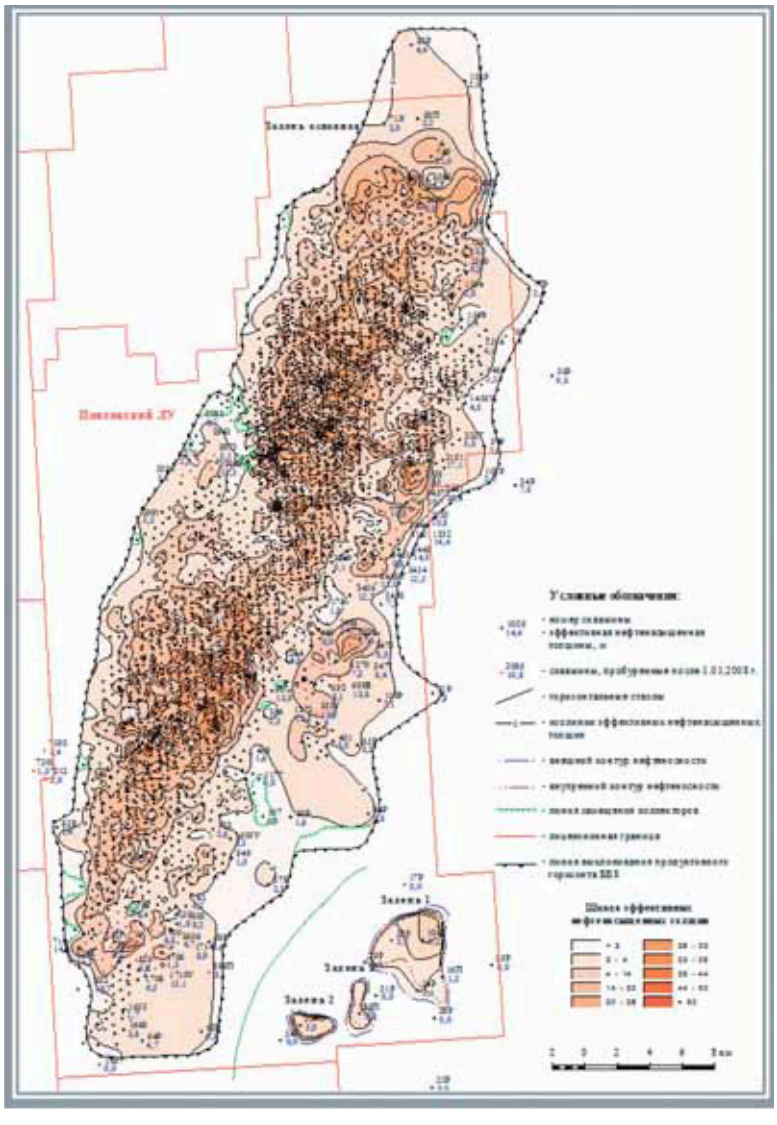


Рис.1. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта $БВ_8$

Следует отметить, что перед проведением ГРП в большинстве скважин выполняются сложные и длительные подготовительные работы, такие как:

– предварительная закачка тампонирующих составов с докреплением цементом (РИР) для селективной изоляции промытых пропластков;

– селективная изоляция промытых участков разреза, негерметичностей эксплуатационной колонны цементными заливками и спуском колонн диаметром 102 мм;

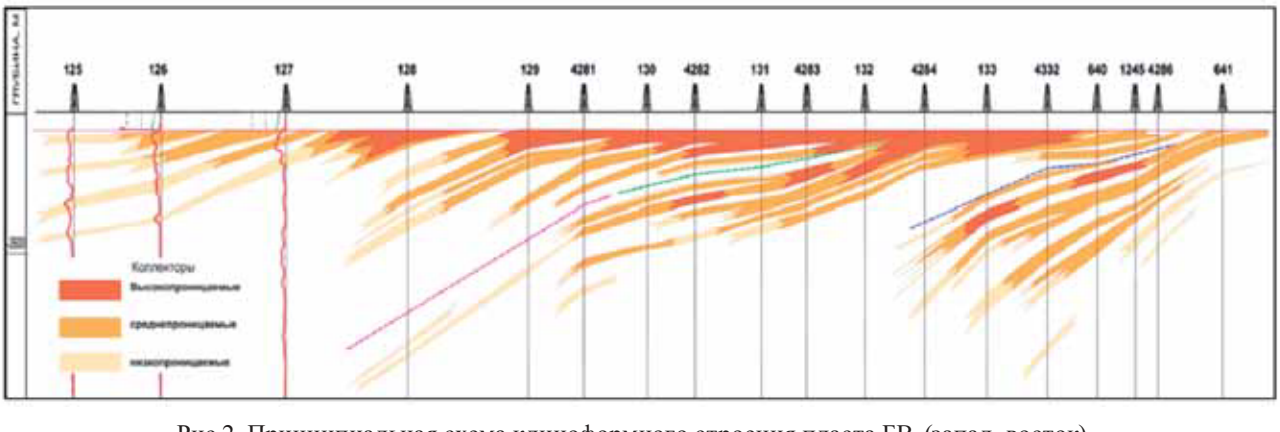


Рис.2. Принципиальная схема клиноформного строения пласта $БВ_8$ (запад–восток)

– проведение специальных исследований по определению остаточной нефтенасыщенности в невскрытой перфорацией части пласта;

– ликвидация различных аварий, очистка забоев, восстановление циркуляции и т.д.

По ГРП опробовано множество различных технологий, которые имеют ограничения в применении и узкий спектр подходящих геолого-промысловых условий. Продолжается массовое применение гидроразрыва пласта на водном геле с различной модификацией технологии закачки: маловязкие гели (вязкость сшитого геля 300–400 сПз), линейные гели, комбинированные буферные пачки геля («подушки»), большеобъемные «подушки». Данный подход в определенной степени позволяет достигать плановую дополнительную добычу нефти, но имеет свои пределы. В сложившейся обстановке необходимо решать задачу более глобально, с вовлечением в разработку слабо дренируемых и трудноизвлекаемых запасов нефти для увеличения КИН и продления рентабельного периода разработки месторождения.

Одним из путей решения данной задачи является внедрение во втором полугодии 2014 г. большеобъемных ГРП с закачкой 150–200 т проппанта. Это позволило значительно увеличить длину созданных трещин, охват дренированием с подключением линз и микролинз, преодолеть участки с ухудшенными ФЭС, являющимися барьерами, не определяемыми в межскважинном пространстве по данным каротажа и 3D сейсморазведки. Проведенные работы показали высокую эффективность не только по достижению приростов дебита нефти в первые месяцы работы, но и по стабильности во времени. Средние показатели прироста по нефти превышают стандартные обработки на 100 %, удельный эффект составил 10,8 т/сут., успешность – 90 %. Единственным минусом технологии является высокая стоимость работ, что сдерживает ее более масштабное применение.

На Повховском месторождении явно выражена анизотропия напряженного состояния пород. Максимальные напряжения ориентированы по направлению северо–запад юго–восток (азимутально 300–340^0 – 120–160^0). Соответственно отмечается тенденция совпадения направлений движения закачиваемой воды и максимальных напряжений. Выявлена закономерность более быстрого обводнения добывающих скважин, расположенных на вышеуказанных азимутах, относительно нагнетательных (рис.3). Данная ситуация приводит к неравномерному вытеснению нефти по площади, образованию многочисленных целиков и обширных зон с высокой остаточной нефтенасыщенностью в межскважинном пространстве. Процесс подбора скважин-кандидатов значительно усложняется в связи с тем, что развитие трещины ГРП идет по направлениям максимальных напряжений. Эффективность проводимых мероприятий при таком расположении скважины показана ниже.

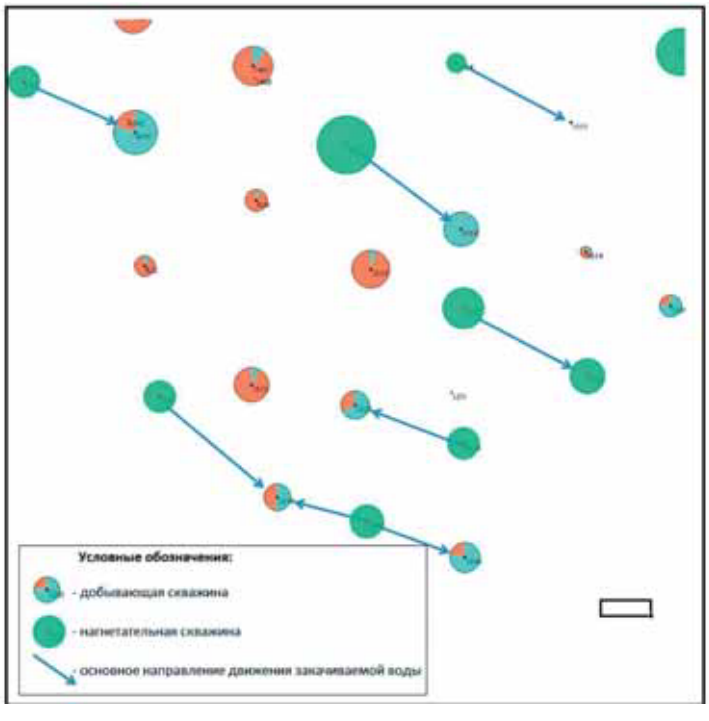


Рис.3. Выкопировка из карты разработки Повховского месторождения

В основу предположения об изменении направления трещины ГРП относительно максимальных напряжений и охвата застойных зон, расположенных в удалении от основных фильтрационных потоков, легли расчеты специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», показывающие возможность временного изменения напряженного состояния пород в прискважинной зоне при изменении пластового давления путем закачки жидкости. Обычная закачка воды или какого-либо агента не подходила из-за большой продолжительности операции и невозможности расчета необходимых объемов состава, быстрого поглощения в пласт. Было принято решение выполнить данную задачу путем проведения процесса ГРП в 2 раздельные стадии с непродолжительным временем технологического отстоя между ними (не более двух часов), которого достаточно для закрытия трещины в условиях объекта $БВ_8$. Данный подход предполагал кратковременное изменение поля напряжений около скважины за счет быстрой закачки жидкости гидроразрыва, разрыва самой породы, удержания сшитого геля в районе созданной трещины. Разрыв породы при закачке во второй стадии предполагался со сменой направления трещины (рис. 4).

Первый ГРП в 2 стадии провели в сентябре 2014 г. на скважине № 2101 с увеличенной массой проппанта по 50 т. Для опробования выбрали скважину, не достигшую критической обводненности более 90 %. Приведем некоторые характеристики пласта: нефтенасыщенная толщина – 20 м; песчанистость – 0,63 д.ед.; проницаемость – 13,3 мД; пористость – 0,18 д. ед.; нефтенасыщенность – 0,425 д. ед. Скважина находится в работе с 1984 г. Режим работы перед проведением ГРП: дебит жидкости – 17 т/сут., обводненность – 86–88 %, дебит нефти – 2,3 т/сут., накопленная добыча жидкости – 216,3 тыс.т, накопленная добыча нефти – 133,3 тыс.т. После запуска скважины в работу получено:

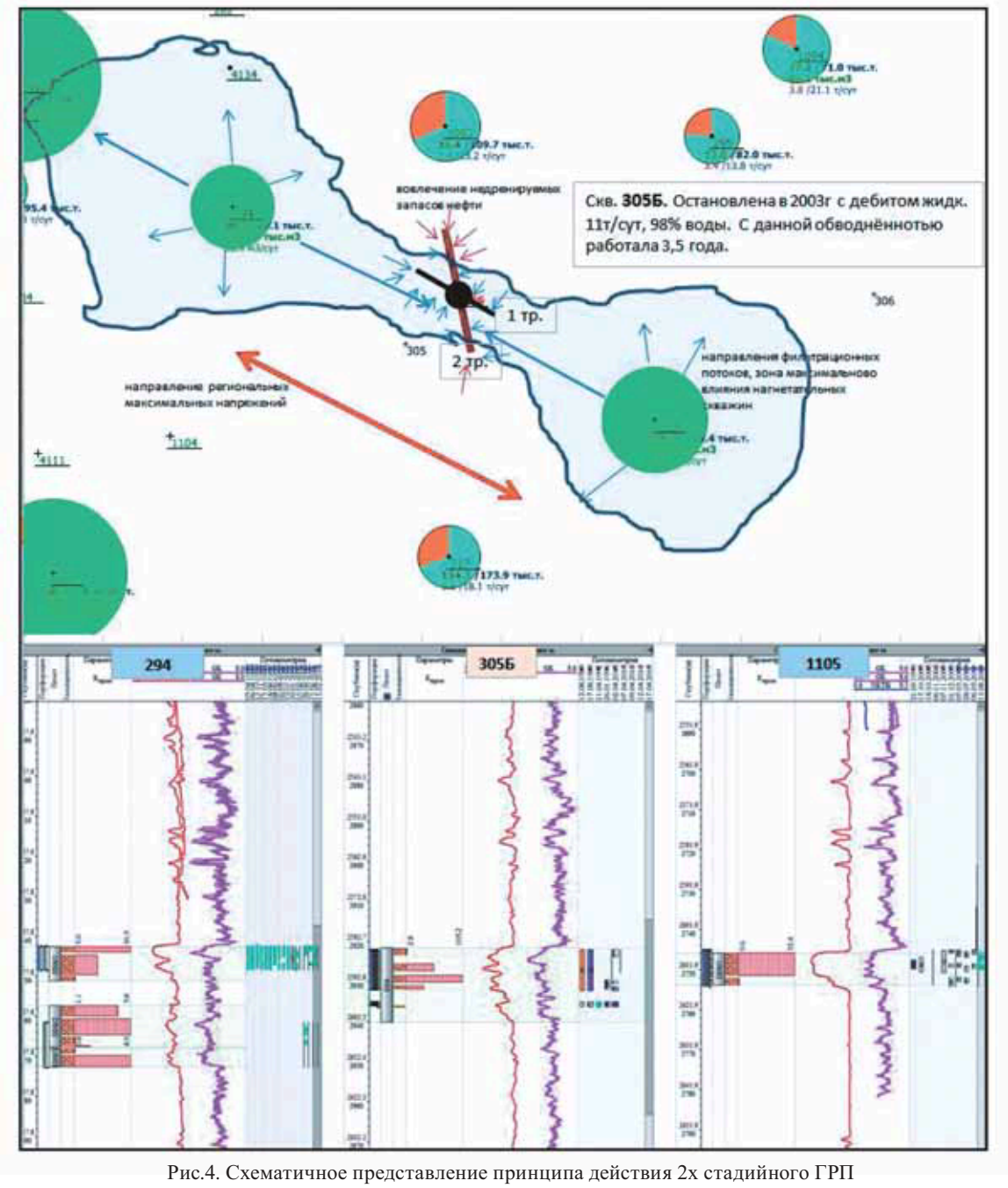


Рис.4. Схематичное представление принципа действия 2х стадийного ГРП

дебит жидкости – 126 т/сут., обводненность – 81 %, дебит нефти – 22,9 т/сут., прирост по нефти составил 20,6 т/сут. За 9 месяцев эксплуатации скважины дополнительная добыча нефти – 3,2 тыс.т. Скважина располагается в окружении 4 нагнетательных скважин, одна из которых находится в консервации.

По результатам полученных высоких и стабильных технологических показателей, с января 2015 г. началось внедрение данной технологии. За 6 месяцев выполнено 22 гидроразрыва с удельным приростом дебита нефти 10,1 т/сут. Из-за высокой базовой обводненности продукции на 70 % скважин перед проведением ГРП проводилась закачка тампонирующего состава «Карботек-20», состоящего из древесной муки (20 %), мела (80 %) и небольшого количества полимера на основе полиакриламида (1–3 %), с последующей выборочной перфорацией. Это позволило ограничить водоприток по отдельным промытым пропласткам даже после проведения ГРП. В среднем после ГРП получено снижение обводненности на 8 % по бездействующему фонду скважин (с 95 до 87 %), на 7 % по действующему фонду (с 98 до 91 %) (рис. 5), стабильный приток по дебиту нефти (рис. 6).

Для того чтобы можно было сделать однозначные выводы о переориентации трещин ГРП при выполнении двухстадийных обработок, на скважинах №№ 6127 и 2415 проведены исследования методом кросс-дипольного акустического каротажа до и после ГРП. Исходя из полученных данных, по скважине № 6127 можно предположить, что при проведении ГРП было создано две трещины с углом отклонения друг от друга в 50–60^0 (рис. 7). На скважине № 2415 зафиксировано изменение направления двух трещин с углом отклонения практически 90^0, причем в различных интервалах пласта, что предположительно связано с различной выработкой и их энергетическим состоянием (рис.7).



Рис.5. Динамика изменения обводненности до и после ГРП

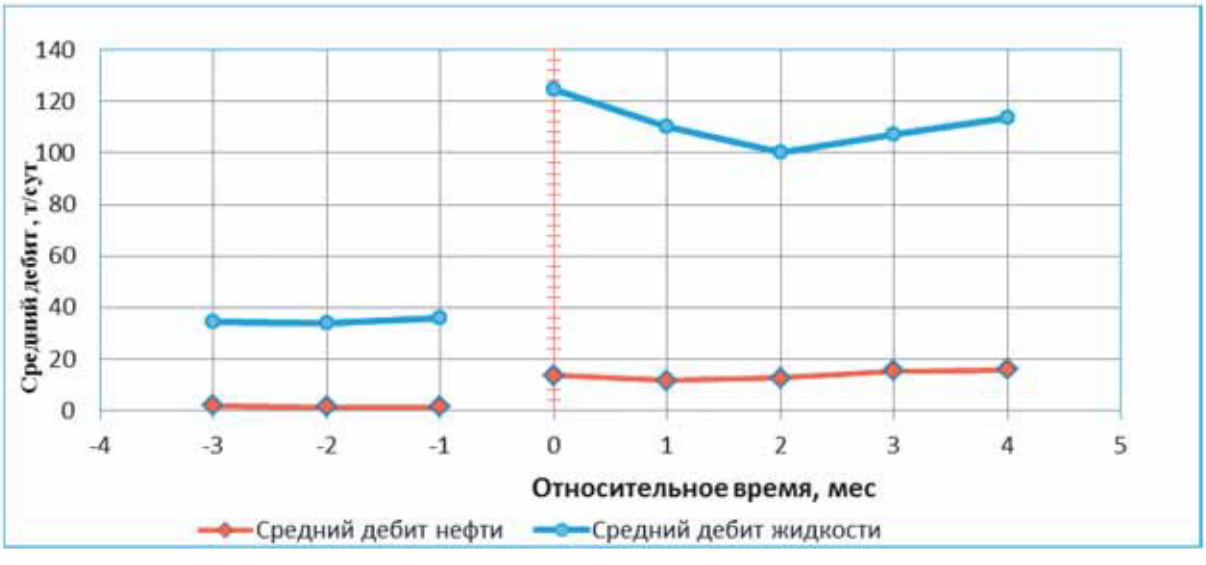


Рис.6. Динамика изменения притока жидкости и нефти после ГРП

ГРП в 2 стадии проводился на разных участках месторождения с высокой эффективностью. Только на 3 скважинах прирост по нефти составил менее 5 т/сут. (13,6 %).

Также успешно опробовано проведение двухстадийного ГРП на Южно-Выинтойском месторождении на малообводненной скважине № 1101 с целью ограничения развития трещины по высоте, с необходимостью создания значительной области дренирования для получения стабильного притока жидкости и нефти.

В результате выполненных работ по двухстадийным ГРП сформулированы основные критерии выбора скважин-кандидатов:

1. Обводненность скважин до 100 % при наличии текущих остаточных запасов.
2. Минимальное расстояние до нагнетательной скважины 150–200 м.
3. Достаточная расчлененность пласта (более 3), высокая неоднородность геологического строения.

Критерии «наличие высоких накопленных отборов по нефти» и «расположение скважины-кандидата относительно нагнетательных скважин по направлению регионального стресса» не являются определяющими.

Анализируя фактические результаты работы скважин и проведенных исследований после реализации двухстадийных ГРП можно с уверенностью утверждать, что удалось изменить направление создаваемых трещин, а это способствует вовлечению в процесс разработки запасов нефти из слабодренируемых и тупиковых участков пласта.

Из неработающего фонда с помощью данной технологии возвращено в разработку 15 скважин. Большинство из них находятся в условиях близости к нагнетательным скважинам и расположения по региональному стрессу. Проведение стандартного ГРП в таких условиях способствовало бы увеличению рисков роста обводненности после обработки и получения низкой эффективности. В 10 случаях получен прирост дебита нефти выше 10 т/сут., при среднем значении 14,2 т/сут., что сопоставимо с результатами бурения скважин с боковым окончанием на Повховском месторождении. С июля 2015 г. практически 85 % работ по ГРП проводится в 2 стадии. Начато внедрение данной технологии на других предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

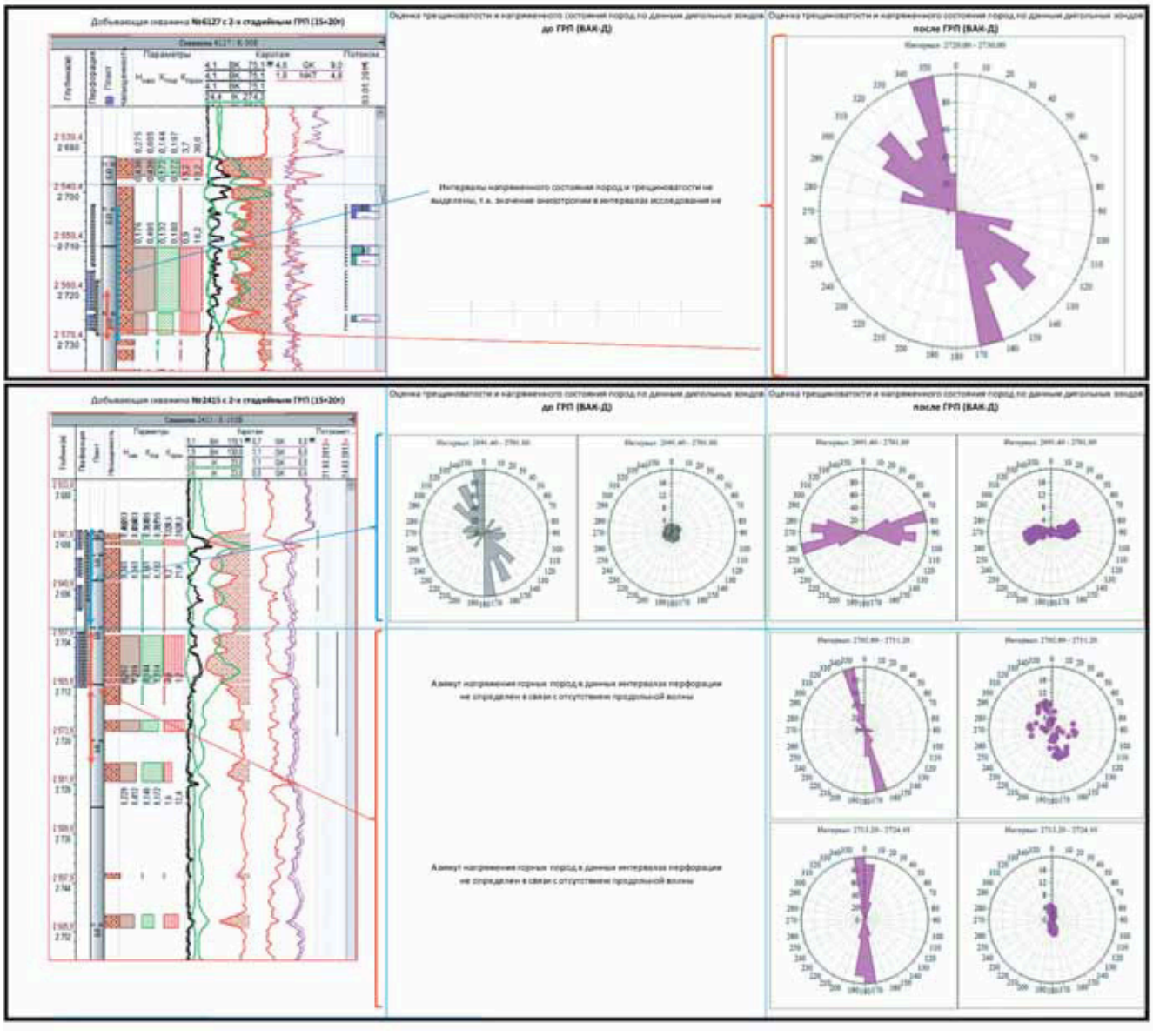


Рис.7. Результаты проведения исследований методом ВАК-Д по скважинам №№ 6127 и 2415 Повховского месторождения до и после проведения двухстадийного ГРП

Литература

1. *Валеев А.С.* Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводненности пласта $БВ_8$ Повховского месторождения / *А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ф.С. Салимов, А.В. Бухаров, Ю.А. Котенев* // Нефтегазовое дело. – 2014. – 6. – С. 154–172.

2. *Джон Гидли.* Последние достижения в технологии гидроразрыва пласта: монография. – Техас: SPE of AIME. Richardson, 1989. – 526.

3. *Латыпов И.Д.* Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / *И.Д. Латыпов, Г.А. Борисов, А.Н. Никитин, Д.В. Кардымон* // Нефтяное хозяйство. – 2011. – 6. – С. 34–38.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЯ МУН И ОПЗ НА ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Р.Х. Муслимов[1], В.М. Хусаинов[2], А.Н. Шакиров[1], Н.И. Хаминов[3], А.В. Хусаинов[3]

[1]ФГАОУ ВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», [2]Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, [3]ООО МПП «Электрон»

Известно, что все остаточные запасы углеводородов Республики Татарстан, в том числе и не находящиеся на учете государственного баланса, можно отнести к категории трудноизвлекаемых [1]. Анализ структуры запасов, находящихся на государственном балансе, сделанный в рамках работы «Проект опытно-промышленных работ по отработке технологий МУН и ОПЗ на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти», выполненный в рамках госпрограммы подтверждает это.

Большинство нефтяных месторождений Татарстана находятся в интенсивной разработке и характеризуются высокой выработкой запасов и обводненностью добываемой продукции. Вместе с тем имеется ряд месторождений с особой геологией и особыми свойствами насыщающих флюидов, которые осваиваются крайне низкими темпами или пока не разрабатываются в силу неприменения в РТ эффективных технологий. В то же время остаточные запасы активно эксплуатируемых месторождений имеют измененную структуру и разрабатываются с использованием третичных методов, что позволяет отнести их к трудноизвлекаемым. Таким образом, все остаточные запасы нефтяных месторождений Татарстана – трудноизвлекаемые. Но вместе с тем технологии довыработки запасов Ромашкинского месторождения и, например, Мордово-Кармальского или Ашальчинского, принципиально отличаются.

Рассмотрены месторождения и залежи нефти, приуроченные к терригенным и карбонатным коллекторам. Основное направление всех исследовательских действий было следующим:

– выявление мест сосредоточения запасов нефти, пригодных к выработке существующими системами воздействия с применением методов увеличения нефтеизвлечения (МУН);

– выделение остаточных подвижных геологических запасов нефти, которые в силу горно-геологических и экономических условий существующими технологиями не вырабатываются. Для этих запасов нужны новые системы воздействия, новые технологии МУН и стимуляции (ОПЗ).

В работе [1] приведены статистические данные (таблица 1), из которых следует, что 47,7 % остаточных запасов нефти Республики Татарстан сосредоточены в терригенных коллекторах. За 2013 г. добыча нефти из этих коллекторов составила 75,4 %. Значительное опережение доли добычи от доли запасов при показателе выработанности 85,5 % указывает на заниженное значение запасов, находящихся на государственном учете, и на высокий потенциал терригенных коллекторов. Для определения основных направлений воздействия на остаточные запасы терригенных коллекторов требуется переоценка их запасов на основе новой геологической модели [2]. Переоценка запасов терригенных коллекторов приведет к изменению соотношений запасов терригенных и карбонатных коллекторов. Доля запасов в терригенных коллекторах увеличится, а в карбонатных коллекторах снизится. Сократится двукратное отставание (таблица 1) доли добычи из карбонатных коллекторов от доли запасов. Соответственно увеличение нефтеизвлечения из терригенных коллекторов приобретает стратегическое значение для Республики Татарстан.

Таблица 1

Распределение остаточных извлекаемых запасов углеводородов, объемов годовой добычи нефти и выработанность месторождений недропользователей Татарстана по состоянию на 01.01.2014 г.

Показатели	Распределение остаточных запасов ($АВС_1$), годовой добычи нефти и выработанность месторождений							Всего
	в терригенных отложениях			в карбонатных отложениях			месторождения СВН (Пермь)	
	по месторождениям девона	по месторождениям карбона	всего	по месторождениям девона	по месторождениям карбона	всего	в терригенных отложениях	
Доля запасов, %	21,1	26,6	47,7	1,0	42,7	43,7	8,6	100
Доля годовой добычи нефти, %	31,2	44,3	75,4	0,65	23,5	24,1	0,5	100
Выработанность извлекаемых запасов, %	93,2	62,6	85,5	36,9	23,6	24,0	0,43	77,6

Проблемы увеличения нефтеизвлечения терригенных отложений связаны с геологическим строением плас-

тов-коллекторов и с изменением их литолого-минералогических свойств и насыщающих их флюидов в результате длительного техногенного воздействия.

Наиболее значимым фактором, обусловливающим резкое ухудшение притоков нефти к забоям добывающих скважин, является прорыв вод по наиболее проницаемым прослоям, резкое снижение фазовой проницаемости по нефти в призабойной зоне [3]. Снижение пластового давления в зонах ухудшенной проницаемости по терригенным коллекторам приводит к их блокаде в переходной зоне (с высокопродуктивными) подвижным пелитовым материалом и отключением из разработки с частичным развитием зон необратимых деформаций [4, 5].

Снижение температуры в результате закачки холодной воды приводит к изменению подвижности нефти, загрязнению призабойных зон АСПО.

В многопластовых неоднородных залежах некоторые пласты не вырабатываются или вырабатываются частично. Значительная часть запасов не охватывается заводнением и вытеснением [6, 7, 8].

Организовать полноценную выработку подвижных запасов нефтяной залежи без адекватной геологической модели – нереальная задача. Информация, необходимая для создания геологической модели, зафиксирована геофизическими исследованиями в открытом стволе после вскрытия продуктивных отложений каждой скважины. Технология автоматизированного восстановления свойств (ТАВС) терригенных отложений [10] извлекает эту информацию в полном объеме и позволяет реализовать геологическую модель, созданную по данным анализа керна еще в 70-е гг. прошлого столетия [11].Эта модель позволяет существенно изменить направление всех методов воздействия на терригенные пласты и увеличить КИН. Что нужно сделать конкретно для реализации геологической модели на основе классификации Т.Е. Даниловой?

Прежде всего, следует решить проблему извлечения необходимых численных значений по продуктивным пластам всех пробуренных скважин, используя для этих целей ТАВС. Применение данной технологии, созданной на основе обобщенных петрофизических моделей, позволяет из записей ГИС получить более полную информацию, по которой можно определить структуру начальных текущих геологических и подвижных запасов объекта разработки. Технология ТАВС прошла адаптацию на площадях восточного сегмента Ромашкинского месторождения (Павловская, Зеленогорская, Восточно-Лениногорская, Холмовская, Азнакаевская, Карамалинская) и залежей бобриковского и тульского горизонтов, приуроченных к данным площадям.

При использовании классификации Т.Е. Даниловой для вышеуказанных площадей была предложена промысловая классификация [12] с выделением 5-ти классов продуктивных коллекторов, в рамках свойств которых были проведены последующие расчеты распределения запасов нефти и их выработки.

Работа с предложенной классификацией позволила встречающиеся типы разрезов (31 тип) объединить в 5 основных видов литолого-физических неоднородностей (ЛФН) [12], полностью характеризующих терригенные продуктивные коллекторы, содержащие подвижную нефть .

Выделенные виды ЛФН обосновывают, прежде всего, необходимость индивидуальных подходов к их выработке (по степени сложности). Соответственно определены запасы и их выработка, что дает долговременную ориентацию на развитие системы вытеснения и мероприятиям по МУН пластов.

1 вид ЛФН – 1 класс коллектора (1-3 по Даниловой)

2 вид ЛФН – сочетание в разрезе 2-го и 3-го классов коллекторов

3 вид ЛФН – сочетание в разрезе 4-го и 5-го классов коллекторов

4 вид ЛФН – сочетание в разрезе 2-го, 3-го, 4-го и 5-го классов коллекторов

5 вид ЛФН – сочетание в разрезе всех 5-ти классов коллекторов

1-й, 2-й, 3-й виды ЛФН представляют собой коллекторы с однородной макротекстурой, 4-й и 5-й виды образуют слоисто-неоднородные пласты. Как показали расчеты по восточному сегменту Ромашкинского месторождения, слоисто-неоднородные пласты содержат около 75% остаточных подвижных запасов, а 25% – сосредоточены в пластах с однородной макротекстурой.

Сравнительный анализ по выработке запасов терригенного девона Ромашкинского месторождения при расчетах с использованием новой классификации коллекторов в интерпретации ТАВС [2] позволяет утверждать о возможности увеличения остаточных извлекаемых запасов (до подвижных) на 0,8 млрд тонн (табл. 2).

Таблица 2

Оценка состояния остаточных запасов и расчета долей запасов по гос. балансу на 01.2011

Сегмент Ромашкинского месторождения	Запасы сегмента, %	Общая добыча		Остаточные извл. запасы по балансу, млн т	Остаточные подвижные запасы, оценка ТАВС, млн т	Оценка прироста запасов, млн т	Примечание
		%	млн т				
Южного	28,4	21,9	425,0	87,5	325,8	238,3	Вкл. Южную площадь
Западного	28,9	25,8	500,6	89,0	331,3	242,3	
Северного	25,1	29,5	572,4	77,3	287,8	210,5	
Восточного	17,6	22,8	442,4	54,2	201,8	147,6	
Местор.	100	100	1940,4	308,0	1146,7	838,7	

В карбонатных коллекторах содержатся залежи нефти с высоким содержанием смол и асфальтенов, характеризующиеся повышенными параметрами плотности и вязкости (табл. 3). Как видно из таблицы, под влиянием техногенного воздействия эти параметры изменяются в сторону ухудшения.

Нефти с повышенной вязкостью при снижении температуры приобретают неньютоновские свойства. Проблемы в разработке запасов карбонатных коллекторов связаны с фазовым переходом системы углеводородов из жидкоподобного в твердоподобное состояние при изменении термобарических условий. Температура фазового перехода по залежам не изучена, проектные документы составлены без учета этого параметра. Для активизации выработки запасов разрабатываемых залежей требуется исследовательская работа по изучению данного явления. На основе полученных данных необходимо предложить соответствующие технологии, существующие в мире.

Таблица 3

Параметры нефти в пластовых условиях, определенные до 2000 г. и в 2001–2013 гг. (средние значения)

Стратиграфическая принадлежность	Тип коллектора	До 2000 г.		2001–2013 гг.	
		Плотность, кг/м^3	Вязкость, мПа·с	Плотность, кг/м^3	Вязкость, мПа·с
Карбон	карбонатный	898,7	58,4	901,8	86,7
	терригенный	884,6	30,8	898,8	68,1
Девон	карбонатный	862,2	18,1	884,5	24,3
	терригенный	819,2	6,7	824,6	7,2

Таким образом, приоритетными для вовлечения в разработку являются остаточные подвижные запасы терригенных отложений девона и карбона, затем карбонатных коллекторов, только потом месторождения сверхвысоковязкой нефти (природных битумов).

Изучение большинства воздействий на нефтяные пласты с целью интенсификации добычи показало, что техногенные изменения залежей становятся основным фактором, определяющим технологическую и экономическую эффективность.

К измененным в результате техногенного воздействия запасам необходимо применение новых подходов (систему разработки и технологии МУН и ОПЗ) .

Недропользователи находятся в рамках экономических ограничений и не могут позволить себе проведение активного и обширного эксперимента по развитию технологий МУН и ОПЗ, но без применения качественно новых технологий невозможно решение этой проблемы. Для этих целей необходимы полигоны, узаконенные в проектных документах на разработку.

Именно данный принцип заложен в проект РД «Порядок разработки проекта опытно-промышленных работ (ОПР) по отработке технологий МУН и ОПЗ на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти», предложенные в работе «Создание научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений».

Авторами проведена оценка распределения остаточных извлекаемых запасов РТ (по состоянию на 01.10.2014) по следующим факторам:

– наличие водонефтяных зон – 86,1%;
– повышенная вязкость нефти в пластовых условиях – 36,3%;
– многопластовость залежей в продуктивных горизонтах – 34,5%;
– наличие вертикальной трещиноватости – 6.9%;
– высокая (более 60%) выработка извлекаемых запасов – 31,3%.

Таблица 4

Распределение остаточных извлекаемых запасов по факторам, осложняющим разработку

Тип коллектора	**Накопленная добыча, тыс. т**	**Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т**			**Факторы, осложняющие выработку остаточных извлекаемых запасов, тыс. т**						
		$A+B+C_1$	**C_2**	**$A+B+C_1+C_2$**	**многопластовость**	**высокая выработка**	**наличие ВНЗ**	**аном. вязк. нефти**	**верт. трещин.**	**вынос песка**	**экол. факторы**
Карбонатные коллекторы	127223	403555	90466	494021	40610 8,2	12962 2,6	390163 79,0	246409 49,9	72334 14,6	4253 0,9	4253 0,9
Терригенные коллекторы	2996859	485693	62566	548259	319122 58,2	313556 57,2	506857 92,4	131950 24,1	–	60769 11,1	60769 11,1
ИТОГО:	3124082	889248	153032	1042280	359732 34,5	326518 31,3	897020 86,1	378359 36,3	72334 6,9	65022 6,2	65022 6,2

На основе анализа осложняющих факторов предложены объекты для полигонных испытаний технологий, направленных на интенсивную и полную довыработку запасов: **1. Участок, образующий геологическое тело на стыке Восточно-Лениногорской, Карамалинской, Холмовской площадей Ромашкинского месторождения.**

Для ОПР по технологиям выработки остаточных запасов (из терригенных пластов) с осложняющими факторами:

– высокая выработка запасов;

– многопластовость;

– наличие водонефтяной зоны.

С одновременными испытаниями технологий воздействия на межскважинное пространство волновыми методами и качественно новыми методами воздействия на межфазовое взаимодействие флюидов в поровом пространстве.

2. Участок залежи № 302 Ромашкинского месторождения (р-н скв. № 35533Г)

Для ОПР по технологиям выработки остаточных запасов из карбонатных пластов с осложняющими факторами:

– наличие вертикальной трещиноватости.

С испытанием технологий ограничения водопритоков селективными материалами в горизонтальных скважинах, стимуляции притока волновыми методами, горизонтальным многозабойным бурением.

3. Участок залежи № 303 Ромашкинского месторождения (р-н скв. № 35762)

Для ОПР по технологиям выработки остаточных запасов из карбонатных пластов с осложняющими факторами:

– наличие вертикальной трещиноватости;

– преимущественно гидрофобный характер смачиваемости коллекторов.

С испытанием технологий ограничения водопритоков селективными материалами, воздействием на изменение характера смачиваемости коллекторов стимуляцией притока волновыми методами в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

4. Участок Аканского месторождения

Для ОПР по технологиям выработки высоковязких нефтей из карбонатных коллекторов с использованием тепловых методов, волновых и индукционных воздействий на насыщающие флюиды, изменение смачиваемости порового пространства коллекторов.

5. Участок Камышлинского месторождения

Для ОПР по технологиям выработки высоковязких нефтей из карбонатных и терригенных коллекторов с использованием гравитационных методов.

Бурение дренирующих стволов, волновое и индукционное воздействие на насыщающие флюиды и смачиваемость порового пространства нефтенасыщенных коллекторов.

6. Участок Степноозерского месторождения, бобриковский горизонт

Для ОПР по технологиям выработки высоковязких нефтей из терригенных коллекторов волновыми, индукционными и тепловыми методами.

7. Продолжить работы на Ашальчинском месторождении по совершенствованию тепловых методов выработки сверхвязких (СВН) нефтей.

8. На 2-х участках Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений испытать широко применяемый на Западе метод закачки CO_2 в сверхкритических условиях, который признан зффективным для разработки высоковязких нефтей и остаточных запасов в промытых зонах.

Реализация полигонных испытаний предлагаемых технологий **возможна только при государственном урегулировании и поддержки** данного вопроса.

Вероятно, это создание государственных программ с дополнительными источниками финансирования или налоговых льгот на добываемую при ОПР нефть и т.п. по решениям правительства, на основе ходатайств недропользователей, согласованных Академией наук Республики Татарстан.

Выводы

1. Текущие запасы нефти Республики Татарстан относятся к категории трудноизвлекаемых.

2. Приоритетными для вовлечения в разработку являются остаточные подвижные запасы терригенных отложений девона и карбона (по количественному и качественному признаку запасов), затем карбонатных коллекторов, только потом месторождения сверхвысоковязкой нефти (природных битумов).

3. Остаточные запасы нефти в терригенных коллекторах девона и карбона – основной резерв для поддержания и увеличения добычи нефти по РТ.

4. Организация реализации геологической модели терригенных коллекторов, созданной по данным анализа керна, является стратегически важной и неотложной задачей. Эта работа позволит определить количественное распределение остаточных подвижных запасов нефти в терригенных отложениях девонской и каменноугольных систем палеозоя по классам и видам неоднородности пород-коллекторов и станет фундаментом для реконструкции системы воздействия на остаточные запасы нефти.

5. Вторыми по приоритетности для поддержания уровней добычи нефти по РТ являются остаточные запасы, сосредоточенные в карбонатных коллекторах карбона. Проблемой разработки этих запасов является наличие фазового перехода нефти из ньютоновской жидкости в вязкопластичное состояние при изменении термобарических условий. Отсутствие информации по температуре фазового перехода по залежам не позволяет перепроектировать систему разработки. Необходимо поднять уровень исследовательских работ по изучению свойств пластовых флюидов.

6. Разработан стандарт организации по обоснованию полигонов для ОПР по отработке технологий по МУН и ОПЗ применительно к условиям месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Его принятие будет способствовать более эффективному развитию технологий по рациональному (оптимальному) нефтеизвлечению на современном этапе.

7. Одним из приоритетных направлений применения МУН на залежах РТ рекомендуется: применение качественно новых физико-химических МУН, направленных на повышение коэффициента вытеснения и закачка CO_2 в сверхкритических условиях.

Литература

1. *Хусаинов В.М.* Структура остаточных запасов Татарстана. Проблемы и перспективы разработки//Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы. Материалы Международной научно-практической конференции. Казань, 3–4 сентября 2014 г. – Казань: Изд-во «Фэн», 2014. – С. 86–89.

2. *Хусаинов В.М.* Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения: дис. ... докт. техн. наук.

3. *Эфрос Д.А.* Исследования фильтрации неоднородных систем. М: Гостоптехиздат, 1963. – 351 с.

4. *Данилова Т.Е.* О пелитовой и мелкоалевритовой фракциях в песчаноалевритовых породах и их влияние на коллекторские свойства // Тр. ин-та / ТатНИПИнефть. – 1975. – Вып. XXX. – С. 95–98.

5. *Хаминов Н.И.* Интенсификация выработки и повышение нефтеотдачи глинистых коллекторов (На примере продуктивных отложений Ромашкинского месторождения): автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2000 г.

6. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учеб. пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. – 596 с.

7. *Дияшев Р.Н., Шавалиев А.М., Владимиров В.Т., Лиходедов В.П.* Особенности многопластовых объектов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – (Обзорная информ. Сер.нефтепромысловое дело).

8. *Дияшев Р.Н.* Совместная разработка нефтяных пластов. – М.: Недра. 1984. – 208 с.

9. *Муслимов Р.Х., Долженков В.Н., Зиннатуллин Н.Х.* Исследование вытеснения нефти водой из песчано-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований.

10. *Афанасьев В.С.* Новая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев. – Тверь: ГЕРС, 1993.

11. *Данилова Т.Е.* Терригенные породы девона и нижнего карбона. – Казань : Плутон, 2008. – 440 с.

12. *Долженков В.Н.* Уточнение схемы геолого-промысловой классификации пород– коллекторов горизонта $Д_1$ Ромашкинского месторождения/В.Н. Долженков, В.М. Хусаинов, А.А. Вильданов // Нефтяное хозяйство. 2007. – № 12. – С.18–20.

СОВРЕМЕННЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ ЗАДАЧИ НЕФТЕДОБЫЧИ

А.С. Эльдарханов, А.Я. Хавкин

Грозненский ГНТУ имени М.Д.Миллионщикова, РГУНГ имени И.М.Губкина

chief@nomit.ru

Нефтедобыча была, есть и будет основой финансовых поступлений в бюджет РФ, и на сегодня она составляет более 60%. Нефтедобыча обеспечивает сотни тысяч рабочих мест и в ряде регионов является градообразующим производством. Как и в других отраслях промышленности, в нефтегазодобыче имеются свои проблемы. Но, учитывая исключительно важное значение отрасли для страны, при их решении необходим особый масштабный подход, предполагающий рассмотрение проблем в комплексе, в целом, на всех этапах взаимосвязанных работ: от расстановки и подготовки кадров, разведки месторождений, бурения скважин, добычи, транспортировки, переработки, учета, а также решения проблем экологии.

Отсутствие профессионального контроля качества выполняемых операций на каждом из этих этапов приводит в последующем к многомиллионным затратам: на ликвидацию осложнений, аварий, к потерям времени и средств, а в конечном итоге – к существенному снижению эффективности производства, удорожанию конечного продукта.

Острейшими проблемами нефтедобычи в России являются [1-7]:

– низкое извлечение нефти из разрабатываемых месторождений. Так, коэффициент извлечения нефти (КИН) в РФ, по официальным данным, в 2009 г. составлял менее 0,3 (у мировых производителей нефти более 0,4);

– высокая обводненность добываемой нефти (более 85%). При этом более 90% месторождений РФ разрабатываются с применением традиционного заводнения (вытеснение нефти водой). Поэтому в России на каждую тонну добываемой нефти поднимается более 6 куб.м воды, хотя в мире менее 3-х куб.м воды;

– незнание (или игнорирование) руководством многих предприятий отрасли современных российских технологий, инертность в принятии ими решений по отказу от устаревших, малоэффективных традиционных технологий. В мире (особенно в США, Канаде) активно внедряются самые современные технические и технологические решения в нефтедобыче, а финансирование научных исследований в нефтедобыче у них кратно выше;

– мизерные средства на исследования и научные поиски, при этом заведомо ограниченный круг доступа к выделяемым средствам;

– отсутствие реального контроля энергопотребления и рационального использования выделяемых средств в нефтедобыче;

– более высокая, чем в большинстве нефтедобывающих стран, себестоимость добычи нефти из-за более сложной структуры запасов нефти.

Эти проблемы можно разделить на срочные и долгосрочные (в том числе на технологические и «человеческий фактор»).

В связи с этим, крайне важно и необходимо в кратчайшие сроки:

1) принять законы, стимулирующие внедрение новых технологий (по всем вышеуказанным этапам имеются российские технологии, и они активно внедряются за рубежом);

2) допустить малые предприятия и научные институты к сервису в нефтедобыче на основе реальной конкуренции с многочисленными традиционными для компаний «своими» конторами «сервисных услуг»;

3) выработать дорожную карту по добыче в России 300 млн т нефти по себестоимости 2–5 долларов за баррель;

4) активно применять в отрасли российские нефтегазовые нанотехнологии (НГНТ), существенно снижающие энергозатраты и повышающие выработку нефти даже из трудноизвлекаемых запасов, а в итоге приводящие к снижению себестоимости добычи;

5) законодательно закрепить критерий рациональности разработки на основе реальной рентабельности нефтедобычи для гармонизации интересов государства и недропользователя;

6) реально защитить результаты интеллектуальной деятельности (и не только в нефтедобыче). Кроме того, взятие патентов РФ на государственную защиту после неуплаты патентовладельцем госпошлины в течение 3-х лет;

7) стимулировать геолого-поисковые работы на нефть и газ, используя современные технологии. Например, новейший метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (**МВТГМ**) в десятки раз дешевле и проще проведения дорогостоящих геолого-разведочных работ бурением скважин (при этом вероятность прогноза – более 80%).

Серьезную тревогу вызывает проблема кадров. Подготовленных опытных профессионалов не хватает, их мало. Добыча нефти – сложнейшая профессия, а к руководству нефтедобычей привлекаются «опытные менеджеры». Образовалась пустотная «дельта» между старыми кадрами и молодыми послевузовскими новобранцами. Кадровый голод усугубляется с каждым годом: уровень образования снижается, цикл обучения квалифицированных рабочих и инженеров неуклонно растет, а профессионалы «старой закалки» уходят с производств. В отличии от «топ-менеджеров», технари получают в десятки, сотни раз меньше. Специалистов на рынке труда стало больше, но их качество оставляет желать лучшего. При этом абсолютно расточительное отношение к имеющимся кадрам: по принципу «свой не свой», что значительно сказывается на атмосфере в коллективах и на конечном результате. Вероятно должны быть приняты на соответствующем уровне кардинальные меры к решению указанной проблемы. Сегодня жизненно необходима работающая система поиска, обучения, мотивации и удержания кадров.

Падение мировых цен на нефть (которое не раз предсказывали специалисты еще в 2012–2013-х годах) сделало актуальными вопросы снижения ее себестоимости за счет повышения эффективности извлечения и уменьшения затрат на всех приведенных выше этапах.

Россия занимает 8 место в мире по запасам нефти и является одним из мировых лидеров по добыче нефти, но в технологическом отношении значительно отстает от развитых стран (например, в США, Канаде КИН= 0,4–0,45 при существенно худшей структуре запасов). К 2020 г. западные страны планируют выйти на средний КИН более – 0,5, а в «Энергетической стратегии России» к 2030 г.(!) запланирован КИН на уровне 0,35–0,37 (получается, что через 15 лет Россия даже на сегодняшний западный уровень выйти не планирует).

Современные технологии в РФ занимают только несколько процентов от общего объема работ на скважинах. Негативное изменение структуры запасов в РФ не компенсируется внедрением новых технологий. Так, дополнительная добыча только за счет использования «третичных» методов увеличения нефтеотдачи: в мире – 120 млн т/год, из них в США – 34 млн т/год при добыче меньшей, чем в РФ; в России – всего 1,0–1,5 млн т/год.

По данным Morgan Stanley, себестоимость добычи в России ныне 7–8 $, что с учетом налогов составит цену 32 $, а в США – до 10 $, с учетом налогов – 25 $. Итоговая необходимая для рентабельной добычи цена на нефть у свыше 80% мирового производства составляет примерно 30 $/баррель [8].

При цене менее 40 $ (себестоимость менее 10$/баррель) заводнение является единственным рентабельным способом добычи нефти. Но КИН при этом, без добавок спецреагентов, в условиях российских запасов нефти

будет не более 0,25. Экспериментальные исследования показали, что НГНТ позволяют повысить КИН в низкопроницаемых коллекторах на 0,2–0,25 (т.е. в 2 раза). В РФ есть примеры, когда массовое применение НГНТ дало себестоимость меньшую, чем при заводнении (3,75 $/баррель), обеспечивая на месторождениях, даже с высоковязкими нефтями, значения КИН более 0,4. НГНТ позволят ввести в разработку залежи нефти с очень плотными коллекторами, которые в настоящее время не имеют рентабельных технологий разработки. Примерами наноколлекторов являются плотные породы Баженовской свиты Западной Сибири, угольные и сланцевые пласты, ресурсы нефти которых в России огромны [3, 5].

Важнейшая проблема низкой эффективности добычи в РФ – высокая обводненность скважин, которая приводит к значительным пустым затратам на закачку и подъем воды. Уменьшение обводненности за счет российских НГНТ весьма значимо экономически: ее снижение хотя бы до среднемирового уровня 75% (при годовой добыче нефти в России 500 млн т добыча воды составит – 1,5 млрд куб. м) даст экономию 2 $ млрд/ год.

В процессах водонефтеподготовки использование российских НГНТ позволяет обеспечить качественную подготовку продукции при снижении удельного расхода деэмульгатора в 1,5–2 раза и температуры процесса на 10-15^{o}С, что несет в себе также огромный экономический эффект. Прошедшие опытно-промышленную апробацию в РФ российские НГНТ обеспечат суммарную возможную экономию только электроэнергии более 25 триллионов киловатт-часов, плюс экономию на ремонт насосов и др. оборудования [8].

Кроме того, до сих пор (как и МВТГМ) инновационные разработки российских ученых – порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси (которые практически исключают межпластовые перетоки, что значительно снижает обводненность) – не получили широкого практического применения. На сегодня не существует иного более простого, надежного и эффективного способа устранения разнообразных осложнений при цементировании нефтегазовых и других скважин в разных горно-геологических условиях [4, 6].

В рекомендациях слушаний Комитета по энергетике ГД РФ [9,10] указано Правительству Российской Федерации:

– рассмотреть возможность введения в законодательство Российской Федерации дефиниции «экономически трудноизвлекаемые запасы», определив ее как запасы, разработка которых не может быть проведена с рентабельностью выше ставки рефинансирования ЦБ;

– разработать комплекс мер по стимулированию применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, включая законодательное закрепление предоставления налоговых льгот для предприятий и недропользователей, осуществляющих разработку «экономически трудноизвлекаемых запасов» с применением инновационных технологий;

– поручить ФБУ «ГКЗ» при составлении проектных документов обязать недропользователей:

– публиковать энергозатраты по добыче на 1 т нефти и на 1000 м^3 газа;

– рассчитывать внутреннюю норму доходности проекта в реальной кредитной организации.

– учитывать NPV государства, гармонизируя его с NPV недропользователя, обеспечивая тем самым увеличение доходности как государства, так и недропользователя;

– указывать в проектах значения реально извлекаемых запасов.

Хозяин недр (государство) и недропользователи (добывающие компании) должны быть заинтересованы решать проблемы совместно, не перекладывая их друг на друга.

Из вышеизложенного следует, что сегодня **срочными** актуальными антикризисными задачами нефтедобычи являются:

1) законодательно закрепить

– критерий рациональности разработки на основе реальной рентабельности нефтедобычи для гармонизации интересов государства и недропользователя;

– требование публиковать энергозатраты на добычу 1 т нефти (а не скважинной жидкости) и 1000 м^3 газа, а также средний по году водонефтяной фактор;

– критерий передачи простаивающих скважин и неразрабатываемых месторождений малым предприятиям.

2) выработать дорожную карту по добыче в России 300 млн т нефти по себестоимости 2–5 долларов за баррель;

3) активно применять в отрасли российские НГТН, существенно снижающие энергозатраты и приводящие к снижению себестоимости добычи нефти.

4) стимулирование первоочередных направлений импортозамещения в нефтегазовом оборудовании и НГНТ, а также предприятий, обеспечивающее повышение эффективности доразработки эксплуатируемых месторождений и доразведки в традиционных районах нефтегазодобычи, где уже есть необходимые коммуникации и вся инфрастрктура.

Теперь о **долгосрочных** проблемах.

В Программе «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (ЭСР-2030) указывается, что энергетическая безопасность является одной из важнейших составляющих национальной безопасности страны и стратегической целью государства является максимально рациональное использование энергетических ресурсов страны.

На Международном форуме «Энеркон – 2014» [7] в Москве были озвучены проблемы увеличения нефтеотдачи пластов и намерения Правительства РФ уделить серьезное внимание объедению усилий для их решения органов власти и специалистов нефтяной отрасли. Отмечалось, что в РФ уже не осталось не распределенных месторождений из ранее разведанных. Новые геолого-разведочные работы (ГРР) крайне дороги, но тем не менее на эти работы до 2030 г. Правительством РФ выделены 2,4 трлн рублей.

По данным глобального прогноза Barclays относительно энергозатрат на разведку и добычу нефти, в течении только 2013 г. в таких ключевых регионах, как Бразилия, Мексиканский Залив, Западная Африка и Австралия, предусматривалась рекордная сумма в 644 $ млрд (это ~38 трлн руб.); для сравнения, в РФ на 7 лет только 3 трлн. руб.).

За последние 20 лет средние российские запасы нефтяных и газовых месторождений уменьшились в 4 раза, доля крупных месторождений среди вновь открытых снизилась с 15% до 10%, значительно ухудшились коллекторские свойства продуктивных горизонтов и качественный состав насыщающих их флюидов.

Нынешняя деятельность нефтяных компаний на территории России осложнена огромными технологическими проблемами, поскольку 65% оставшихся к XXI веку запасов относится к категории трудноизвлекаемых запасов нефти (ТИЗН). Средний дебит скважин по нефти уменьшился с 25–40 т/сут в 1980 г. до 5–6 т/сут в 2009 г. (в 2015 г. – менее 5 т/сут). При этом, средний КИН для высоковязких нефтей – 0,05–0,25. Снижение КИН с 1960 г. по 2000 г. в среднем составило по отрасли 16% (с 50% до 34%), потенциальные извлекаемые запасы нефти в РФ снизились на 15 млрд т. Но даже 5–10% увеличения КИН за счет использования новых современных технологий позволяет значительно увеличить объем запасов нефтегазового сырья. Все занятые этой важной проблемой компании необходимо стимулировать за внедрение новых технологий!

В целях уменьшения расходов и увеличения прибыли многие нефтяные компании предпочитают применять методы выборочной интенсификации добычи нефти из активных запасов, даже если такие методы приводят к снижению проектной нефтеотдачи. Кроме того, выводятся из эксплуатации тысячи малодебитных скважин, доля которых в стране превышает 20% (в некоторых компаниях выше 30%).

При презентации новых технологий даже в крупных нефтедобывающих компаниях задаются вопросами: а куда деть наших работников, занятых освоением и ремонтом, а не лучше ли продолжать работу по «старинке»? Мало вопросов об экономике, сроках и возможностях реализации технологий, подготовки кадров.

Утвержденные проекты разработки нефтегазовых месторождений предусматривают применение в основном старых методов (именно разработки, т.к. применяемые технологии интенсификация весьма разнообразны). Без привлечения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в пластах остается значительное количество неизвлеченной нефти и за это никакой ответственности компании не несут. Только внедрение НГНТ позволит снизить кратно себестоимость добычи нефти.

Согласно успешному мировому и отечественному опыту применение современных МУН позволяет:

– во-первых, противодействовать снижению нефтеотдачи вследствие естественных процессов ухудшения структуры запасов;

– во-вторых, обеспечить воспроизводство сырьевой базы нефтедобычи на основе значительного прироста извлекаемых запасов на открытых геологами месторождениях;

– в-третьих, обеспечить долговременное пополнение бюджета за счет вовлечения в разработку дополнительных запасов без затрат на их разведку, и на этой основе увеличить темпы разработки имеющихся месторождений и диверсифицировать развитие инновационной деятельности не только в нефтегазовой отрасли, но и в смежных отраслях – машиностроительной, химической, микробиологической и т.д.

Характерным является пример реализации программы создания и внедрения тепловых МУН (современных НГНТ) для разработки битуминозных месторождений в Канаде, что позволило ей увеличить объем доказанных (рентабельных) запасов нефти в 2003 г. в 35 раз и довести их до 24,5 млрд тонн. Она вышла по этому показателю на 2-е место в мире, опередив Иран, Ирак, Кувейт, Венесуэлу, ОАЭ и РФ.

По опубликованным данным, МУН позволят нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, т.е до 65 млрд тонн. Среднее значение КИН к 2020 г., благодаря им, может увеличиться до 0,5 с перспективой дальнейшего роста. По данным Oil and Gas Journal, только к 2006 г. в мире, за исключением стран СНГ, реализовался 301 проект по внедрению МУН.

А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн нефти в год. Анализ состояния сырьевой базы России показывает, что решить проблему ее воспроизводства только за счет открытия новых месторождений и ввода их в разработку проблематично.

В литературе приводятся статистические данные о состоянии дел по рассматриваемым проблемам. На многих конференциях обсуждаются эти вопросы, много конкретных предложений от ученых и специалистов, но реальных шагов по их реализации нет или они очень медленные. Очевидно, что вопросы эти не только чисто технические или экономические, но и политические. Они требуют не только налоговых, но и нормативно-правовых изменений.

Параллельно с освоением новых территорий и проведением дорогостоящих ГРР, необходимо увеличивать промышленные запасы углеводородов за счет повышения КИН, используя МУН. Традиционные технологии увеличения КИН исчерпали свои возможности. Таким образом, наиболее эффективный и практически мало затрат-

ный вариант – реальное увеличение КИН за счет использования новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи.

Для отработки МУН назрела необходимость создания в России специальных полигонов для разработки и апробирования новых технологий и подготовки специалистов по новым технологиям. К сожалению, эта тема в России пока остается абсолютно не востребованной.

К настоящему времени освоены и применяются в промышленных масштабах следующие группы МУН: газовые, тепловые, химические, физические и микробиологические, которые относятся к нанотехнологиям и охватывают почти все запасы нефти России. Наложение физических полей (электрических, электромагнитных, акустических) на уровне микрокапилляров могут трансформироваться в необратимые процессы, что приведет к изменениям макроскопических характеристик среды. Примерами НГНТ являются технологии регулирования зарядовых взаимодействий при изменении компонентного и ионного состава фаз, определяющие особенности фильтрации воды, нефти и газа, поведения глин, распределения фаз в поровом пространстве, образование газогидратов.

Знание особенностей наноминералогии и поведения ультрадисперсных систем при многофазной фильтрации позволяет определить механизмы воздействия на наноразмерные явления в нефтяных пластах и создавать нанотехнологии повышения КИН.

Таким образом, **долгосрочными** задачами нефтедобычи являются:

1) Принятие законов, стимулирующих внедрение новых технологий нефтедобычи.

2) Стимулирование привлечения малых предприятий и научных институтов к сервису в нефтедобыче на основе реальной конкуренции с многочисленными традиционными для компаний «своими» конторами «сервисных услуг».

3) Активное применение в отрасли российские нефтегазовые нанотехнологии, существенно снижающие энергозатраты и повышающие выработку нефти даже из трудноизвлекемых запасов, а в итоге приводящие к снижению себестоимости добычи.

4) Стимулирование геологопоисковых работ на нефть и газ, используя новые современные технологии.

5) Защита результатов интеллектуальной собственности.

Литература

1. Возрождение и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности ЧР: материалы I Всероссийской НПК (19–21 сентября 2008 г.). Изд.: ГГНИ, ОАО «Грознефтегаз», 176 с.

2. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии в добыче нефти и газа / под ред. Сафаралиева Г.К. // М.: Нефть и газ, ПЦ «НТИС», 2008, изд. 2, 171 с.

3. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии как основа инновационного развития нефтегазового комплекса: материалы X международной научной конференции «НАНОТЕХ 2009», 8–11 декабря 2009 г. – Казань. – С. 39–49.

4. *Эльдарханов А.С., Таймасханов Х.Э., Ханалиев Г.И.* Пути решения проблем увеличения нефтеотдачи пластов: материалы Международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии». Казань, 4–6 сентября 2013 г. – Казань: Изд-во «Фэн», 2013. – С. 266–270.

5. *Хавкин А.Я.* Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа // Под ред. Сафаралиева Г.К. – М.: ИИКИ, 2010, 692 с.

6. *Эльдарханов А.С., Абрамов В.О., Алероев Б.С.* Реагентная обработка скважин при одновременном воздействии на призабойную зону ультразвуком // Тр. Международной НПК «Инновационные технологии в производстве, науке и образовании, 19–21 октября 2012 г., Грозный. – Ч. 2. – С. 403–408.

7. Материалы Международного форума «ЭНЕРКОН-2014», www.neftegaz-expo.ru.

8. *Хавкин А.Я.* Актуальные антикризисные задачи нефтегазодобычи // Естественные и технические науки. – 2015. – № 2. – С. 85–94.

9. Рекомендации расширенного заседания Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений» 19 марта 2014 г. Утверждено Решением Комитета ГД РФ по энергетике № 3.25–5/73 от 14 мая 2014 г.

10. Рекомендации расширенного заседания Комитета Государственной Думы по энергетике на тему: «Комплексный подход к проектированию разработки и вводу в эксплуатацию месторождений – основа эффективного недропользования» 28 ноября 2014 г. Утверждено Решением Комитета ГД РФ по энергетике № 3.25–5/87 от 17 декабря 2014 г.

THE PERFORMANCE EVALUATION OF SOLVENT-STEAM PROCESSES FOR BITUMEN EXTRACTION

P. Stape[1], B. Hascakir[2]

Texas A&M University

[1] philipstape@tamu. edu, [2]berna. hascakir@pe. tamu. edu Introduction

Steam has been used for many decades to improve recovery from heavy oil reservoirs. By injecting steam, the viscosity of the oil is reduced, which enhances the oil mobility, hence, increases the recovery rate [1]. Natural gas is the main source of heat to generate steam which is the main capital cost of steam injection processes and also the reason of greenhouse gas (GHG) emissions of the operations [2, 3]. To minimize the cost and the environmental impact of the process new techniques have been developed over the years [4].

Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) method is an effective and reliable thermal enhanced oil recovery process to extract bitumen which has extremely high viscosities. Effectiveness of the process is due to its well configuration which maintains steam chamber growth that reduces the viscosity of bitumen successfully [5]. Solvent Assisted-SAGD (SA-SAGD) is one of the newest modifications of SAGD in which solvents are coinjected with steam to reduce the steam use and increase oil production [4, 6]. For the SA-SAGD process, the solvent selection is vital for the success of the operation due to asphaltene content of bitumen and solvent-asphaltene interactions. A number of different solvents have been tested for SA-SAGD [6, 7, 8].

The present study evaluates the effectiveness of a petroleum derived long-chain hydrocarbon solvent for bitumen extraction, and compares its performance with previously studied solvents. The selected solvent is a mixture of heavy dearomatized hydrocarbons, ranging from CIO up to C14. It was chosen due to its low toxicity, when compared to other solvents previously studied such as normal hexane and toluene [2, 3]. Hence, this solvent is expected to reduce the environmental impact of SA-SAGD due to solvent toxicity by increasing the oil production rate.

Experimental Procedure

All experiments were conducted by following the same sample preparation method to extract a bitumen sample from Peace River, located in Alberta, Canada [9, 10]. Accordingly, 85%wt Ottawa Sand was mixed with 15%wt clay and the pore space was filled with 16% distilled water and 84% bitumen [9, 10].

One SAGD and one SA-SAGD with n-hexane were conducted previously with the 2D model shown in Figure l.A and Figure l.B [3, 11]. In addition to SAGD and SA-SAGD experiments, three more experiments were conducted with the 1-D core holder depicted in Figure l.C.

Three 1D experiments were varied according to the injected fluid type used during the experiments. The first experiment was performed by injecting only steam, the second experiment was conducted by injecting normal hexane, and the last flooding experiment was done by injecting

the commercial solvent. The experimental conditions are summarized in Table 1 for all experiments.

Experimental Procedure for SAGD: The prepared samples were packed into the annulus of the cylindrical set-up shown in Figure 1 .A. Then, two pipes were inserted horizontally at the bottom of the model which were placed 5 cm apart each other. While the upper pipe was functioning as the injection point through which steam and/or solvent-steam were injected, the bottom pipe was used as the production well. A screen was wrapped around both wells to minimize the sand and fines production. The apparatus was then sealed and eleven thermowells with 2 to 7 thermocouples in each, were inserted into the sand pack to monitor steam chamber growth in time during the experiments [2, 3].

The SAGD experiments were conducted at constant 75 psig pressure and 165 °C. The experimental conditions maintained 100 % steam quality and steam was continuously injected at 18 mL/min injection rate [2, 3].

Experimental Procedure for flooding experiments: Note that two solvent flooding and a steam flooding experiments were achieved with the ID set-up which is shown in Figure l.C. The prepared oil sand sample was packed into the cylindrical core holder, a screen was placed at the production side to minimize the sand and fines production. The setup was then sealed and mounted vertically, with the injection side on top and the production at the bottom. The top was then connected to the injection system while the bottom was connected to the production system. As in the 2-D runs the pressure was kept constant at 75 psig for all flooding experiments and the steam flooding experiment was carried out at 165°C with 18 mL/min steam injection rate.

The oil production was recorded every 20 minutes with manual sampling. At the end of each experiment, produced oil samples were analyzed by viscosity and API gravity measurements and postmortem analyses were carried out with visual inspection.

Results

The performance evaluation of each recovery method was accomplished by comparing the cumulative oil recovery, the level of oil upgrading which was determined with API gravity and viscosity, and solvent recovery rate. Results are provided in the following sections.

Oil Production

At the start of the experiments the injection rate was controlled to maintain a constant pressure at the injection point. After the breakthrough the injection rate was adjusted to the values shown in Table 1. The steam injection experiment (E3)

had a minimum breakthrough time. The breakthrough time was delayed for solvent injection cases (E4 and E5) (Table 2).

Figure 2 summarizes the cumulative oil production from all three 1-D experiments (E3, E4, and E5). The zero time in this graph indicates the solvent or steam breakthrough start time. The experiments conducted with n-hexane and the commercial solvent do not have significant variation in oil recovery rates, which is a good indicator that the new solvent could substitute the n-Hexane without causing a reduction in performance and lessen the environmental impact of solvent-steam process. However, the new solvent has a higher boiling range (100 to 210 °C) than n-hexane (69 °C) [12]. This could inhibit effective distribution of solvent inside the steam chamber during SA-

SAGD and the solvent recovery at the surface may require additional facilities to be built in the field [13].

Figures 3.A, 3.B, and 3.C provide the visual inspection of spent rock samples. The cylindrical core samples were cut vertically into two equal pieces to better observe the difference in sweep efficiencies. As it can be observed from the photographs, the best sweep was obtained after the injection of the commercial chemical. Nevertheless, the steam alone injection resulted the darkest color in postmortem sample which represent the worst sweep due to higher residual oil content.

Solvent Recovery

The high cost of solvents brings the necessity of recovery of solvents, which can then be recycled and/or reinjected to the reservoir [3]. Figure 4 shows the amount of solvent that was produced along with produced oil sample and then recovered by collecting solvent through evaporation. Almost 70% of the injected solvent could be recovered effectively for both commercial solvent and n-hexane.

Oil Upgrading

To determine the level of oil upgrading, the viscosity and the API gravity of produced oil samples were measured (Figure 5).

Experiment El (50,000 cP) and E5 (276 cP) showed the most insignificant and the most significant viscosity changes, respectively, if the results are compared to the original bitumen. Note that all viscosity and API gravity measurements were achieved after solvent removal.

The oil produced during E5 showed very different characteristics from the other oil. It is observed that this oil had two different distinct regions; liquid region at the top and completely dark solid region at the bottom of sample collector. The viscosity and API gravity of the liquid phase were measured.

The Fourier Transform Infrared (FTIR) analyses on produced oil samples confirmed the existence of clay in all produced oil samples. However, the liquid portion of the produced oil originated from E5 was free from clay [14].

Conclusions

Three 1-D solvent and steam flooding experiments were conducted to extract bitumen. The experimental results were compared with the previously conducted SAGD and SA-SAGD results.

The oil recovery is enhanced by coinjection of solvents with steam during SAGD [3]. The injection of the commercial solvent results in the greatest oil recovery among all ID core flooding experiments. The commercial solvent is reported as less toxic and cheaper than n-hexane. Therefore, our results suggest that coinjection of commercial solvent with steam during the SAGD process has a lot of promises.

The viscosity of the produced oil samples is affected by the clay migration. The impact of clay migration on produced oil viscosity is more pronounced for ID experiments than the 2D

experiments which is due to the dimensions of the experimental set-up and the recovery mechanism. Hence, for the field application of SAGD a reduced interaction is expected.

Acknowledgments

We acknowledge the financial support and the opportunity provided by CAPES, Coordenacao de Aperfeicoamento de Pessoal de Nivel Superior – Brasil. We also acknowledge the members of the Heavy Oil, Oil shales, Oil sands, & Carbonate Analysis and Recovery Methods Research Team at the Texas A&M University Petroleum Engineering Department for their help. We also acknowledge Chevron for providing the commercial solvent to be used in this study.

Literature

1. *Prats, M.* Thermal Recovery, Vol.7 Richardson, Texas: SPE Monograph Series. ISBN: 978-0-89520-314-4. 1982

2. *Morrow, A. W., Mukhametshina, A., Aleksandrov, D., Hascakir, B.* Environmental Impact of Bitumen Extraction with Thermal Recovery. SPE Heavy Oil Conference-Canada, 10-12 June, Calgary, Alberta, Canada. 2014

3. *Mukhametshina, A., Hascakir, B.,* Bitumen extraction by expanding solvent-steam assisted gravity drainage (ES-SAGD) with asphaltene solvents and non-solvents, 2014 SPE Heavy Oil Conference, 10-12 June, 2014, Calgary, Alberta, Canada, SPE 170013-MS

4. *Nasr, T. N. and Isaacs, E. E.* Process for Enhancing Hydrocarbon Mobility Using a Steam Additive. US Patent No. 6,230,814. 2001

5. *Butler, R. M., McNab, G S., andLo, H. U.* Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil During In-Situ Steam Heating. The Canadian Journal of Chemical Engineering 59 (4): 455-460. http://dx.doi.org/10.1002/cjce.5450590407

6. *Nasr, T. N, Beaulieu, G, Golbeck, H, Heck, G Novel Expanding Solvent-SAGD Process «ES-SAGD». Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 42,I. 01, 2003*

7. *Orr, B. W., Srivastava, P., Sadetsky, V., Stefan, B. J. Reducing Steam Oil Ratio in Steam- Assisted Gravity Drainage. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October, Calgary, Alberta, Canada. 2010*

8. *Govind, P. A., Das, S. K., Srinivasan, S., Wheeler, T. J. Expanding Solvent SAGD in Heavy Oil Reservoirs. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 20-23 October, Calgary, Alberta, Canada, 2008*

9. *Bayliss P., Levinson.A.A.* Mineralogical Review of the Alberta Oil Sand Deposits (lower Cretaceous, Mannville Group. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Vol. 24, No. 2. 1976

lO.Hamm, R A., Ong, T.S. Enhance Steam-Assisted Gravity Drainage: A New Horizontal Well Recovery Process for Peace River, Canada. World Heavy Oil Congress, Edmonton, Alberta, Canada. Paper 2008-320. Vol. 34, No. 4. 1995

11. *Ardali,* M, *Mamora, D. D., Barrufet, M.* Experimental Study of Co-injection of Potential Solvents with Steam to Enhance SAGD Process. SPE Western North American Region Meeting, 7-11 May, Anchorage, Alaska, USA, 2011

123. *McCain, W. D.* The Properties of Petroleum Fluids, second edition, Tulsa: PennWell Books. 1990

134. *Green, D. W., Willhite, G P.* Enhanced Oil Recovery, Vol. 6, Richardson, Texas: SPE Textbook Series. ISBN: 978-1-55563-077-5

14. *Kar, T., Hascakir, B.,* The Role of Resins, Asphaltenes, and Water in Water-Oil Emulsion Breaking with Microwave Heating, Energy and Fuels, 29, 3684-3690, 2015

Figures and Tables

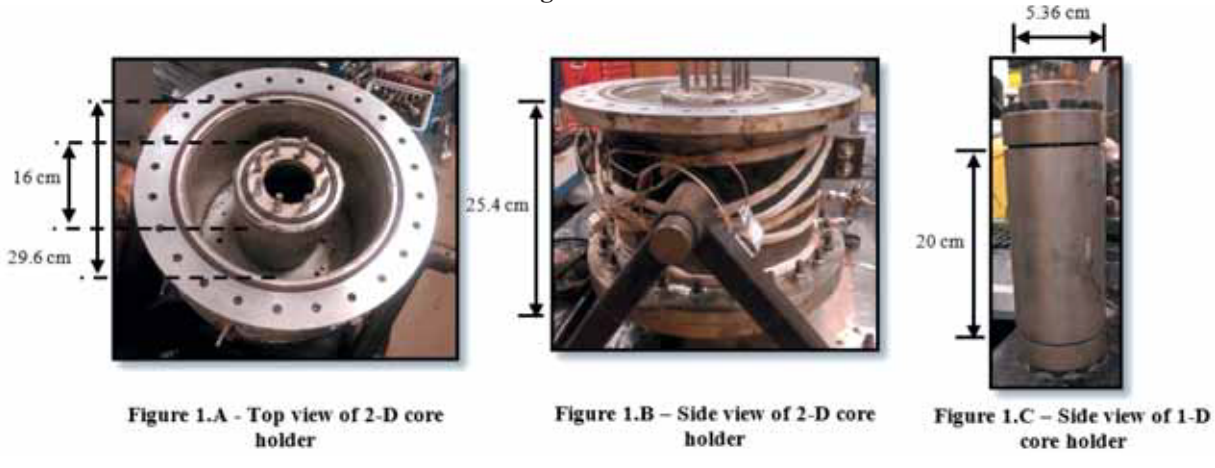


Figure 1.A - Top view of 2-D core holder

Figure 1.B – Side view of 2-D core holder

Figure 1.C – Side view of 1-D core holder

Figures 1 – SAGD and core flooding experimental set-ups

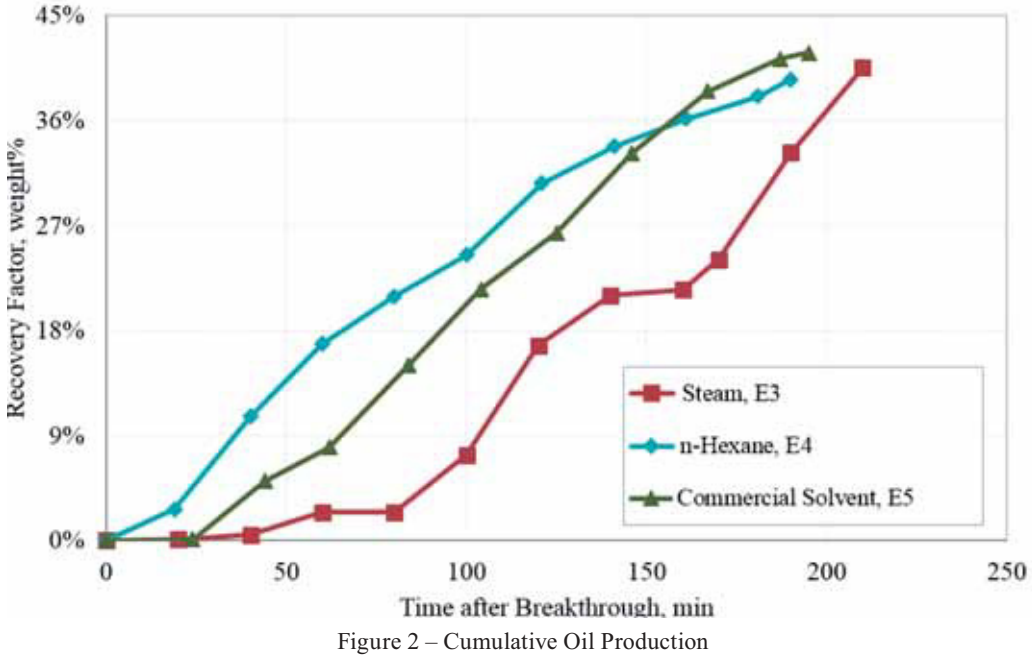
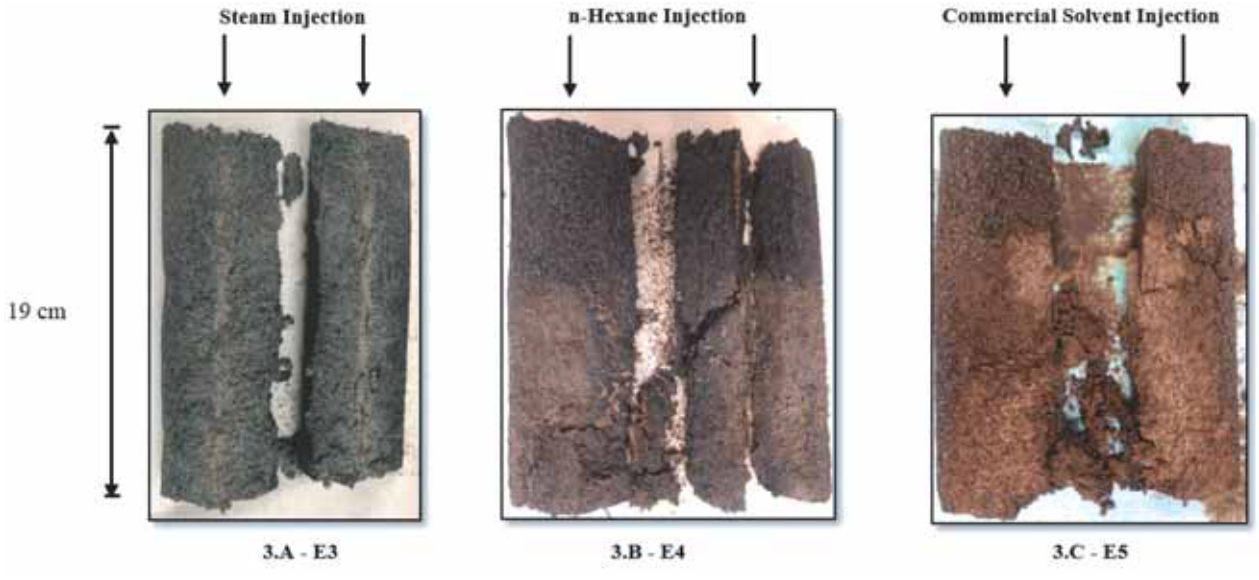


Figure 2 – Cumulative Oil Production



Figures 3 – Postmortem pictures

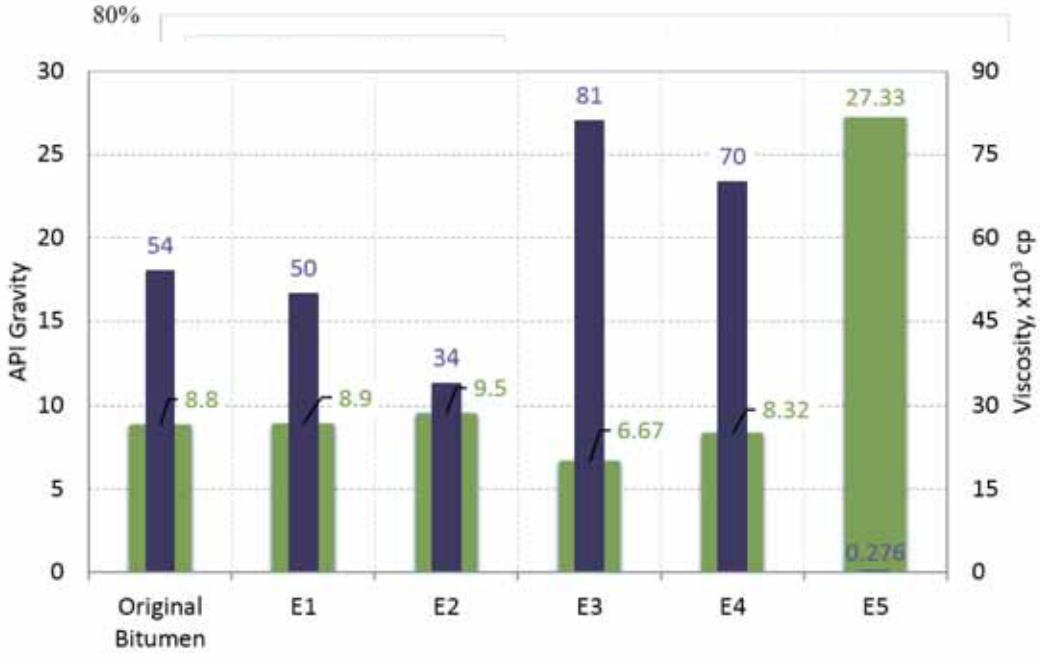


Figure 5 – Viscosity Measurements at 23oC and API Gravity Measurements
(Purple bars represent viscosity in x1000 cP and green bars represent API gravity measurements)

Table 1 - Experimental Conditions

Model	Experiment	Solvent Type	Steam Injection Rate, ml/min CWE	Solvent Injection Rate, ml/min
2-D	E1	-	18	0
2-D	E2	n-Hexane	18	2
1-D	E3	-	18	0
1-D	E4	n-Hexane	0	2
1-D	E5	Commercial Solvent	0	2

Table 2 - Experimental Results

Model	Experiment	Run Time, min	Time Until Breakthrough, min	Average Oil Rate After Breakthrough, g/hour
2-D	E1	720	-	28.1
2-D	E2	540	-	85.8
1-D	E3	210	-	12.0
1-D	E4	294	108	15.7
1-D	E5	320	136	16.9

Table 3 - Experimental Results Cont.

			Total Injected Solvent, ml	
Model	Experiment	Recovery Factor, %	n-Hexane	Commercial Solvent
2-D	E1	10.2	0	0
2-D	E2	23.5	1080	0
1-D	E3	41.0	0	0
1-D	E4	39.5	368	0
1-D	E5	41.8	0	381

ВЫДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНО-ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ И ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С ПОМОЩЬЮ СПЕЦИАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС

А.Ю.Филимонов[1], Д.М.Езерский[2], Е.А.Карпекин[3]

[1]ведущий петрофизик, отдел ГИС и ПВР в России и Центральной Азии, Шлюмберже, Москва, afilimonov2@slb.com; [2]ведущий петрофизик, департамент обработки данных и консалтинговых услуг, Шлюмберже, Москва, dezersky@slb.com; [3]главный петрофизик, отдел ГИС и ПВР в России и Центральной Азии, Шлюмберже, Москва, EKarpeki@slb.com

Отложения нефтематеринских пород баженовской свиты имеют крайне сложный минералогический состав, который чрезвычайно изменчив как по глубине залегания, так и по латерали. Кроме того, породы очень богаты в различной степени преобразованным органическим веществом: керогеном, битумоидами и нефтью. При этом содержание керогена в породах баженовской свиты часто достигает 25% и более. Кероген – твердое органическое вещество, часть матрицы породы, в зависимости от зрелости (стадии катагенеза) имеет плотность и водородосодержание, соответственно 1–1.4 г/см^3 и 0.6–0.9 г/см^3.

Поэтому оценка петрофизических свойств пород БС, по данным ГИС, является крайне сложной задачей. Так, для того, чтобы выполнить корректную оценку коэффициента пористости по данным ГИС, необходимо:) оценить минералогический состав пород, определив весовые содержания не только породообразующих минералов, но и тяжелых акцессориев, в частности, пирита; 2) оценить весовое содержание керогена (а желательно еще и стадию его катагенеза). Далее необходимо выполнить оценку объемного содержания нефти, битумоидов и воды в пустотном пространстве пород, расчет индекса продуктивности (PI) или индекса нефтенасыщенности (OSI), выделить потенциально-продуктивные интервалы.

Авторы поставили перед собой задачу разработки специального комплексно-методического подхода к детальному изучению петрофизических свойств отложений БС с помощью современных геофизических приборов. При этом конечной целью является корректная оценка пористости, объема нефти в пустотном пространстве пород, расчет PIи OSI, выделение потенциально-продуктивных интервалов на основании значений величин этих индексов. Все это должно выполняться по данным комплекса ГИС и в рамках оперативной обработки и интерпретации. Результаты оценки петрофизических свойств должны подтверждаться лабораторными исследованиями образцов

керна, а выделенные потенциально-продуктивные интервалы – результатами испытаний в закрытом стволе скважин после проведения в них ГРП.

Был разработан специальный комплексно-методический подход, включающий применение следующих технологий ГИС: импульсной нейтрон-гамма спектрометрии (ИНГК-с), ядерно-магнитного каротажа в сильном поле (ЯМК), многочастотного волнового диэлектрического каротажа (МВДК).

Такой комплекс ГИС позволяет выполнить детальную оценку минералогического состава пород, оценку общего содержания органического углерода ($C_{орг.вес,\%}$), объемов нефти и воды в пустотном пространстве пород, выполнить расчет PIи OSI.

Прибор ИНГК-с в качестве источника нейтронов имеет импульсный генератор нейтронов (ИГН), поэтому позволяет выполнять полноценный количественный анализ спектров ГИНР и ГИРЗ, что дает возможность оценивать концентрации наибольшего количества химических элементов. Прибор ИНГК-с LithoScanner, применявшийся авторами для детального изучения минералогического состава пород отложений баженовской свиты, имеет спектральные стандарты для оценки концентраций 18 химических элементов: Al, Ba, C, Ca, Cl, Cu, Fe, Gd, H, K, Mg, Mn, Na, Ni, O, S, Si, Ti [1]. В результате оперативной обработки данных этого прибора получают содержание различных глинистых минералов (хлорит, каолинит, иллит, монтмориллонит), мусковита, кварца, калиевого и натриевого полевых шпатов (ортоклаза и плагиоклаза), кальцита, доломита, анкерита, сидерита, пирита, ангидрита, эвапоритов и углей. Кроме того, одним из стандартных результатов обработки данных этого прибора является общее весовое содержание органического углерода ($C_{орг.вес,\%}$) – как разницы между общей концентрацией углерода, полученного в результате обработки спектра ГИНР и весовым содержанием неорганического углерода, входящего в состав молекул карбонатных минералов ($CaCO_3$, $CaMg(CO_3)_2$ и др.).

Для корректной оценки пористости, по данным ГГП-п и ННК-т, необходимо правильно ввести в плотность матрицы еще и поправку на содержание твердого органического вещества – керогена. Для этого необходимо от полученной концентрации органического углерода отнять часть, которая приходится на нефть и битумоиды.

Для оценки объемного содержания нефти в пустотном пространстве пород применяется комплексный анализ данных прибора ЯМК (CMRPlus)и МВДК (DielectricScanner). С помощью прибора ЯМК оценивается общая пористость пород, а по данным прибора МВДК – их влагоемкость. Разница между пористостью и влагоемкостью – есть объем нефти в пустотном пространстве нефтематеринских пород. При этом необходимо полное понимание влияния параметров записи при проведении количественной интерпретации данных ЯМК и корректный подбор наиболее подходящих параметров работы антенны прибора: временная раздвижка должна составлять не более 0.2 мс, а режим коротких последовательностей для увеличения чувствительности к мелким порам должен включать не менее 50 повторений [2].

Измеряемая приборами ядерно-магнитного каротажа общая пористость пород является совокупностью объемов нефти и воды в пустотном пространстве коллекторов. Время спин-решеточной релаксации для битумоидов даже в пластовых условиях составляет менее 0.3 мс (начало регистрации сигнала для прибора CMRPlus), следовательно, измеренная по данным ЯМК (при корректной настройке режима работы прибора) пористость заведомо отличается от истинной на объемное содержание битумоидов.

Затем количественное содержание керогена и битумоидов в породах оценивается объемным решением с привлечением данных по плотности и водородосодержанию матрицы, данных ГГК-п, ННК-т, общей пористости (ЯМК) и объема нефти (ЯМК-МВДК) при условии выполнения материального баланса.

Таким образом, в результате сводной интерпретации данных расширенного комплекса ГИС выполняется полная оценка минералогического состава пород по разрезу, оценка объемного содержания нефти, битумоидов и воды в пустотном пространстве нефтематеринских пород.

Индекс продуктивности (PI) нефтематеринских пород определяется уравнением:

$$PI=S1/(S1+S2),$$

где:

S1 – весовое содержание нефти [мг] (получают из ее объемного содержания, с учетом плотности нефти и объемной плотности изучаемых пород);

S2 – «углеводородный потенциал» [мг] (совокупное весовое содержание битумоидов и керогена);

Индекс нефтенасыщенности пород (OSI) определяется отношением весового содержания нефти S1 к общему содержанию органического углерода по данным ИНГК-с:

$$OSI=100\cdot S1/C_{орг.вес,\%}.$$

Рядом исследователей установлено, что органические поры керогена могут удерживать порядка 75–100 мг нефти на 1 грамм $C_{орг.вес,\%}$[3]; значение 100–120 мг нефти/г $C_{орг}$ предлагается использовать в качестве граничного значения при выделении перспективных в нефтегазоносном отношении интервалов.

Таким образом, интервалы с повышенными значениями OSI (намного превышающими 100 мг нефти/г $C_{орг}$) выделяются в качестве потенциально-продуктивных.

На рисунке 1 представлено сопоставление результатов сводной интерпретации данных ИНГК-с, ЯМК, МВДК и стандартного комплекса ГИС с результатами лабораторных исследований образцов керна. На первом тре-

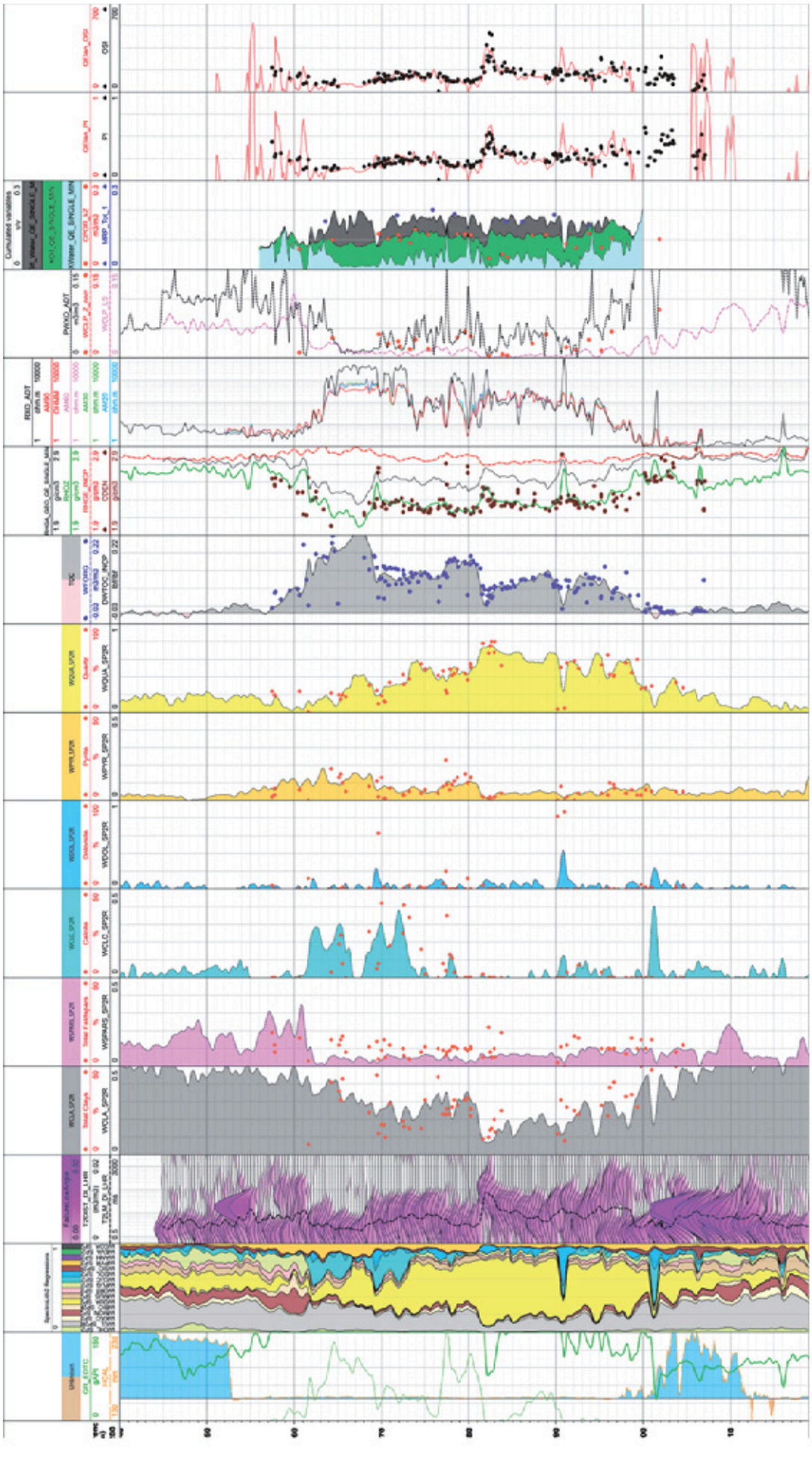


Рис. 1. Сопоставление результатов интерпретации специального комплекса ГИС и лабораторных исследований образцов керна в интервале отложений баженовской свиты

ке нанесены данные интегрального ГК и кавернометрии. На втором треке – весовые содержания минералов по данным ИНГК-с. Третий трек – спектры распределений времен спин-решеточной релаксации T_2. На треках 4–9 представлены сопоставления весовых содержаний минералов (и групп минералов) по результатам обработки данных ИНГК-с и лабораторных исследований образцов керна: трек 4 – группа глинистых минералов, 5 – КПШ+НПШ, 6 – кальцит, 7 – доломит, 8 – пирит, 9 – кварц. На треке 10 представлено сопоставление $C_{орг.вес,\%}$по результатам обработки данных ИНГК-с и пиролиза образцов керна. На треке 11 представлены сопоставления объемной плотности пород, оцененной по данным ГГК-п и измеренной на образцах керна. Кроме того, на том же треке приведены расчетные значения плотности матрицы пород с полным учетом минералогического состава пород (красный), а также с учетом минералогии и твердой органики – керогена (черный). На треке 12 представлены данные электрометрии: разноглубинные измерения УЭС по данным ИК, а также – данные МБК. На треке 13 приведены сопоставления влагоемкости по данным МВДК (черный) и на образцах керна (экстракционно-дистилляционный метод). На треке 14 представлены объемы пластовых флюидов по результатам интерпретации данных ГИС (голубой – вода, зеленый – «легкая» нефть, серый – «тяжелая» (высоковязкая) нефть, красные точки – общая пористость на керне (после экстракции и донасыщения керосином), синие точки – общая пористость на керне (ЯМР)). На треках 15–16 нанесены сопоставления соответственно индекса продуктивности и индекса нефтенасыщенности по ГИС и керну. В середине интервала баженовской свиты выделяется потенциально-продуктивный интервал с повышенными значениями PIи OSI (300 мг нефти/г $C_{орг}$ и более).

Как видно, отмечается хорошая сходимость результатов интерпретации данных специального комплекса ГИС и специальных исследований кернового материала. Неоспоримым преимуществом лабораторных исследований образцов керна является возможность обеспечения высокого вертикального разрешения (диаметр образца – 3 см) и возможность прицельного отбора образцов из наиболее однородных интервалов различных литотипов) по сравнению с таковым прибора ИНГК-с (вертикальное разрешение – 47 см). Преимуществом же использования измерений прибором ИНГК-с является оперативность получения результатов: подробная количественная оценка минералогического состава пород и оценка $C_{орг.вес,\%}$ в течение нескольких часов после регистрации данных.

Применение специального комплексно-методического подхода, включающего использование специальных методов ГИС: ИНГК-с, ЯМК в сильном поле и МВДК, действительно позволяет выполнять полный петрофизический анализ отложений нефтематеринских пород, выделять потенциально-продуктивные интервалы в течение срока оперативной интерпретации данных ГИС – 24 часа с момента регистрации данных, что дает возможность принимать своевременные решения касательно технологий заканчивания, выбора интервалов для интенсификации добычи нефти. Кроме того, данный подход является экономически эффективной альтернативой расширенному комплексу специальных исследований образцов керна.

Литература

1. *R.J. Radtke, Maria Lorente, Bob Adolph, Markus Berheide, Scott Fricke, Jim Grau, Susan Herron, Jack Horkowitz, Bruno Jorion, David Madio, Dale May, Jeffrey Miles, Luke Perkins, Olivier Philip, Brad Roscoe, David Rose, and Chris Stoller*, Schlumberger, 2012, SPWLA 53rd Annual Logging Symposium: «*A NEW CAPTURE AND INELASTIC SPECTROSCOPY TOOL TAKESGEOCHEMICAL LOGGING TO THE NEXT LEVEL»;*

2. *H.N. Bachman,* SPE, S.Crary, SPE, R.Heider and J.LaVigne, SPE, Schlumberger, and R.Akkurt, SPE, Saudi Aramco, SPE 110803: «*Porosity Determination From NMR Log Data: The Effects of Acquisition Parameters, Noise, and Inversion»*;

3. *Jarvie, D.M.*, 2012. Chapter 01-2: Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2 - Shale-oil Resource Systems. *AAPG Memoir 97: «Shale Reservoirs Giant Resources for the 21st Century»*, pp.89–119.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КВАРЦИТОВ ХАМРА ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА БЕРКИН (АЛЖИР)

К.М. Зелинко, Ю.Г. Алексахин, С.А. Зайцева, О.М. Половинкин

Gazprom EP International B.V., k.zelinko@gazprom-international.com

Многие нефтяные и газовые месторождения в бассейне Беркин связаны с коллекторами, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами [1]. Существенную роль в разработке таких коллекторов играет трещиноватость. В настоящее время существует большое количество методик оценки наличия трещиноватости по данным геофизических исследований, по гидродинамическим исследованиям скважин, по керновым материалам. Данная работа описывает методический подход комплексирования вышеперечисленных данных, полученных на стадии геологоразведки месторождения с целью формирования концепции пространственного расположения трещиноватых интервалов, а также анализа их влияния на продуктивность кварцитовых отложений.

Объектом изучения является месторождение «R», расположенное в Алжире. На месторождении выполнена 3D-сейсморазведка, пробурены 3 поисково-разведочные скважины с отбором керна, выполнены геофизические и гидродинамические исследования скважин. Месторождение продуктивно на газ и конденсат, коллекторами являются кварциты Хамра нижнего отдела ордовикской системы. По опыту соседних месторождений предполагается, что продуктивность кварцитовых отложений тесно связана с трещиноватостью [2].

В строении осадочного чехла выделяется несколько несогласий, связанных с основными тектоническими этапами, наиболее выраженным является герцинский этап тектоногенеза, когда произошел региональный подъем территории, а затем и региональный размыв, который последовательно срезал отложения палеозоя на огромной территории. Более молодые отложения мезозоя и кайнозоя откладывались с резким угловым несогласием на размытые разновозрастные отложения палеозоя.

В волновой картине сейсмических данных отчетливо выделяются два типа тектонических нарушений – в кембрийско-девонском интервале закартированы тектонические нарушения преимущественно субвертикальные со значительной амплитудой смещения. Дизъюнктивные нарушения представлены здесь высокоамплитудными сбросами/взбросами преимущественно ЮЗ-СВ простирания, затухающими вверх по разрезу. Выше по разрезу в постгерцинском интервале отложений, выделяется другая система нарушений, связанная со сдвиговыми деформациями. На этот тип нарушений указывают характерные признаки: увеличение амплитуды нарушения вверх по разрезу и ортогональная проекция в плане к основной системе древних разломов, по которым и происходило смещение в более позднее время. Таким образом, герцинские отложения подвержены как взбросо-сбросовым, так и сдвиговым деформациям, что предположительно способствовало развитию системы естественной трещиноватости.

Также было проведено сравнение скважинных данных: результатов интерпретации гидродинамических исследований скважин и отбора керна. Основной целью являлось соотнесение и сравнение данных, полученных с приблизительно одних интервалов для выявления согласия данных или же их противоречий.

Так, была выполнена интерпретация ГДИС по всем трем разведочным скважинам. Анализ билогарифмических графиков и графиков, построенных по методу Хорнера, указывает на присутствие типичных признаков проявления системы двойной пористости в коллекторе. Наиболее ярко это прослеживается в скважине, пробуренной в северном блоке месторождения. Поведение производной по давлению имеет ярко выраженный «провис», характерный для притока флюида из трещин [3] (рис.1).

Стоит отметить, что похожий по характерным признакам вид кривой на билогарифмическом графике часто встречается при испытаниях скважин соседнего месторождения, также имеющего продуктивные кварцитовые отложения с доказанной трещиноватостью [1].

Анализ керновых данных показал, что наибольшей трещиноватостью характеризуются образцы керна, полученные также из скважины RN-1. Это весьма согласуется с выводами, полученными из интерпретации ГДИС. Также стоит отметить наличие естественной трещиноватости в образцах керна скважины R-2, хотя по данным ГДИС характерных признаков участия трещин в потоке флюида выявлено не было. Вполне вероятно, что в данном случае на билогарифмическом графике период притока флюида из трещин был скрыт из-за высокого значения скин-фактора.

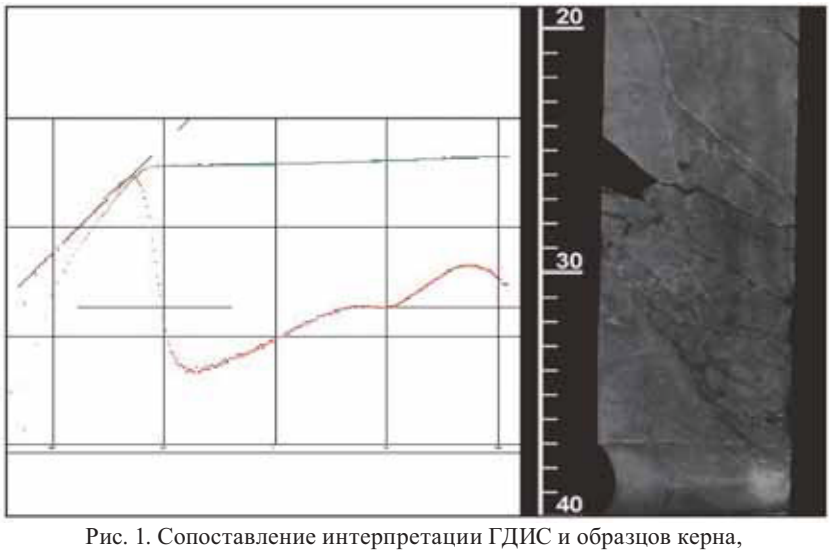


Рис. 1. Сопоставление интерпретации ГДИС и образцов керна, скважина RN-1

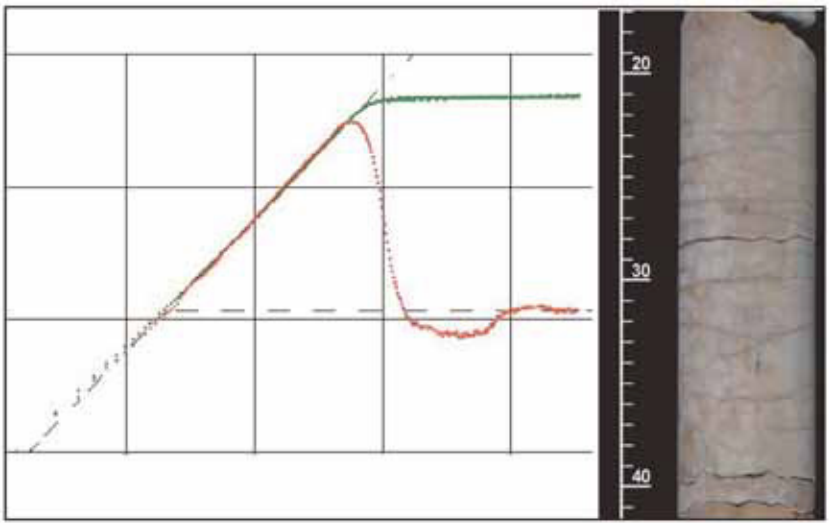


Рис. 2. Сопоставление интерпретации ГДИС и образцов керна, скважина R-2

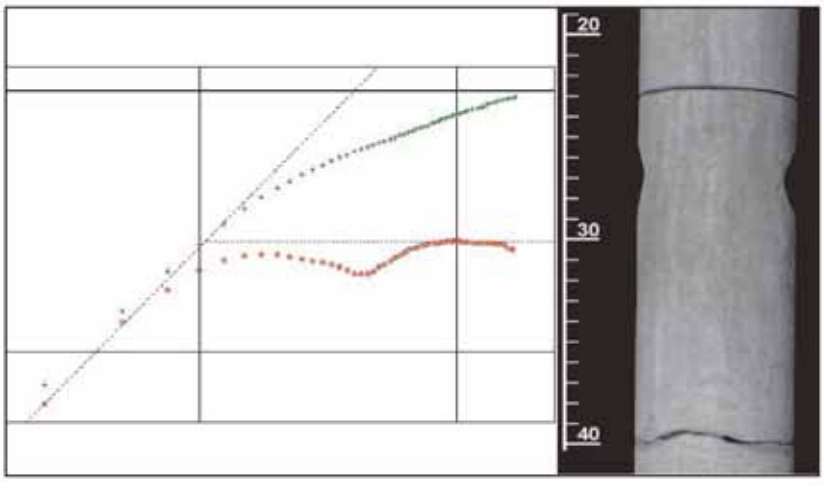


Рис .3. Сравнение интерпретации ГДИС и образцов керна, скважина R-5

Однако керновые данные напрямую указывают на присутствие трещиноватых интервалов в скважине R-2 (рис. 2).

Скважина R-5, пробуренная на крыле структуры, характеризуется низким притоком флюида, определенным по уровню, и уменьшением толщин кварцитовых отложений. В данной скважине, несмотря на ее расположение в площади с высокой концентрацией дизъюнктивных нарушений, не наблюдается признаков трещиноватости как по образцам керна, так и по аналитическим моделям интерпретации гидродинамических исследований скважин. Отсутствие высоких значений притоков возможно связать с тем, что литологические и механические свойства пород (преобладание песчаника над кварцитом) не благоприятны для создания естественной трещиноватости, как у более хрупкого кварцита. Также не стоит исключать и маленькую мощность продуктивных отложений в данной скважине, что не могло не повлиять на приток (рис.3).

Таким образом, вполне возможно заключить, что скважина RN-1 находится в более трещиноватой, а следовательно, и продуктивной зоне. Несмотря на то что северный блок месторождения, где расположена скважина RN-1, характеризуется гораздо меньшим количеством дизъюнктивных нарушений, ему присущи сдвиговые деформации, тогда как южный блок, где находятся скважины R-5 и R-2, характеризуется высокой концентрацией как взбросо-сбросовых, так и сдвиговых нарушений. В связи с этим возможно сделать следующие выводы:

1. Северный блок более благоприятен для существования естественной системы трещин из-за сдвиговых деформаций, создавших благоприятные условия для развития системы трещин. Отложения южного блока были более подвержены сбросо-взбросовому типу разломов, чем сдвиговому, в результате чего трещины характеризуются закрытостью, не проводя флюиды. Таким образом, локализация системы трещин зависит от характера напряженно-деформируемого состояния блоков и наличия близлежащих нарушений (сдвиги или взбросо-сбросы);

2. Возможно, тип тектонической нарушенности кварцитовых отложений является не определяющим фактором их продуктивности. Стоит отметить, что наиболее продуктивные скважины (RN-1 и R-2) были пробурены в непосредственной близости от разломов. Логично предположить, что расстояние от скважины до зоны раздробленности пород, вызванной дизъюнктивным нарушением, также влияет на приток флюида к забоям скважин.

Данные концепции будут уточнены и дополнены по мере бурения новых скважин и поступления геолого-геофизической информации. Понимание факторов, влияющих на распространение системы естественной трещиноватости, поспособствует удачному расположению как новых разведочных скважин в период геологоразведочных работ, так и эксплуатационных скважин в период опытно-промышленной эксплуатации и разработки месторождения.

Литература

1. *A. Delhomme, A. Benbatta.* Well testing in tight sands. Well Evaluation Conference, Algeria, 2007.

2. *W. Gahlouz*. The hydrocarbon potential of Hamraquartzites reservoir around HassiMessaoud and Oued Mya basin.11 Offshore Mediterranean Conference, Italy, 2013.

3. *F.Kuchuk, D. Biryukov.* Transient pressure test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs. SPE 158096, 2012.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДОБЫЧИ ТРИЗН. КОНЦЕПЦИЯ КОМПАНИИ GEKAKON US GMBH

Knut Fellbaum [1], Waldemar Linke [2]

[1] *«GekaKonus GmbH», Eggenstein-Leopoldshafen, Германия, info@gekakonus.net*

[2] *«Linke Engineering», Bruchsal, Германия, info@linke-engineering.ru*

Введение. Оборудование

Имя компании **GekaKonus** традиционно связано с термическими процессами в промышленности. 1 марта 2003 года компания GekaKonus в новом составе руководства объединила производителей энергооборудования германского происхождения GekaKonusEnergie- und UmwelttechnikGmbH&Co. KG, Bertrams Konus (Konus-Kessel) и Geka-Wärmetechnik и является продолжателем традиций этих компаний.



Инженерный офис компании GekaKonus

Энергоэффективные технические решения, известные во всем мире

Наши инженеры разрабатывают конструкции термомасляных нагревателей, парогенераторов высокого давления (скоростных и классических), генераторов пара и котлов-утилизаторов для термических процессов с наиболее высокой степенью энергоэффективности. Доля экспорта нашего оборудования составляет около 90%. Управлением из головного предприятия в баденском городе Eggenstein ведется обслуживание наших клиентов, а также качественный сервис оборудования.

Работа на перспективу

GekaKonus сформировал коллектив инженеров и производственного персонала с высоким уровнем образования и квалификации, которые охотно делятся своими знаниями. Мотивированным студентам в рамках производственной практики предоставляется возможность получить прикладные знания и реализовать их в технических решениях. Также на нашем производстве мы готовим персонал рабочих профессий.

Модульность и полнота услуг сервиса

GekaKonus предлагает своим клиентам развитую по всему миру сеть сервисных услуг, начиная с ввода в эксплуатацию и обучения обслуживающего персонала до заключения договора на обслуживание. Клиент принимает решение по объему пакета услуг, а мы их исполняем на высоком уровне качества. При этом учитываются требования местных норм по эксплуатации и промышленной безопасности.

Без компромиссов

Высокий уровень качества оборудования GekaKonus определяется в первую очередь, квалификацией персонала. В конструкторском отделе и в отделе технического сбыта работают исключительно инженеры с большим опытом работы на предприятии.

Высокий уровень качества оборудования подтверждается большим количеством сертификатов и допусков по различным нормативам, например: HP 0 допуск, испытания поEN 288 для сталей, производство сосудов давления, ASME, SELO, а также допуск по линии Ростехнадзора (Россия/Таможенный Союз).

Неоспоримым аргументом в пользу качества нашей продукции является большое количество оборудования, поставленного за последние годы под различные проекты. Из около 19000 установок, поставленных за время существования предприятия, около 12000 находятся в эксплуатации. Для поддержания этой положительной статистики сохраняются технические данные всего поставляемого оборудования и мы гарантируем поставку в любой момент комплектующих и запасных частей к нему.

Техническое решение в соответствии с условиями эксплуатации

Наша производственная программа решает любую техническую задачу, однако на практике служит нашим инженерам общим ориентиром на пути принятия индивидуального технического решения. Все режимные параметры, требования и пожелания исполнения реализуются исключительно по запросу эксплуатанта. Мы тесно сотрудничаем с крупными контракторами по проектам с целью разработки наиболее выгодного технического решения.

Котел с естественной циркуляцией

Котлы серии NUK-HP® работают на принципе естественной циркуляции и поэтому не требуют циркуляционного насоса. В герметичной системе парообразования циркуляция воды и возврат конденсата осуществляются за счет сил гравитации по мере отбора пара на производство. Достоинство – высокий КПД при малых капзатратах и стоимости энергии.

Применение

Дисциляция и фракционирование нефти, масел / расщепление и эстерификация жировых кислот / дисциляция глицерина / дезодорация масел и др. Находит применение в технологиях питания, а также других производств, где используются термические процессы.производства продуктов



Парогенератор серии NUK-HP



Парогенератор серии NWK-HP

Котел с естественной циркуляцией плюс барабан

Базой этого исполнения является котел высокого давления с естественной циркуляцией тип NWK-HP.

Он работает на открытые пароконденсатные системы и имеет барабан, как отдельный элемент. Его применение предполагается там, где применение закрытых системневозможно и в этих случаях техническое решение является наиболее правильным.

Применение

Особое применение находит в случаях, когда в термических процессах, в зависимости от фазы процесса, требуется поддержание различных режимных параметров давления и температуры пара. А также в случаях невозврата конденсата в систему нагрева.

Термомасляный нагреватель

Термомасляный нагреватель GekaKonus тип THERMOMAT® работает по принципу котла с принудительной циркуляцией, теплоносителем которого является органическое высокотемпературное масло на минеральной или синтетической основе. Благодаря энергоэффективному 3х-ходовому исполнению газового тракта в любой точке поверхности нагрева достигается высокий коэффициент теплопередачи. Требуемые скорость потока и расход среды в контуре циркуляции обеспечивается постоянным измерением и контролем объемного расхода.



Парогенератор серии NUK-HP

Применение

Нефтехимия и нефтепереработка / резинотехническая и полимерная промышленность /металлургия и металлоиндустрия / химическая промышленность / обработка поверхностей /производство моющих средств /пищевая промышленность/текстильная промышленность / производство битумов и смол /производство стройматериалов / деревообработка / целюлозно-бумажная промышленность

Генератор пара

Еще один способ производства пара построен на принципе непрямого нагрева. Генератор пара GekaKonus для производства пара использует промежуточный теплоноситель – термомасло.

Область применения

производительность до 25 т/ч пара

рабочее давление до 20 бар

другие параметры по запросу



Генератор параDG



Котел – утилизатор

Котел-утилизатор

Вы хотите использовать тепловую энергию уходящих газов?

GekaKonus в Вашем распоряжении и разработает котел-утилизатор под Ваши условия эксплуатации. Затраты на рекуперацию тепловой энергии окупаются очень быстро.

Область применения

подогрев термомасел до 350°C

подогрев воды до 90°C

перегрев воды до 260°C

другие параметры и исполнение по запросу



Электронагреватель серии THE

Электрический термомасляный нагреватель серии THE

В случаях, когда имеется достаточный по мощности источник электроэнергии или нет возможности отводить уходящие газы, а также там, где применение газопламенного оборудования недопустимо или невозможно, применение электрического нагревателя серии THE является правильным решением.

Разработан как нагреватель с принудительной циркуляцией органических высокотемпературных теплоносителей на минеральной и синтетической основе. Конструкция исключает превышение температуры теплоносителя выше допустимой.

Применение

THE применяется для обеспечения термических процессов во многих производствах: резинотехнической и полимерной, переработки нефти и масел, битумов и смол, металлообработки, продуктов питания, моющих средств, деревообработки, бумаги и картона, обработки поверхностей, химии и других.



Скоростной парогенератор серии LSG-HP

Скоростной парогенератор

В случаях, когда по условиям эксплуатации требуется быстрая реакция на отбор пара, применение скоростного парогенератора является наиболее оправданным.

Он имеет два последовательно соединенных цилиндрических змеевиковых парообразователя. Питательная вода подается плунжерным насосом.

Применение

Специально разработан для случаев, когда требуется поддержание быстроменяющихся режимных параметров, давления и температуры, а также когда не обеспечивается частично или полностью возврат конденсата.

Мы убеждены, что парогенераторы производства GekaKonus в силу своих технических свойств и конструкции способны выгодно обеспечить любой термический процесс, любого производственного цикла.

Применение парогенераторов в технологиях паротепловой обработки месторождений высоковязких нефтей (SAGD, CSS, HSS, SteamFlooding и др.) является для нас еще одним вызовом в серии успехов компании по применению оборудования GakaKonus в различных секторах промышленности и технологий.

НАШИ РЕФЕРЕНЦИИ

Резинотехническая и полимерная промышленность, производство покрытий

- Обогрев каландров, плавильных печей, а также оборудования прессов и оборудования формовки.

Металлообработка, обработка поверхностей

- Оборудование лакирования и покраски, обогрев ванн для фосфотирования, гальваники и предочиски.

Производство моющих средств

- Обогрев автоклавов, варочников, сушильных камер для порошков и т.д.

Производство продуктов питания

- Дисциляция и фракционирование масел и жировых кислот / расщепление и эстерификация жиров и жировых кислот, дезодорация масел, продукции и оборудования.

Текстильная промышленность

- Процессы окраски и фиксации нитей и тканей, сушка, нанесение покрытий и импрегнирование, обогрев текстильного оборудования.

Нефть и газ, нефтехимия, производство битумов и смол

- Дисциляция и фракционирование нефти, обогрев бакового хозяйства, обеспечение слива – налива нефтепродуктов, транспорт высоковязких нефтепродуктов, производство битумов и смол, а также их обслуживание на крупных объектах.

Химическая промышленность

- Обогрев автоклавов, варочников, химреакторов, мешалок, оборудование сушки продукции и т.д.

Производство стройматериалов

- Обогрев сушильных камер, пропарка бетонных изделий, опалубки, бункеров и хранилищ стройматериалов и т.д.

Деревообрабатывающая промышленность

- Обогрев прессов, в том числе многоэтажных, установок и сушки древесины, установки нанесения покрытий и т.д.

Целлюлозно-бумажная промышленность

- Обогрев цилиндров и сушильных барабанов, каландровых валков и сушильных камер.

Прачечные предприятия

- Обогрев стиральных машин и туннелей, сушка текстиля.

Предварительная техническая концепция

Парогенераторная установка для целей добычи высоковязкой нефти методами теплового воздействия (SAGD и XSAGD– парогравитационного дренажа, CSS и HSC – циклической стимуляции и закачки паром, SteamFlooding – заводнение паром

Для целей производства насыщенного пара могут быть предложены три варианта компоновки парогенераторных установок.

Вариант А:

Насыщенный пар производится непосредственно на скоростном парогенераторе. Принцип работы скоростного парогенератора (LSG-HP) – прямоточный «котел Бенсона». Принцип действия следующий: подаваемая в котел питательная вода нагревается до состояния насыщенного пара в прямоточном трубном парообразователе. Насыщенный пар покидает трубную систему парообразователя с влажностью 20% (доля выноса воды). Вынос воды после скоростного парогенератора может не сепарироваться, однако при необходимости может быть установлен сепаратор пара (опция).

Требуемое рабочее давление составляет 70 bar, а температура насыщенного пара (t_S) при этом давлении 286°C. Производительность может варьироваться до 30 т/ч.

На каждой группе скважин (куст) устанавливается один скоростной парогенератор.

При необходимости установленная мощность парогенераторной установки может быть расщеплена на два или три парогенератора. Этим увеличивается коэффициент оперативной готовности (взаимное резервирование) установки, что в свою очередь увеличивает надежность эксплуатации объекта.

Вариант В:

Пар производится с применением промежуточного теплоносителя. В первичном контуре устанавливается термомасляный нагреватель серии THZ. Термомасло является теплоносителем при производстве пара в паровом теплообменнике (здесь парогенератор DG). Тепловая мощность термомасляного нагревателя (THZ) рассчитывается по производительности по пару 30 т/ч с учетом компенсации потерь термомасляной системы на транспорт тепла до парогенератора.

В зависимости от размеров и разветвленности термомасляной системы потери могут составлять от 3 до 10%.

Уровень рабочих температур термомасляного нагревателя и термические свойства термомасла достаточны для производства пара с давлением до 70 бар. Обратная температура теплоносителя (t_R) на 50°C выше температуры пара (t_S) 286°C.

Термомасляный нагреватель имеет рабочую температуру выхода термомасла (t_V) около 390°C и входную температуру (t_R) около 340°C.

Производимый пар в парогенераторе (DG) имеет влажность (значение выноса воды) около 5%. Вынос воды после парогенератора может не сепарироваться.

На каждой группе скважин (куст) устанавливается один термомасляный нагреватель и один парогенератор.

Вариант В может применяться с высокой степенью энергоэффективности в случаях централизованного теплоэнергообеспечения нескольких групп скважин (кустов), находящихся на небольших расстояниях от одного центрального источника (термомасляного нагревателя). При этом необходимо соблюдать некоторые условия эффективности транспорта теплоносителя.

Комментарий к варианту В:

Кроме обязательного оборудования, как то оборудования водоподготовки или устройств подготовки топлива, требуется применение вспомогательных оборудования и материалов:

– Расширительный бак магистрали теплоносителя

– Приемный бак для слива теплоносителя

– Сам теплоноситель для заполнения системы
– Инертный газ (N_2)
–Циркуляционные насосы контура теплоносителя

Вариант С:

За основу реализации **варианта С** взята техническая концепция по **варианту В**, предполагающего применение термомасляных нагревателей серии THZ и парогенераторов серии DG. При этом физические параметры (давление, температура) остаются неизменными.

По варианту С на площадке оборудуется один центральный энергоисточник в блочном исполнении, состоящий из нескольких термомасляных нагревателей (THZ). Производимая тепловая энергия распределяется по системе трубопроводов на парогенераторы (DG) отдельных скважин или групп скважин. Каждый из этих парогенераторов обеспечивает паром свою скважину или группу скважин (куст). При этом тепловая мощность центрального источника определяется по количеству скважин (кустов) и их суммарной тепловой нагрузке.

Замечания по вариантам В и С:

Ненадлежащая эксплуатация оборудования для обеспечения парогенераторов водой может привести к коррозии и образованию свищей на поверхности нагрева теплообменных аппаратов.

При образовании свищей из-за разности давлений между контурами не исключается попадание воды в контур термомасла. При смешивании этих двух сред происходит резкое увеличение объема в контуре термомасла, что может привести к повреждению оборудования.

Чтобы предотвратить повреждение оборудования термомасляного контура эксплуатирующая организация должна обеспечить:

– надлежащую и постоянную эксплуатацию оборудования водоподготовки;
– проверку качества питательной воды в установленной периодичности;
– надежную эксплуатацию устройств защиты.

Расчетные данные

Условия окружающей среды:

Температура окружающего воздуха, max.	+35°C
Температура окружающего воздуха, min.	-20°C
Температура окр. воздуха, расчетная (уточнить)	°C
Относит. влажность воздуха, max. (уточнить)	%
Относит. влажность воздуха, min. (уточнить)	%
Относит. влажность воздуха, расчетная (уточнить)	%
Скорость ветра, max. (уточнить)	м/с
Скорость ветра, расчетная (уточнить)	м/с
Сейсмичность (уточнить)	
Давление воздуха (уточнить)	мбар
Высота над уровнем моря (уточнить)	м
Электропитание	3 x 400 Volt / 50 Hz

Парогенератор:

Рабочее давление, расчетное	80 бар
Рабочее давление, макс. допустимое	70 бар
Производительность по пару	30 т/ч
Качество пара на выходе из LSG-HP	80%
качество пара на выходе из DG	95%

Вода:

Температура воды, max.	100°C
Температура воды, min.	20°C
Давление воды, max.	4 бар
Давление воды, min.	2 бар
Анализ воды	по условиям GekaKonus

Топливо:

Жидкое (уточнить)	Нефть / Мазут / Дизтопливо
Минимальная теплота сгорания Hu	11,24 кВтч/кг
Теплотворная способность Ho	11,50 кВтч/кг
Вязкость при 40°C(уточнить)	cSt
Вязкость при 70°C (уточнить)	cSt
Вязкость при 100°C (уточнить)	cSt

Содержание серы, max.	3%
Анализ по данным заказчика (уточнить)	

Режимные и экономические показатели по варианту A

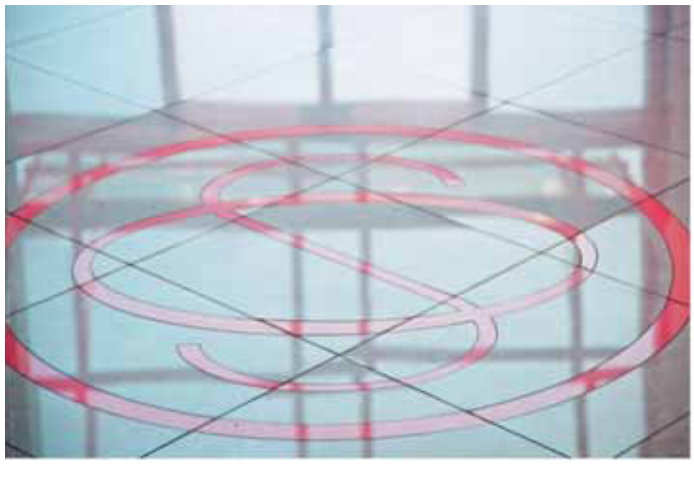
Скоростной парогенератор (LSG-HP)	23.700 кВтч (23,7 МВт)
Подогрев воды с 50°C до 120°C	3.070 кВтч
Производство пара 70 bar / 30 т/ч	18.850 кВтч
Влажность пара (вынос воды) 20% / 7.500 кг/ч	1.780 кВтч
Расход воды при 50°C = 37.500 кг/ч	37.955 л/ч
Расход топлива	2.396 кг/ч
КПД по горению ок.	88% / Hu 11,24 кВтч/кг

Режимные и экономические показатели по варианту B

Парогенератор (DG) (вторич. контур)	21.820 кВтч (21,82 МВт)
Подогрев воды с 50°C до 120°C	2.590 кВтч
Производство пара 70 bar / 30 т/ч	18.850 кВтч
Влажность пара 5% / 1.580 кг/ч	380 кВтч
Расход воды при 50°C = 31.580 кг/ч	31.965 л/ч

Термомасляный нагреватель (THZ)	24.245 кВтч (24,245 МВт)
Мощность пару	21.820 кВтч
Тепловые потери на транспорт тепла около 10%	2.425 кВтч
Температура теплоносителя на выходе	(t_V) ок. 390°C
Температура теплоносителя на входе	(t_R) ок. 340°C.
КПД горения	77% / Hu 11,24 кВтч/кг
Расчетное давление в системе (THZ)	20 bar
Расход на циркуляцию	940 м^3/ч
Расход топлива	2.396 кг/ч
КПД горению	88% / Hu 11,24 кВтч /кг
Энергопотребление циркуляционных насосов	250 кВтч

GekaKonus GmbH
Siemensstrasse 10
D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen
Telefon +49 (0) 721 / 94374-0
Telefax +49 (0) 721 / 94374-44
www.gekakonus.net
info@gekakonus.net



БАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ И ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКИХ И СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Р.Ш. Муфазалов

НПФ «Тимурнефтегаз», г.Октябрьский, tng41@inbox.ru

В последние годы поиски инновационных и энергосберегающих технологий привели к нетрадиционным методам решений экологических и технологических проблем в нефтегазохимическом комплексе. Замена устаревших традиционных технологий в нефтегазохимическом комплексе на высокопроизводительные экологически чистые технологии является в настоящее время не только актуальной, но и весьма необходимой задачей.

Целенаправленные исследования по научному обоснованию и решению экологических и технологических проблем в рамках реализации Государственных долгосрочных и целевых программ: «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Татарстан на 2011–2015 годы и на перспективу до 2020 года», «Концепция государственной экологической безопасности в нефтяной промышленности на 2007–2015 гг.» и «Концепция освоения ресурсов природных битумов до 2020 гг.» ведутся в научно-производственной фирме «Тимурнефтегаз» в тесном контакте с производственными предприятиями.

Нефтегазовые месторождения в процессе их разработки и эксплуатации превращаются в огромные гидродинамические системы сообщающихся сосудов с катастрофическими разрушениями гидрогеоэкологии. Подтверждение тому, что на многих нефтяных месторождениях родники и водозаборы осолонены пластовыми ядовитыми жидкостями. Проблема заключается в том, что эти процессы необратимы и восстановлению не подлежат.

На базе теоретических и экспериментальных исследований в области гидродинамики и нелинейной гидроакустики, проведенных в ИМАШ РАН и НПФ «Тимурнефтегаз» разработаны научные основы создания высокоэффективных технологий и удалось установить целый ряд принципиально новых эффектов и явлений существо которых заключено в том, что при малых энергозатратах происходит преобразование энергии гидроакустических волн в энергию других форм физико-химических процессов. К таким эффектам относятся многократное увеличение скоростей движения жидкостей и газов в капиллярах и пористых средах, управляемая гидроакустическая турбулизация гетерогенных систем, радикальное перераспределение гидродинамического и гидростатического давлений, интенсификация тепломассообменных процессов, эмульгирование и гомогенизация на основе гидроакустической кавитации, снижение межфазных связей и сил поверхностного натяжения, саморегулируемость и самонастройка нелинейных гидроакустических волн к работающей системе.

С учетом физической природы этих эффектов и явлений, специфики и особенностей технологического процесса с режимными параметрами, разработаны и созданы высокоэффективные технологии, не имеющие аналогов в мировой практике для решения экологических и технологических проблем для самых различных отраслей промышленности и создана надежная многофункциональная техника для реализации этих технологий.

На основе этих эффектов созданы энергосберегающие, экологически чистые высокопроизводительные технологии для решения следующих задач в нефтегазохимическом комплексе: решение технологических и экологических проблем в процессе проводки скважин и повышение технико-экономических показателей бурения; снижение перетоков пластовой жидкости, газо-водо-нефтепроявлений, поглощений и обвалов в процессе бурения; гомогенизация, диспергирование бурового и цементного растворов и повышение их реологических свойств; сокращение сроков освоения новых скважин и увеличение их дебита; повышение качества цементирования обсадных колонн и других ремонтно-изоляционных работ; приготовление различных эмульсий для глушения притока при капитальном ремонте и освоении скважин; повышение нефтегазоотдачи пласта путем комплексного воздействия с другими методами МУН; повышение дебита добывающих скважин в последней стадии эксплуатации месторождения; повышение приемистости нагнетательных скважин; интенсификация различных химико-технологических процессов в нефтехимической промышленности.

Основной проблемой для всех нефтедобывающих регионов мира является сохранение потенциальной продуктивности пласта в процессе его вскрытия бурением. Особенно актуальна данная проблема для старых месторождений, месторождений с низкими пластовыми давлениями, а также содержащих высоковязкую нефть. Поэтому самым ответственным этапом строительства скважины считается качественное и чистое вскрытие продуктивного пласта, т.к. от чистоты и качества вскрытия полностью зависит уровень начального дебита, длительность эффективной эксплуатации скважины и коэффициент нефтеизвлечения в период разработки месторождения.

Существующие и применяемые в настоящее время способы вскрытия и заканчивания скважины далеко не совершенны как с технической, так и технологической точек зрения. В большинстве случаев они не обеспечивают оптимального коэффициента продуктивности пласта и нефтеизвлечения, особенно в условиях низкопродуктивных коллекторов и месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

В процессе первичного вскрытия пласта твердая мелкодисперсная фаза буровой жидкости и выбуренной породы, глинистые глобулы, кристаллы утяжелителей, полимеры проникают одновременно с фильтратом в поры и трещины коллектора. Глубина проникновения фильтрата кратно превышает глубину перфорационных каналов, что и является главным фактором ухудшения притока нефти. Это результат несоответствия физико-химического состава и реологических параметров буровой жидкости, а также несовершенства гидравлической программы и режима вскрытия пласта бурением.

В естественном состоянии коллектор находится под всесторонним сжатием горно-, гидро- и геостатического давлений. В процессе вскрытия пласта бурением нарушается естественное напряженное состояние с деформационными изменениями и появлением сдвиговых напряжений. Иногда такие напряжения превышают пределы прочности породы, особенно при анизотропии пород с различными значениями модуля упругости, предела прочности и коэффициента объемного расширения. Анизотропность приводит к асимметричным деформационным напряжениям, преимущественно в околоскважинном пространстве, в зонах концентрации напряжения – трещинах и кавернах. Появляется деформационная анизотропность пористости и проницаемости. Это следующая причина снижения притока нефти в скважину.

Проблема усугубляется тем, что проникновение твердовзвешенной фазы с фильтратом буровой жидкости и деформационные изменения коллектора происходят одновременно по мере его вскрытия, вызывая необратимые процессы, такие как эффект защемления или запирания. Наиболее чувствительны к деформационным изменениям карбонатные коллекторы, что обусловлено их трещиноватостью.

Для решения этой проблемы в научно-производственной фирме «Тимурнефтегаз» разработана реактивно-акустическая техника (РАТ) как базовая технология для бурения основного ствола и первичного вскрытия продуктивного горизонта наклонно-направленных и горизонтальных глубоких скважин, а также боковых стволов. Данная технология с успехом прошла промышленные испытания в различных регионах России и за рубежом. Хорошие результаты по применению данной технологии для вскрытия продуктивного горизонта (более 100 скважин) получены в ОАО «Татнефтепром».

Промышленное применение данной технологии показало следующие положительные результаты: повышается эффективность разрушения породы и увеличивается скорость бурения от 65% до 90%; повышается срок службы долота в скважине и увеличивается его проходка до двух раз; снижается диаметральный износ долота, особенно калибрующих элементов, при этом исключается повторная проработка и повышается качество ствола скважины; в процессе бурения буровой раствор подвергается волновой обработке, диспергируется, гомогенизируется и в результате улучшаются его реологические качества; создается тонкий защитный экран вокруг стенки скважины, предотвращающий проникновение бурового и цементного растворов в продуктивный и водяные пласты и, как следствие, их загрязнение (обеспечивается подземная экология и чистота продуктивного пласта); предотвращаются небольшие (до 18 $м^3$/час) поглощения в процессе бурения, образование наддолотных сальников, обвалов, прихватов при бурении, особенно на горизонтальном участке; снижается сила трения бурильной колонны на горизонтальном и наклонном участках ствола и обеспечивается требуемая нагрузка на долото; усилие реактивно-акустической тяги при бурении горизонтального участка ствола сопоставимо с осевой нагрузкой на долото и обеспечивает плавность его нагружения; сроки освоения продуктивных пластов, вскрытых данной технологией, в 1,5 раза меньше нормативного срока, а дебит в 2,0–2,5 раза превышает дебит пласта, вскрытого по обычной технологии. В условиях гидроакустического поля объем фильтрата, проникающего в пласт в процессе бурения в 2–4 раза меньше, чем в статических и динамических условиях фильтрации. Проведенные исследования процессов фильтрации показывают, что при гидроакустическом воздействии образование защитного экрана ускоряется в 10 и более раз, в результате скорость фильтрации через 10–15 секунд становится близкой к нулю, и степень кольматации достигает 92–96 %, а объем фильтрата, проникшего в пласт, снижается в десятки раз.

В настоящее время завершены исследования по использованию гидроакустического аэрирования бурового раствора в процессе вскрытия продуктивного пласта на месторождениях с низкими пластовыми давлениями. Аэрированные буровые растворы в гидроакустическом поле позволяют создавать управляемую депрессию на пласт за счет плавного регулирования степени аэрации, усиливают амплитудно-частотные параметры гидроакустического генератора, способствуют лучшей очистке призабойной зоны и обеспечивают чистоты вскрытия продуктивного пласта. Воздействие гидроакустического поля позволяет эффективно управлять структурно-механическими свойствами дисперсных систем, каковыми являются аэрированные буровые растворы.

Созданы гидроакустические насосы как базовая техника и экологически чистая технология для освоения скважины и интенсификации притока без применения кислотосодержащих и других реагентов.

Восстановление продуктивности пласта осуществляется с помощью гидроакустической техники и технологии путем генерирования в призабойной зоне гидроакустических волн и поддержания волнового режима. Технология сопровождается мощным направленным фильтрационным потоком пластовой жидкости, что восстанавливает коллекторские свойства пласта, подключает новые, не работавшие ранее пропластки застойных зон подошвы и кровли пласта, что в конечном счете приводит к повышению нефтеизвлечения пластов.

Результаты гидроакустического воздействия на призабойную зону малодебитных скважин в условиях Канады, Пермской области и Татарстана показали, что дебит нефти увеличивается в 2,2–2,8 раза. Данная технология показала высокую эффективность при малой себестоимости.

Гидроакустическая технология может интенсифицировать в десятки и более раз тепло-массообменные процессы и химические реакции. В связи с этим данная технология в будущем может быть с большим успехом использована для значительного повышения эффективности применения химико-биологических, физических и других методов увеличения нефтеотдачи пластов. С 1997 по 2011 год на скважинах АО «Татнефтепром» применялась гидроакустическая технология в комплексе с другими методами воздействия на пласт. По скважинам, обработан-

ным комплексным методом, успешность составляет 100%, а суммарный эффект превышает сумму эффектов от применения отдельных технологий.

Средняя продолжительность эффекта составляет 305 суток. Технико-экономическими расчетами установлено, что технология проведения интенсификации притока с использованием гидроакустического метода является экономически рентабельной.

На основе акустической техники создана технология гидроакустического крепления скважины и цементирования эксплуатационных колонн. Известно, что цементное кольцо в межтрубном пространстве разрушается по следующим причинам: плохое качества цемента и раствора, низкая механическая прочность цементного камня, неравномерность толщины цементного кольца, плохая адгезия цементного камня со стенкой скважины и колонной, образование трещин при кумулятивной перфорации и вибрации скважинного оборудования, различные коэффициенты температурного расширения цемента, колонны и породы, коррозия цементного камня. Все это приводит к межпластовым перетокам, загрязнению подземных вод, особенно питьевых пропластков и необратимому нарушению гидрогеоэкологической чистоты недр.

При акустической обработке цементного раствора получены следующие результаты: водоотдача раствора снижается на 27%, растекаемость увеличивается на 18%, размер частиц суспензии снижается на 10%, прочность на изгиб увеличивается на 17%, на сжатие – на 24%, адгезия по металлу увеличивается на 26%. Все образцы цементного камня после гидроакустического воздействия непроницаемы по газу и воде.

Разработан и создан целый комплекс гидроакустической техники и экологически чистой технологии для решения следующих технологических задач в нефтехимическом комплексе: повышение производительности различных химико-технологических установок, особенно в области нефтехимии и нефтепереработки; акустические волновые форсунки для повышения полноты сгорания и снижения окислов азота и углерода при сжигании газообразных, жидких и многофазных нефтепродуктов; повышение качества продукции и производительности установок для производства технического углерода; повышение производительности установок для выпуска окисленного и вакуумированного битума и его качества; приготовление растворов и микстур; гидроакустические вакуум-насосы, дозаторы, гомогенизаторы для различных технологических процессов.

На Уруссинском химическом заводе построен и запущен в эксплуатацию высокопроизводительный гидроакустический реактор для диспергирования и растворения сыпучих компонентов, а также две промышленные установки для смешивания жидких композиций и получения различных эмульсий, деэмульгаторов и ингибиторов коррозий. Эти установки по производительности в 6–8 раз превосходят существующие и полностью исключают испарение и выбросы вредных компонентов в атмосферу.

Создана акустическая форсунка, исключающая выбросов окислов (оксидов) углерода, азота, серы, как кислотобразующих, тепличных и азоноразрушающих газов. Такая форсунка в сравнении с обычной, при одинаковой тепловой мощности, дает до 32% экономии топлива.

Гидроакустическая техника и технология по своей простоте использования, надежности, эффективности и многофункциональности назначения является уникальной, не имеющей аналогов в мировой практике. На основе гидроакустической технологии создан целый ряд устройств, реализующих эту технологию в нефтедобывающей, нефтехимической и других отраслях промышленности и существенно превосходящих по основным показателям результаты традиционных технологий.

Следует отметить, что все технологии, созданные на волновых принципах для различных отраслей промышленности и технологических процессов, являются энергоресурсосберегающими, экологически и физиологически безопасными, что очень важно для широкого использования в нефтегазохимическом комплексе.

Экологическая и технологическая проблемы – проблемы взаимосвязанные и комплексные, которые вносят и сопровождают свой огромный негативный вклад на всех этапах создания и обеспечения технологического процесса: начиная от проектирования и завершая его списанием: в стадии проектирования технологий экологические нарушения закладываются в виде допущенных ошибок проектирования; в стадии создания и строительства технологических линий, процессов экологические ошибки проектирования обеспечиваются в готовых технологиях; в стадии эксплуатации месторождений (технологических линий) экологические ошибки реализуются в виде огромных невозобновляемых затрат на эксплуатацию месторождений (технологических процессов) с необратимыми нарушениями параметров природы и на восстановление разрушенной биосферы, акваторий и аэрогидроэкологии.

КЭС – ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Н.П.Кузьмичев

ООО «Нефть XXI век», г. Альметьевск, Kuzmichev@petroleum21.com

Резкий рост объемов добычи сланцевой нефти в США за предыдущее десятилетие привел к перепроизводству на мировом рынке нефти. Добыча нефти в 2005–2013 гг. выросла с 5,18 млн до 7,44 млн баррелей в день. В декабре 2014 года она достигла рекордного уровня 9,118 млн баррелей в день [1]. Предложение нефти на рынке превысило спрос на нее. Цены на нефть рухнули, снизившись вдвое. У нефтяных компаний, и до этого испытывавших проблемы из-за повышения себестоимости добычи нефти вследствие ухудшения структуры запасов [2], настали трудные времена. Особые сложности испытывают компании, добывающие сланцевую нефть. Для них сейчас снижение себестоимости добычи нефти – вопрос жизни и смерти. Многие компании в конце 2014 – в начале 2015 года значительно сократили объемы бурения [1]. Некоторые разорились.

Объемы добычи нефти в США в 2015 году перестали расти так бурно, как в 2014 году, но рост пока продолжается. В ближайшие год-два объемы добычи, скорее всего, стабилизируются на отметке 10,2–10,3 млн баррелей в день, а затем могут пойти вниз. У аналитиков есть все основания прогнозировать, что нынешние цены на нефть в ближайшие 5, а то и 10 лет, сколь-нибудь заметно не вырастут [1].Поэтому снижение себестоимости добычи нефти – вопрос № 1 для нефтяной отрасли.

«Сланцевая революция» произошла благодаря прогрессу технологий добычи нефти, прежде всего – совершенствованию технологий горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта [3–5]. За предыдущие 15–20 лет себестоимость добычи сланцевой нефти значительно уменьшилась за счет оптимизации этих основных используемых при ее добыче технологий строительства скважин. При высоких ценах на нефть, рентабельность добычи сланцевой нефти была достаточно высокой. При нынешних ценах на нефть, достигнутого технологического уровня для многих «сланцевых» проектов недостаточно. Но потенциал дальнейшей оптимизации упомянутых технологий строительства скважин сейчас практически исчерпан. Для дальнейшего снижения себестоимости добычи сланцевой нефти нужны новые подходы и поиск новых решений на всех технологических этапах, а не только при строительстве скважин.

В качестве оговорки, можно заметить, что стоимость бурения, особенно горизонтального, можно ощутимо сократить, используя электробурение. И у России есть шанс, действуя по принципу «не можешь остановить процесс, возглавь его», выйти на равные позиции с западными нефтяными и нефтесервисными компаниями в области технологий добычи сланцевой нефти. Ведь электробурение широко применялось только в СССР и созданные технологический и организационный заделы пока полностью не утрачены. Более того, появились новые наработки, которые могут вывести электробурение на новый качественный уровень. Но для решения этой большой амбициозной задачи необходимо, чтобы нефтяная отрасль России не на словах, а на деле перешла на инновационный путь развития.

Начало добычи сланцевой нефти в промышленных масштабах сдерживали не только геологические проблемы, связанные с особенностями строения месторождений, их изучения, учета запасов и т.п., но и несовершенство технологий переработки добываемого сырья [3–5]. Промышленные технологии переработки сланцевой нефти как в пласте, так и на поверхности, в настоящее время существуют. Есть экспериментальные технологии, которые продолжают отрабатывать и в лабораторных, и промысловых условиях. Но в области нефтепереработки сланцевой нефти, также как и в области строительства «сланцевых скважин», значительный прогресс в ближайшее время вряд ли возможен.

В качестве примера поиска новых решений снижения себестоимости добычи сланцевой нефти, можно привести получение 24 февраля 2015 года компанией «PropellTechnologies» из американского штата Техас 5 млн долл. США инвестиций от кипрской «ErvingtonInvestments» [6], конечным бенефициаром которой является российский миллиардер Роман Абрамович. «PropellTechnologies» владеет компанией «NovasEnergy USA», которая занимается повышением отдачи «сланцевых скважин» на нефтегазовых месторождениях при помощи новейших технологий, основанных на методе плазменно-импульсного воздействия (ПИВ). К слову, «NovasEnergy USA» – владелец технологии ПИВ – имеет российские корни [7].

Технология ПИВ является технологией обработки призабойной зоны пласта (ПЗП). Ее можно отнести к методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Ранее такие технологии для снижения себестоимости добычи сланцевой нефти не использовались. По имеющимся данным, она демонстрирует хорошие технологические результаты [7]. Не имея информации о стоимости данной технологии, сложно оценить, какой она приносит экономический эффект. Но, судя по объемам инвестиций в данный проект, экономический эффект есть, и немалый.

Успех технологии ПИВ – еще одна гирька на чаше весов, определяющих дальнейшую судьбу «сланцевых» проектов. Насколько качнутся эти весы после начала массового внедрения ПИВ, покажет время. Еще одной такой «гирькой», которая окончательно склонит чашу весов в пользу успеха добычи сланцевой нефти, даже при существующих ценах на нефть, может стать кратковременная эксплуатация скважин (КЭС). Этот способ эксплуатации скважин относится к механизированной добыче нефти. Предложение использовать КЭС для добычи сланцевой нефти – яркий пример нового подхода к решению проблемы снижения себестоимости ее добычи.

КЭС достаточно известна и широко применяется в России и за рубежом. Тем, кто с ней мало знаком, можно

порекомендовать ознакомиться с темой «Кратковременная эксплуатация нефтяных скважин» в разделе «Добыча и промысловая подготовка нефти» на форуме oilforum.ru [8]. Здесь же, для краткости, ограничимся лишь кратким перечислением наиболее важных ее достоинств.

Главным конкурентным преимуществом КЭС, важным для добычи сланцевой нефти, которое доказано при добыче «обычной» нефти, является снижение себестоимости добычи на 10–30 %. Оно достигается за счет увеличения объемов добычи нефти и межремонтного периода (МРП), сокращения расхода электроэнергии и номенклатуры используемого оборудования, сокращения затрат на исследование скважин и технологические операции по повышению дебита скважин. КЭС – наиболее эффективный способ механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин [9].

Уникальной особенностью КЭС является ослабление или полное исключение негативных проявлений практически всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов [10]. КЭС – единственный способ добычи нефти из скважинс одновременным воздействием нескольких осложняющих факторов. КЭС – универсальный способ снижения себестоимости добычи нефти на скважинах осложненного фонда.

Для того чтобы показать эффективность КЭС при добыче сланцевой нефти, следует отметить некоторые особенности ее добычи, которые осложняют эксплуатацию «сланцевых» скважин, снижают межремонтный период (МРП) и, в конечном счете, отрицательно влияют на себестоимость добычи. К ним относятся [11]:

– разнообразие физико-химических свойств пластового флюида;
– аномально высокое начальное пластовое давление;
– высокая температура пласта;
– отложение солей в добывающем оборудовании и НКТ;
– значительный вынос мехпримесей.

Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) позволяет успешно бороться со всеми перечисленными осложняющими факторами и снизить себестоимость добычи сланцевой нефти путем увеличения МРП [10].

Но, пожалуй, главными особенностями разработки месторождений сланцевой нефти, вследствие которой КЭС будет активно востребована для добычи сланцевой нефти, являются быстрое и значительное снижение дебитов скважин и гораздо меньшие, по сравнению с месторождениями традиционной нефти, сроки рентабельной эксплуатации [12]. Снижение дебитов скважин приводит к необходимости смены типоразмеров добывающего оборудования и даже способа эксплуатации скважин (УЭЦН → УШГН), которые не обусловлены износом и/или отказом оборудования, что приводит к увеличению затрат. Дополнительные затраты связаны со слабой прогнозируемостью дебита скважин на месторождениях сланцевой нефти, что также приводит к неплановой смене типоразмера оборудования. Это увеличивает и без того высокую себестоимость добычи сланцевой нефти.

КЭС обладает уникальными технологическими возможностями, важными при добыче сланцевой нефти, например: дает возможность изменять производительность добывающей установки в 3-5 раз, а при переходе на непрерывную эксплуатацию – на порядок [9]. Причем происходит это в автоматическом режиме. Кроме того, УЭЦН в горизонтальных скважинах можно спускать глубже УШГН и эксплуатировать их при большей депрессии, т.е. можно увеличить дебит скважин.

Общее количество скважин, эксплуатируемых в России с помощью КЭС, в конце 2014 года составило 8–10 тысяч. По состоянию на август 2014 года в «Газпромнефть-Хантос» с помощью КЭС эксплуатировалось больше 800 скважин, при общем количестве скважин около 2000, т.е. более 40% общего фонда скважин [13]. Экономический эффект за 2012–2013 гг. составил около 1,2 млрд. руб. В «Роснефти» в январе 2014 года с помощью КЭС эксплуатировалось 1722 скважины, в августе – 2361 [14]. До конца 2014 года планировалось довести их число до 3700, т.е. за год количество скважин с КЭС увеличилось более чем в 2 раза.

Благодаря высокой экономической эффективности КЭС быстро становится одним из основных способов добычи нефти. Низкие цены на нефть и их низкая волатильность только ускорят данный процесс.

Будущее добычи сланцевой нефти связано с комплексным подходом к выбору технологий на всех этапах разработки и эксплуатации «сланцевых» месторождений, начиная с разведки и заканчивая переработкой. Основные критерии отбора технологий будут по-прежнему связаны со стремлением максимально снизить себестоимость. Весомый вклад в этот процесс могут и должны внести инновационные технологии механизированной добычи нефти, прежде всего – КЭС.

КЭС защищена 3 патентами РФ (№№ 2293176, 2315860, 2332559), Евразийским патентом (№ 012683), патентами США (US 8,087,457) и Канады (CA 2620559) на изобретения. КЭС имеет хороший экспортный потенциал. Имея в активе подобные технологии добычи нефти, российские нефтяные компании могут смело идти на внешние рынки, не опасаясь конкуренции с зарубежными компаниями.

Такие технологии, как КЭС, способны создать технологический паритет российских и зарубежных нефтяных и нефтесервисных компаний. Эта мысль четко прозвучала в выступлении Президента России В.В.Путина на заседании Совета при Президенте по науке и образованию 24 июня 2015 года: «… если мы сможем обеспечить лидерство по ряду ключевых направлений, если от российских технологий будут зависеть партнеры, и при этом мы будем способны быстро впитывать и использовать чужие наработки, то такая взаимозависимость будет серьезно укреплять наши позиции, и мы сможем на равных разговаривать с другими участниками глобального технологического развития и будем застрахованы от разного рода рисков».

Литература

1. *Оверченко Михаил.* Как США перекроили мировой нефтяной рынок. Ведомости, 15.12.2014.
http://www.vedomosti.ru/library/articles/2014/12/15/kak-ssha-perekroili-mirovoj-neftyanoj-rynok

2. *Чейзан Гай.* Добыча или прибыль? Ведомости, № 3407 от 13.08.2013.
http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2013/08/13/dobycha-ili-pribyl#ixzz2tr2JQbfl

3. *Грушевенко Д., Грушевенко Е.* Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку? Информационно-аналитический обзор «Центра изучения мировых энергетических рынков». Ноябрь 2012, ИНЭИ РАН.
http://www.eriras.ru/files/spravka_slanc_njeft.pdf

4. М*орариу Д., Аверьянова О.Ю.* Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1.
http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf

5. *Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А*. Методы и технологии выработки запасов углеводородовиз сланцевых месторождений. Науч. тр. КубГТУ, № 1, 2015 г.
http://ntk.kubstu.ru/file/314

6. *Калюков Евгений, Ткачев Иван, Сухаревская Алена*. Российский бизнесмен приобретет контроль над технологией, которая может изменить рынок сланцевой нефти США. РБК, 25.02.2015.
http://www.rbcdaily.ru/industry/562949994116651

7. *Мунгалов Дмитрий.* До последней капли: как выжать пласт. Сайт фонда Сколково, 9 декабря 2013.
http://sk.ru/news/b/news/archive/2013/12/09/do-posledney-kapli-kak-vyzhat-plast.aspx

8. Тема «Кратковременная эксплуатация нефтяных скважин» в разделе «Добыча и промысловая подготовка нефти» на форуме oilforum.ru.
http://www.oilforum.ru/topic/1560-%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%B0%D1%8F-%D1%8D%D0%BA%D1%81%D0%BF%D0%BB%D1%83%D0%B0%D1%82%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F-%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8F%D0%BD%D1%8B%D1%85-%D1%81%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8/

9. *Кузьмичев Н.П.* Кратковременная эксплуатация скважин – инновационный способ добычи нефти. Доклад на международной научно-практической конференции «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа», г. Казань, 8–10 сентября 2010 г.
https://db.tt/1mmxMwvB

10. *Кузьмичев Н.П.* Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами. Экспозиция Нефть Газ, № 4, 2012.
http://runeft.ru/upload/iblock/fa8/fa8302543969955956fc4cd314e8806d.pdf

11. *Чирков В.Л., Сонич В.П.* Степень геологической изученности баженовской свиты на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз».
http://www.ncintech.ru/files/28-09-2010/1-prsnt-chirkov.pdf

12. *Алексеев А.Д.* Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 1. ROGTEC № 34, август 2013 г.
http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_SPD-The-Bazhenov-Formation-Big-Shale-Oil-in-Upper-Salym.pdf
Часть 2. ROGTEC № 35, ноябрь 2013 г.
http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_The-Bazhenov-Formation-in-Search-of-Big-Shale-Oil.pdf

13. *Лутфуллин Р.Р.* Комплексный подход к повышению энергоэффективности работы механизированного фонда скважин ООО «Газпромнефть-Хантос». Первая практическая конференция «Добыча нефти: энергоэффективность 2014», 2–3 октября 2014 года, г. Москва.
http://www.ngv.ru/ngv-technology/dobycha-nefti-energoeffektivnost/

14. *Каверин М.Н.* Анализ состояния фонда УЭЦН, работающих в режиме периодической эксплуатации. Инженерная практика, № 11, 2014.
http://lib.glavteh.ru/publicationreader/808/?folder=demo#page/1/mode/1up

15. Выступление Владимира Путина на заседании Совета при Президенте по науке и образованию на тему «Новые вызовы и приоритеты развития науки и технологий в Российской Федерации». Москва, Кремль, 24 июня 2015 года.
http://kremlin.ru/events/president/news/49755

ПЕРСПЕКТИВЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ МОРТЫМЬЯ-ТЕТЕРЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.В.Стенькин

Главный геолог ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

ТПП «Урайнефтегаз» является предприятием, разрабатывающим несколько групп нефтяных месторождений с различной степенью выработки. В частности, именно здесь, начиная с 1964 года, ведется разработка Западно-Сибирской НГП – Трехозерного месторождения. Естественно, что для каждой группы характерны свои методы вовлечения запасов в разработку и методы повышения эффективности выработки этих запасов.

В качестве объекта анализа в данной работе рассмотрено Мортымья-Тетеревское месторождение, которое находится на последней стадии разработки и характеризуется высоким уровнем обводненности, большим неработающим фондом. Отдельные участки залежей этого месторождения не разрабатываются длительное время (10–20 лет). Рассмотрены объем и тип текущих подвижных запасов. Отмечено, что с учетом низкого текущего темпа отбора запасов снижается экономическая эффективность дальнейшей разработки месторождения. Выборочное переиспытание длительно простаивающих скважин консервационного и бездействующего фонда показало существенное изменение показателей работы скважин – изменение профиля притока и уменьшение обводненности добываемой продукции, что указывает на наличие предпосылок для формирования вторичных залежей нефти на месторождении.Необходимым условием формирования вторичных залежей является наличие подвижных запасов нефти, литолого-стратиграфических ловушек, микроскладок и микрокуполов.

Нефть поступает в ловушку за счет гидродинамических и гравитационных сил, капиллярные силы оказывают сдерживающее воздействие. Факты формирования вторичных залежей отмечены на месторождениях Башкортостана, Татарстана, Краснодарского края и Пермской области. При запуске скважин, длительное время находящихся в консервации, входные дебиты составляют от 20 тонн в сутки и более. Продолжительность эффекта от нескольких месяцев до нескольких лет. Таким образом появляется возможность использования существующего неработающего фонда скважин для выработки тех запасов нефти, которые до сих пор считались нерентабельными. Предварительная оценка показывает, что объем вторично вовлекаемых в разработку запасов нефти может превышать запасы вновь открытых и вводимых в разработку месторождений по региону. Но при этом остаются вопросы теоретического характера о возможности использования существующих программных комплексов (либо методов геолого-промыслового анализа в части моделирования процессов перераспределения запасов во времени в условиях отсутствия влияния разработки) для решения следующих практических задач:

– прогнозирования потенциальных зон образования вторичных залежей нефти;

– определение критериев характеристик пласта и залежи (ФЕС пластов, структурные, тектонические, фациальные особенности залежи, продолжительность простоя и пр.), предопределяющих возможность образования вторичных залежей нефти;

– расчет времени формирования вторичных залежей;

– расчет продолжительности эффекта по ГТМ на данных участках;

– проектирование разработки месторождений с учетом рассмотренного фактора в варианте периодической эксплуатации с целью повышения КИН и рентабельности разработки.

СЛАНЦЕВЫЕ ТОЛЩИ И НЕФТИ КАК ИСТОЧНИК ПОЛУЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И МЕТАЛЛОВ

М.Я. Шпирт[1], С.А. Пунанова[2], Р.З. Мухаметшин[3], Д.К. Нукенов[4]

[1] Институт нефтехимического синтеза РАН, Москва, shpirt@yandex.ru

[2] Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, punanova@mail.ru

[3] Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, geoeng111@ yandex.ru

[4] ТОО «KAZ-Waterhanters», Республика Казахстан, Актау, nukenov_d@mail.ru.

Концентрации некоторых микроэлементов (МЭ) в золе нефтей и сланцах месторождений отдельных бассейнов столь высоки, что оказываются вполне сопоставимыми с концентрациями этих МЭ в рудах, при которых их извлечение является рентабельным [1–4]. Авторами разработана система классификации (ранжирования) МЭ по их концентрации в каустобиолитах и поведению при переработке последних. Представленные буквенно-цифровой и цифровой коды типоморфных МЭ в нефтях и сланцах дают возможность прогнозировать эффективные методы получения концентратов потенциально ценных элементов (ПЦЭ) как побочных продуктов при переработке нефтей и сланцев. Эти концентраты могут стать исходным сырьем для производства товарных соединений соответствующих ПЦЭ.

В таблице 1 показаны параметры групп и подгрупп ранжирования МЭ при производстве ПЦЭ из нефтей и сланцев как источников сырья. В цифровом и буквенно-цифровом кодах, кроме вида исходного сырья, плотности нефти и содержания МЭ в нефтях, горючих и черных сланцах, отражается поведение МЭ в таких важных процессах, как подготовка нефти к переработке (обессоливание и перегонка), а далее при крекировании, коксовании, гидроконверсии и сжигании ее высококипящих фракций (ВКФ) или горючих сланцев.

Таблица 1

Параметры ранжирования МЭ при производстве ПЦЭ с учетом их поведения в различных процессах переработки сырья

Наименование параметров групп и подгрупп ранжирования	Код ранжирования		Буквенно-цифровое обозначение
	место в цифровом коде	цифровое обозначение	
1. Вид исходного сырья			
1.1. Нефть	1		
a) легкая (плотность <0,85 г/см^3)	1	1	1.1a
b) средняя (плотность 0,85–0.90 г/см^3)	1	2	1.1b
c) тяжелая (плотность > 0,90 г/см^3)	1	3	1.1c
1.2 Сланцы	1		
a) горючие	1	4	1.2a
b) черные	1	5	1.2b
2. Содержание элемента в сланцах и нефти, в расчете на золу, г/т			
<0,2;	2	1	2a
0,2–1;	2	2	2b
1–10;	2	3	2c
10–100;	2	4	2d
100–500;	2	5	2e
500–1000;	2	6	2f
>1000;	2	7	2g
3. Поведение МЭ при подготовке каустобиолитов к переработке			
3.1 Обессоливание			
a) преимущественный переход в водную фазу	3	1	3.1a
b) преимущественный переход в обезвоженную нефть	3	2	3.1b
3.2. Перегонка			
a) преимущественный переход в низкокипящую фракцию (ТК < 500^{0}C)	3	3	3.2a
b) преимущественный переход в ВКФ (ТК ≥500^{0}C)	3	4	3.2b
4. Поведение МЭ при термопереработке			
4.1 Крекинг			
a) преимущественный переход в низкокипящую фракцию (ТК < 500^{0}C)	4	1	4.1a
b) преимущественный переход в ВКФ (ТК ≥500^{0}C) и кокс	4	2	4.1b
4.2 Коксование			

a) преимущественный переход в низкокипящую фракцию (ТК < 500^0C)	4	3	4.2a
b) преимущественный переход в ВКФ (ТК ≥500^0C)	4	4	4.2b
c) переход в кокс	4	5	4.2c
4.3 Гидроконверсия			
a) преимущественный переход в низкокипящую фракцию (ТК < 500^0C)	4	6	4.3a
b) преимущественный переход в ВКФ (ТК ≥500^0C) и кокс	4	7	4.3b
5. Распределение МЭ при сжигании высококипящих нефтепродуктов и горючих сланцев			
5.1 Переход в золошлаковую продукцию	5	1	5.1
5.2 Переход в неконденсированный продукт при t >150^0C	5	2	5.2
6. Распределение МЭ при гравитационном обогащении			
6.1 Переход во фракции с плотностью < 1,6 г/см^3	6	1	6.1
6.2 Переход во фракции с плотностью ≥ 1,6 г/см^3	6	2	6.2

Все выбранные параметры буквенно-цифрового кода суммированы в первом столбце таблицы 1. В цифровом коде каждый параметр характеризуется местом (порядковым числом), а его значение – числом в этом месте, также показанном в этой таблице. Каждая группа параметров разделяется от другой группы точкой с запятой, а в подгруппе – запятой. Если отнесение какого-либо МЭ к той или иной подгруппе неизвестно, то в буквенно-цифровой код соответствующая подгруппа не включается, а в цифровом коде на соответствующем месте ставится 0. Для характеристики распределения МЭ между продуктами переработки приняты величины их приведенной концентрации Y_i или Y_i^A, т. е., рассчитанные на исходное рассматриваемое сырье либо на золу исходного сырья, а также выход в продукт переработки U_{ig}, рассчитываемые по соотношениям:

$$Y_{ig} = C_i / C_0 \quad (2)$$

$$Y_{ig}^A = C_i^A / C_0^A \quad (3)$$

$$C_0^A = 100 * C_0 / A_0 \quad (4)$$

$$U_{ig} = Y_{ig*} \gamma_g, \quad (5)$$

где C_i, C_0 – содержание i-МЭ в продукте переработки и исходном сырье; C_i^A, C_0^A – соответственно содержания МЭ в расчете на золу продукта переработки или исходного сырья; γ_g – выход g-продукта (отн. единицы или масс. %).

В процессах термообработки $Y_{ig}^A = Y_{is}$ и $Y_{ig}^A = Y_{if}$ соответственно приведенные концентрации i-МЭ в твердых (жидких) продуктах, выводимых из высокотемпературной зоны в виде низко- и высококипящих фракций, кокса, а при сжигании – шлака и выносимых из нее вместе с г азообразными продуктами и улавливаемыми вместе с золой-уноса после охлаждения газообразных продуктов. Принято, что МЭ преимущественно сосредоточиваются в продукте переработки, например, в ВКФ, если U_{ig} этого продукта больше 50% или 0,5 (в зависимости от размерности γ_{ig}). Например, рассматривается тяжелая нефть с содержанием ванадия 80 г/т и зольностью 1%. Ее буквенно-цифровой код: 1.1c; 2g; 3.1b, 3.2b; 4.1b, 4.2b, 4.2c, 4.3b; 5.1 и цифровой код; 3; 7; 2, 4; 4, 5, 7; 1. Такое краткое зашифрованное написание означает, что исходная нефть тяжелая (1.1c), имеющая плотность выше > 0,90 г/см^3, содержание ванадия в золе выше 1000 г/т (2g), при подготовке нефти к переработке ванадийсодержащие соединения переходят в обезвоженную нефть (3.1b), преимущественно в ВКФ (3.2b). При термопереработке при крекинге ванадийсодержащие компоненты переходят в ВКФ (4.1b), при коксовании – в кокс (4.2c), также как и при гидроконверсии: соединения ванадия концентрируются в ВКФ кокса (4.3b). При сжигании высококипящих нефтепродуктов концентраты ванадия накапливаются в золошлаковой продукции (5.1).

В таблице 2 при использовании буквенно-цифрового кода предлагаются перспективные способы получения обогащенных ПЦЭ продуктов при переработке нефти, а также при обогащении и сжигании сланцев. В таблице показаны МЭ, определяющие, по нашему мнению, при минимальных содержаниях в исходном сырье и экономически целесообразной переработке возможность получения концентратов товарных соединений соответствующего ПЦЭ. Приведены степени обогащения ПЦЭ в продукте, направляемом на дальнейшую переработку, после обогащения горючего сланца, кокса или высококипящих фракций при коксовании, гидрокрекинге, гидроконверсии и сжигании. Концентратом ПЦЭ, представляющем исходное сырье для промышленного его получения или его товарного соединения, являются золошлаковые отходы (ЗШО) после сжигания горючего сланца, мазута, кокса или побочных продуктов переработки нефти, например ВКФ гидроконверсии. Суммарно возможная степень обогащения ЗШО, очевидно, равна произведению степеней обогащения на всех стадиях их получения (при условии 100% извлечения

Таблица 2

Степени концентрирования ПЦЭ в промежуточных или побочных продуктах перспективных способов переработки сланцев и нефтей

МЭ	Буквенно-цифровой код	Каустобиолит, стадия переработки, продукт и степень его обогащения на этой стадии					
		сланцы	нефти				
		обогащение, концентрат	обессоливание, вода	коксование, кокс	гидрокрекинг, ВКФ и кокс	гидроконверсия, ВКФ и кокс	сжигание, ЗШО
Br	1.1b; 2e; 3.1a	-	*10	-	-	-	-
I	1.1b; 2e; 3.1a	-	*10	-	-	-	-
Cs	1.1b; 2d; 3.1a	-	*10	-	-	-	-
Ga	1.1b; 2e; 3.1b; 3.2b	-	**	-	-	5,8-12	250
V	1.1c; 2g; 3.1b; 3.2b; 4.1b; 4.2b-c; 4.3b; 5.1	-	**	8,5	8,5	6,8-17	300
Co	1.1c; 2e; 3.1b; 3.2b; 4.1b; 4.2b-c; 4.3b; 5.1	-	**	8,5	8,5	6,8-17	300
Ni	1.1c; 2g; 3.1b; 3.2b; 4.1b; 4.2b-c; 4.3b; 5.1	-	**	8,5	8,5	6,8-17	300
Mo	1.1c; 2f; 3.1b; 3.2b; 4.1b; 4.2b-c; 4.3b; 5.1	-	**	8,5	8,5	6,8-17	300
Zn	1.1c; 2f; 3.1b; 3.2b; 4.1b; 4.2b-c; 4.3b; 5.1	-	**	4,3	7,0	3,9-7	250
Nb	1.2a; 2d; 5.1	1,7-2,5	-	-	-	-	
Zr	1.2a; 2e; 5.1	1,5-2,0	-	-	-	-	

Примечания: *при соотношении водный раствор/обессоленная нефть 1/10; **переходят в нефть; прочерк в таблице означает отсутствие или недостоверность данных.

ПЦЭ на каждой стадии). Однако отметим, что для многих ПЦЭ экспериментально не определено их распределение в продуктах переработки нефтей или сланцах, что указывает на необходимость проведения соответствующих экспериментальных исследований.

Выводы

1. Разработана классификация ПЦЭ, содержащихся в нефтях и горючих сланцах, на основе которой предлагается выбирать наиболее эффективные методы их переработки с получением в качестве побочных продуктов концентратов с содержанием ПЦЭ во много раз выше, чем в перерабатываемых каустобиолитах. Эти концентраты целесообразно использовать в качестве сырья для производства товарных соединений ПЦЭ.

2. Необходимо определить на основании технико-экономических расчетов минимальные содержания ПЦЭ, при которых их целесообразно получать из побочных продуктов переработки каустобиолитов.

3. В дальнейших экспериментальных исследованиях необходимо выявить распределение ряда ПЦЭ, в первую очередь таких, как Ag, Au, Co, U, TRE, между продуктами переработки каустобиолитов.

Литература

1. *Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я.* Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. – М.: Наука, 2012. – 222 с.

2. *Шпирт М.Я. Пунанова С.А.* Микроэлементы каустобиолитов. Проблемы генезиса и промышленного использования. – Saarbruchen (Germany): Изд-во Lambert Academic Publishing, 2012. – 368 с.

3. *Шпирт М.Я., Рашевский В.В.* Микроэлементы горючих ископаемых. – М.: Кучково поле, 2010. – 384 с.

4. *Якуцени С.П.* Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. – СПб.: Недра, 2005. – 372 с.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

В.Л. Шустер[1], А.Д. Дзюбло[2], С.А. Пунанова[1]

[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, tshuster@mail.ru, punanova@mail.ru

[2]Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, dzyublo.a@gubkin.ru

Доклад посвящен анализу и оценке геолого-геофизических и геохимических аспектов перспектив газонефтеносности глубоких горизонтов севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на основе детального изучения новых материалов сейсморазведки МОГТ 2Д и 3Д, данных бурения и геохимических особенностей органического вещества (ОВ) осадочного чехла. Открытые крупные газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения в меловых отложениях севера Западной Сибири, на Ямальском полуострове и Приямальском шельфе Карского моря резко повышают перспективы газонефтеносности юрского и доюрского разреза в этом регионе.

В самые последние годы этой проблеме посвящены публикации ряда исследователей ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗа, СНИИГГИМС, ЗапСибНИГНИ, СИБНАЦ, ИГИРГИ, МГУ, РГУ нефти и газа, ИПНГ РАН, ООО «СЕВМОРНЕФТЕГЕОФИЗИКА» и др.

В 1968–1972 гг. открыты Арктическое, Нурминское, Бованенковское, Средне-Ямальское газовые месторождения. В 1972 г. выявлены и оконтурены в пределах суши Харасавэйское и Кузенштернское поднятия. В 1974 г. были открыты Харасавэйское и Южно-Тамбейское газоконденсатные месторождения, в 1975 г. открыто Мало-Ямальское газовое, а в 1976 г. – Нейтинское, Крузенштернское, в 1985 г. – Малыгинское газоконденсатные месторождения.

В 90-х годах прошлого века на Бованенковской, Северо- и Южно-Бованенковской площадях проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ масштаба 1:50 000, по результатам которых уточнены структурные планы по продуктивным пластам мела и впервые в юрской и палеозойской частях разреза выделено более 200 дизъюнктивных нарушений различной протяженности и амплитуды (от 10 до 300 м) [1].

В последние годы на полуострове Ямал и прилегающем шельфе Карского моря, включая Обскую губу, проведены сейсморазведочные работы (региональные профили МАГЭ, ОАО СМНГ, ФГУНПП «Севморгео», ООО «Газфлот»), что позволило уточнить границы распространения домеловых отложений в регионе (рис. 1).

В строении рассматриваемого региона принимают участие три структурно-тектонических этажа: фундамент, промежуточный комплекс и мезокайнозойский чехол.

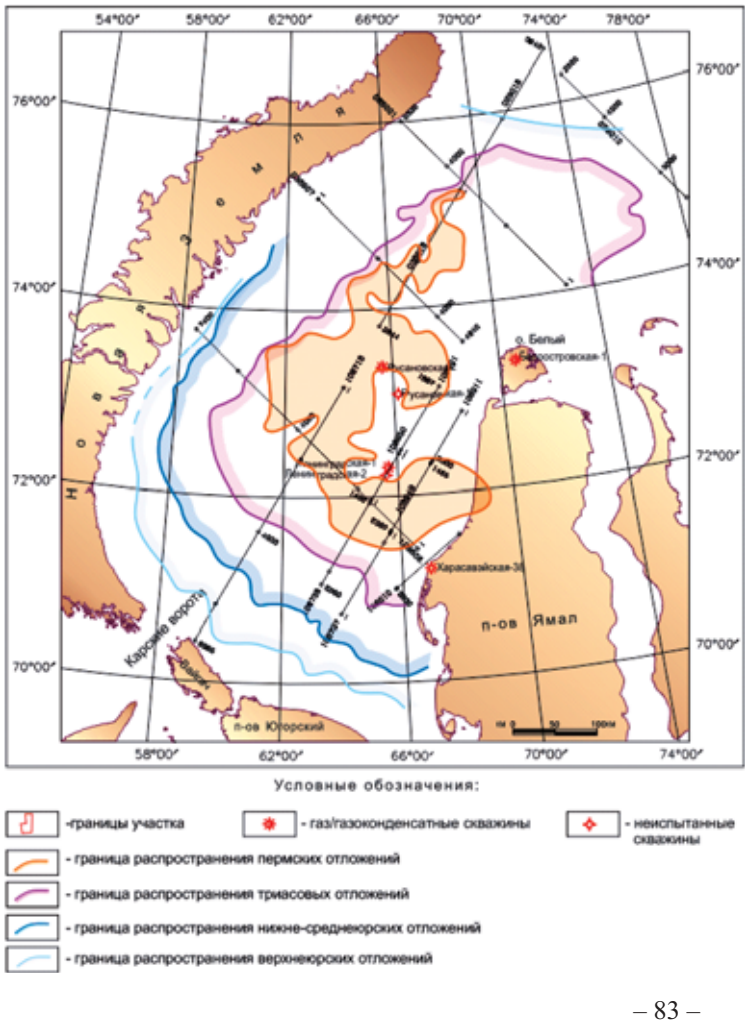


Рис. 1. Схема распространения домеловых отложений на акватории Карского моря

Нижний этаж (фундамент) имеет верхнепротерозойско-палеозойский (до карбона) возраст и характеризуется следующими особенностями:

– породы испытали воздействие процессов регионального метаморфизма;

– в разрезе отмечено значительное количество вулканогенных пород, дайек габбро-диабазов, тел перидотитов;

– по формационной принадлежности – это преимущественно миогеосинклинальные толщи значительной мощности (до 10–16 км);

– отмечается значительное количество разрывных нарушений большой амплитуды. Промежуточный (переходный) структурный этаж пермо-триасового возраста развит ограниченно, заполняя впадины фундамента и выклиниваясь на склонах его поднятий. Отложения вскрыты лишь в скв. 11 Восточно-Бованенковского месторождения и в скв. 67 Бованенковского месторождения. Это глинистые мергели, карбонатно-глинистые образования флишоидного типа и долерито-базальты. Породы триасового возраста (средние туфолавы) вскрыты также на Сюнай-Салинской площади. Вскрытые породы триаса залегают в интервале глубин 3,3–4,1 км.

Отложения нижней и средней юры со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на породах триаса и палеозоя, развиты повсеместно. На Ямале эти отложения являются аналогом разреза большехетской серии, выделяемой на севере Западной Сибири. Они подразделяются на семь свит. Разрез представлен преимущественно песчано-алевритовыми породами (возможными коллекторами) с глинистыми и аргиллитовыми прослоями (леонтьевская свита повсеместно сложена аргиллитами), достигающими мощности 100 м (возможные флюидоупоры).

Данные по нефтегазоносности доюрских отложений по Ямалу и прилегающему шельфу крайне ограничены. Так, по Бованенковскому месторождению в скв. 201, вскрывшей песчаники, эффузивы, мраморизированные песчаники (P_{Z2-3}) в интервале 3425–3445 м, получен приток пластовой воды с газом и нефтью ($Q_{В=}$128,45 м^3/сут, $Q_Г$= 16 тыс.м^3/сут, $Q_Н$= 1,25м^3/сут). В скв. 203, вскрывшей те же породы в интервале 3460–3468 м (абс. отм.3455,1–3463,1 м), получен приток воды с газом ($Q_В$= 645,13 м^3/сут, $Q_Г$ = 9,63 тыс. м^3/сут, на 8 мм штуцере). При опробовании интервала 3396–3405 м (кровля палеозоя – P_Z той же скважины) получен приток нефти с конденсатом 0,4 м^3/сут (Колотушко и др., 2004). На юрских отложениях скв. 97 и 67 получены притоки газа 0,5 и 3,0 тыс. м^3/сут.

На Новопортовском месторождении доюрские отложения вскрыты 50 скважинами. Промышленно газоносными оказались карбонатные отложения палеозойского возраста. ФЕС палеозойских пород по имеющимся ограниченным данным невысокие, но вполне достаточные для накапливания скоплений УВ. Выделены коллекторы трещинные, порово-трещинные, кавернозно-поровые, кавернозно-порово-трещинные. Их пустотность колеблется от 1 до 13%, составляя в среднем 5–6%, проницаемость по керну измеряется первыми миллиДарси.

Нижнесреднеюрский продуктивный комплекс изучен на 36 месторождениях и площадях Ямала. Наибольшее число скважин пробурено на Новопортовском и Бованенковском месторождениях, в которых установлена продуктивность юрского комплекса.

В результате комплексного анализа геолого-геофизических и геохимических материалов удалось уточнить строение, литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, глубины залегания, геохимическую характеристику разновозрастных отложений разреза и на основании этого анализа произвести предварительную оценку перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов полуострова Ямал и Приямальского шельфа Карского моря [2, 3].

Проведены исследования по выявлению взаимосвязи между величинами запасов УВ скоплений нижнесреднеюрских и верхнеюрских нефтегазоносных комплексов (НГК) северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с геолого-геохимической ситуацией региона – литолого-фациальной обстановкой осадконакопления, стадийностью катагенетических преобразований ОВ отложений, а также со структурными особенностями региона исследований [4]. Распределение запасов с учетом фазового состояния залежей показано на рис. 2.

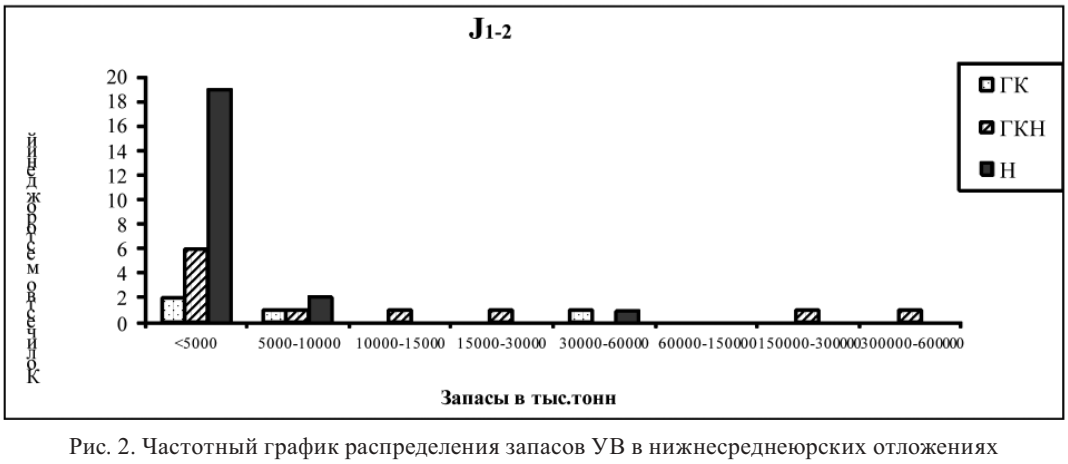


Рис. 2. Частотный график распределения запасов УВ в нижнесреднеюрских отложениях

Анализ пространственного распределения месторождений по величине геологических запасов в юрских НГК показал достаточно четкую связь со структурными особенностями региона. Выявилась также зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного ОВ. С увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатнонефтяной и газоконденсатной; в этом же направлении увеличивается и масштабность месторождений: уникальные и крупные по запасам месторождения по фазовому состоянию – газоконденсатнонефтяные и газоконденсатные.

Оценка генерационных способностей осадочного чехла, по данным сверхглубокой Тюменской скважины СГ-6, проведена нами на основе зависимости нефтяного потенциала мезозойских отложений от стадий катагенеза ОВ пород по витриниту. Максимальным нефтяным (РР) и водородным потенциалами (IH) обладают отложения баженовской и васюганской свит, находящиеся в ГЗН (рис. 3). Это объясняется как преимущественно гумусово-сапропелевым аквагенным типом исходного ОВ, так и невысокими стадиями его катагенеза – $МК_1$-$МК_3$. При наличии коллекторов и других благоприятных геологических условий отложения баженовской и васюганской

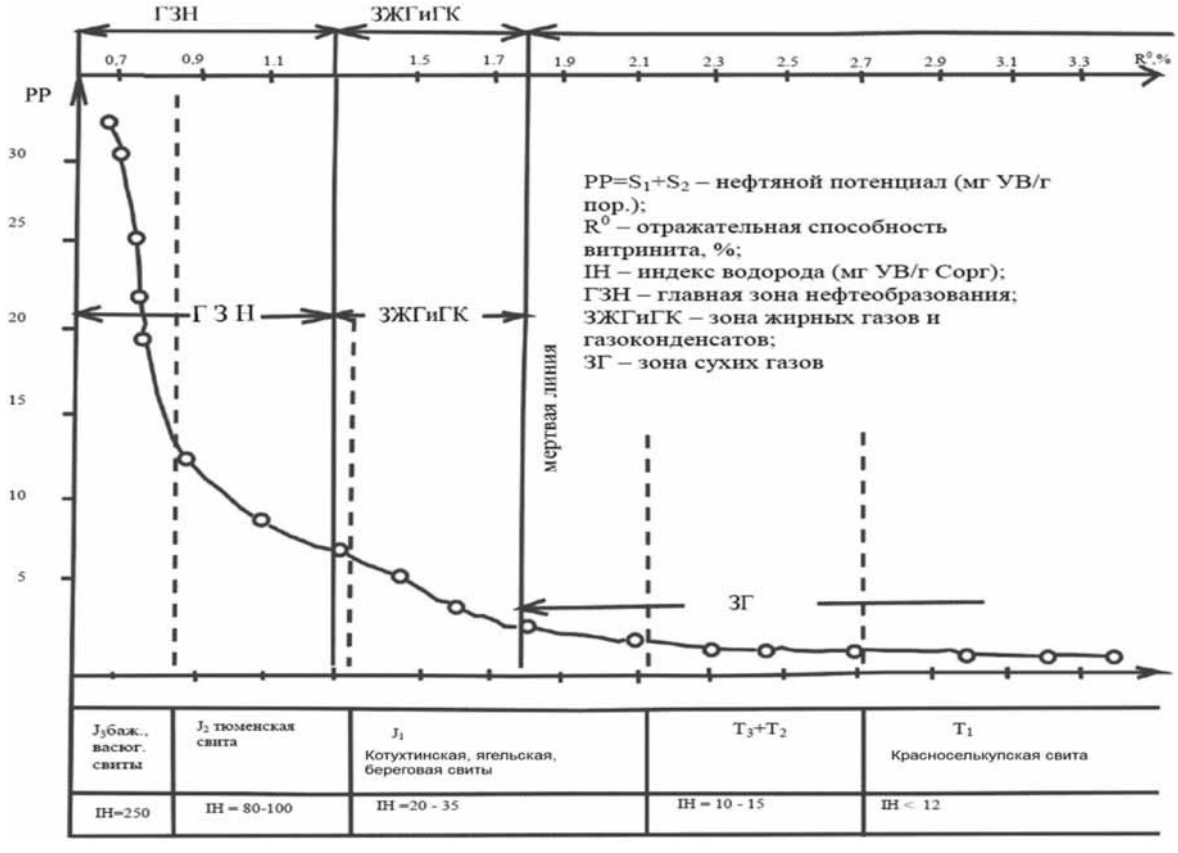


Рис. 3. Зависимость нефтяного потенциала ОВ (PP) от отражательной способности витринита (R^0) в разрезе скважины СГ-6 (аналитические данные Н.В. Лопатина и Т.П. Емец, 1998)

свит оцениваются как перспективные для поисков нефтяных скоплений. Фациальная замещенность чисто морских отложений континентально-морскими, наблюдаемая в северном и северо-восточном направлениях, объясняет наличие в этих отложениях переходных по фазовому состоянию флюидов. Меньшие значения PP и IH характерны для отложений тюменской свиты, находящихся на завершающей стадии нефтеобразования. Исходно низкий генерационный нефтяной потенциал растительно-гумусового ОВ пород не позволяет предполагать открытие в данной свите промышленно значимых нефтяных скоплений. Здесь обнаружены крупные НГК и ГК скопления. Наконец, почти полным истощением нефтяного потенциала характеризуется кероген аргиллитов котухтинской свиты нижней юры. По уровню термической зрелости ОВ эти отложения способны к генерации газоконденсатов и газов. Самые низы котухтинской свиты и нижележащие отложения, включая ягельную и береговую свиты нижней юры, а также все ярусы триаса, оцениваются практически как бесперспективные для поисков нефти. Нефтегазогенерационные свойства пород в этом интервале (5000–7500 м) полностью утрачены. Здесь возможно обнаружение газовых залежей [5].

Характеристика ОВ нижнесреднеюрских отложений по степени генерационных возможностей непосредственно на месторождениях Тарминское, Харасавэйское и В. Бованенковское (рис. 4) дает возможность прогнозировать на глубинах до 3750 м обнаружение нефтяных скоплений (пл. Тарминская, отложения верхов тюменской свиты), ниже (около 4000 м) – газоконденсатно-нефтяных (низы тюменской свиты В. Бованенковское). ОВ отложений пл. Харасавэйская по данным пиролиза преобразовано гораздо существеннее, при увеличениях глубины значения T_{max} резко нарастают. Поэтому на этой площади уже с глубин 3700 м и ниже можно ожидать чисто газовые скопления.

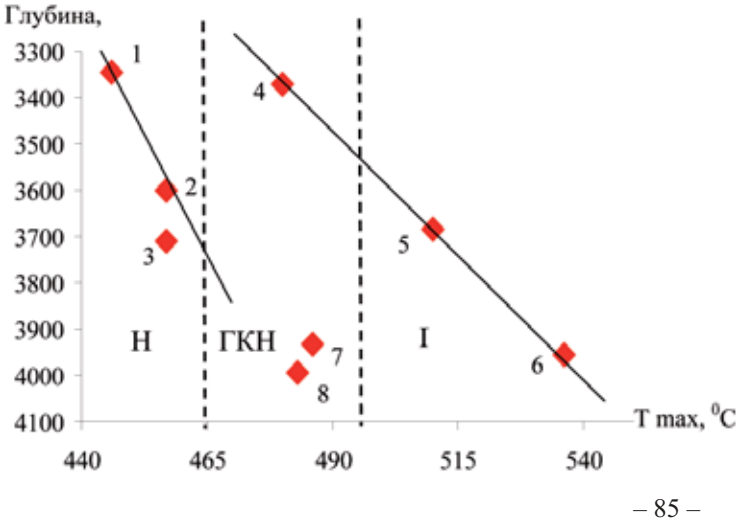


Рис. 4. Зависимость T_{max} от глубины залегания отложений на различных площадях
Площади: 1 – Малыгинская (ач.); 2 – Сядорская (ач.); 3 – Тарминская (J_1-$_2$); 4–6 – Харасавэйская (J_{1-2}); 7, 8 – В. Бованенковская (J_{1-2})

Таким образом, по результатам анализа сейсмических атрибутов установлено, что в разрезе глубокозалегающих горизонтов изучаемого региона наибольшие перспективы нефтегазоносности связаны с песчано-алевритовыми телами в отложениях нижней и средней юры и в коре выветривания фундамента. До глубины 4000–4250 м коллекторы юрского возраста порового типа, ниже, вероятно, трещинно-порового и трещинного типа. Лучшими ФЕС пород обладают коллекторы оксфордского и батского ярусов. Установленные в малышевском комплексе (пласт $Ю_{2-3}$) карбонатные отложения на глубинах до 3950 м, по-видимому, регионально нефтегазоносны. Триасовые отложения, залегающие в глубоких прогибах и не повсеместно, на исследуемой территории вскрыты на Восточно-Бованенковской и Бованенковской площадях. По аналогии с хорошо изученными триасовыми отложениями Уренгойской сверхглубокой скважины на территории Ямала их можно отнести к газопроизводящим. Глубины залегания триаса 3–4 км. На полуострове Ямал нижнесреднеюрские отложения тюменской свиты относятся к нефтегазопроизводящим толщам. Они содержат ОВ смешанного сапропелево-гумусового типа (II-III тип керогена). На территории Ямала и прилегающего шельфа большая часть нижнесреднеюрских отложений находится в зоне газообразования, что наряду с преимущественно гумусовым типом ОВ обеспечивает широкое развитие процессов генерации газа.

Литература

1. *Скоробогатов В.А, Строганов Л.В., Копеев В.Д.* Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. – М.: Недра, 2003.

2. *Шустер В.Л., Дзюбло А.Д.* Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 2.– С. 26–29.

3. *Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д.* Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 66–70.

4. *Виноградова Т.Л., Пунанова С.А.* Углеводородные скопления юрских отложений севера Западной Сибири и их геологические ресурсы // ДАН. – 2006. – № 2. – С. 220–224.

5. *Чахмахчев В.А., Пунанова С.А. Виноградова Т.Л.* Геолого-геохимический прогноз нефтегазоносности глубокопогруженных отложений севера западно-сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 6. – С. 4–10.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В США (НА ПРИМЕРЕ ФОРМАЦИЙ БАРНЕТТ И БАККЕН)

М.П. Юрова

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, E-mail: mpyurova@mail.ru

Рост добычи сланцевых углеводородов в начале XXI века аналогичен «золотой лихорадке» XIX века. В период с 2007 по 2011 г. добыча газа в США выросла с 698,4 до 806,4 млрд $м^3$, что позволило США занять лидирующие позиции по добыче газа в мире.

По данным Министерства энергетики США (2011 г.), технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в США на 31.12.2009 составили 24,4 трлн. $м^3$ (Жилина И.В., 2013).

Всплеск добычи сланцевого газа был обусловлен:

– развитой инфраструктурой по добыче и переработке газа;

– высокой степенью геолого-геофизической изученности недр;

– огромными размерами незаселенной территории и близостью к рынкам сбыта (Нью-Йорк, Филадельфия, Бостон и др.);

– существенными льготами и государственной поддержкой при добыче нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья.

Однако необходимо отметить и определенные сложности, возникающие в процессе освоения этих ресурсов. Участились землетрясения, связанные с гидроразрывом пластов, загрязнения грунтовых и питьевых вод вызвали активный протест населения, проживающего в районах добычи. Кроме того, падение цен на природный газ в США весной 2012 года был обусловлен выбросом на рынки больших объемов сланцевого газа.

Ключевым элементом появления непредвиденных ситуаций при добыче сланцевых нефти и газа являются и остаются высокозатратные работы по горизонтальному бурению и технологиям гидроразрыва пласта. По мере совершенствования технологий бурения и разработки сланцевых месторождений появляются возможности предохранять или минимизировать воздействие на здоровье людей и окружающую среду, а также на качество жизни в местах, где сосредоточена добыча сланцевых углеводородов. В настоящее время бурение и испытание скважин включает как вертикальные, так и горизонтальные участки.

Горизонтальное бурение обеспечивает больший охват продуктивной площади («плея») по сравнению с вертикальными скважинами. Кустовое бурение скважин обеспечивает доступ к такому же объему пласта, как и бурение 16 вертикальных скважин. При этом уменьшается общее количество кустов, подъездных дорог, линий трубопроводов и интенсивность воздействия на людей и животный мир.

Когда скважина пробурена, а комбинация обсадных колонн и их цементирование обеспечивает защиту подземных вод в течении гидроразрыва, особое внимание уделяется обеспечению непроницаемости пород между создаваемой трещиноватой зоной и какими-либо горизонтами пресных или пригодных для использования водонасыщенных горизонтов (рис. 1).

Применяемая технология многостадийного гидроразрыва базируется на использовании воды и песка, составляющих более 99% смеси в трещинах, а остальная часть является различными химическими добавками, которые увеличивают эффективность работ по созданию трещин (рис. 2).

В зависимости от литологической характеристики «плея» количество воды для бурения и гидроразрыва горизонтальной скважины на сланцевые углеводороды составляет в среднем 7–15 тыс. тонн, что является небольшим процентом (0,1–0,8%) общих ресурсов воды в регионе. После бурения и гидроразрыва вода извлекается вместе с природными нефтью и газом. Некоторая часть этой воды вновь используется в качестве флюида для гидроразрыва.

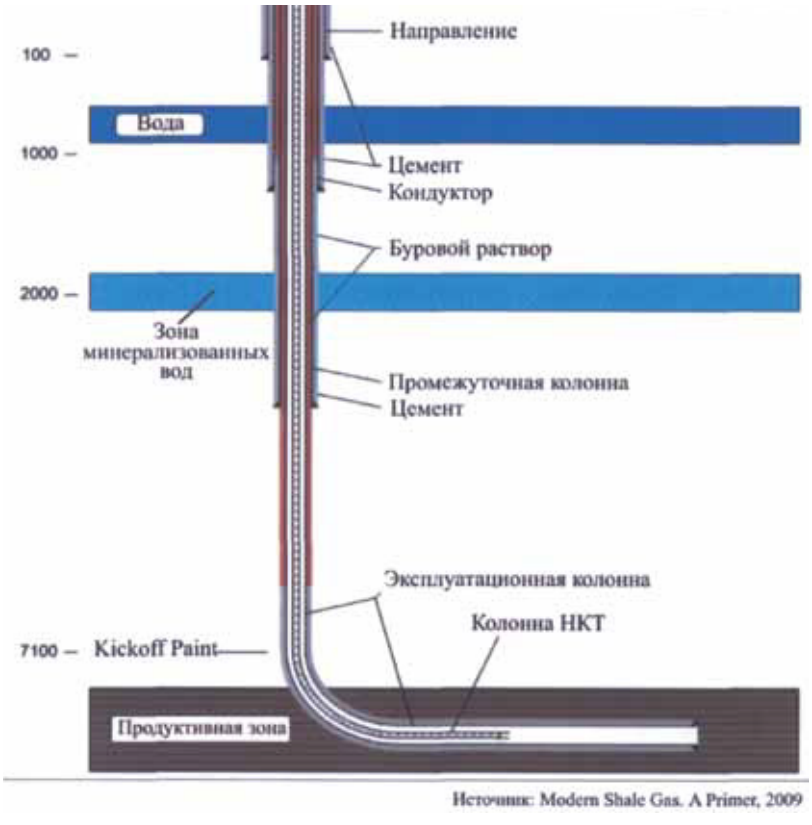


Рис. 1. Зоны крепления и программы цементирования

Иногда в породах присутствуют радиоактивные вещества (naturally occurring radioactive material – NORM), которые выносятся в виде шлама, остаются в растворенном виде либо осаждаются в виде отстоя шлама на ситах. Если NORM концентрации меньше, чем стандарты безопасности, то воды и осадки захороняются методами, разрешенными для отходов нефтяных и газовых месторождений. Если же NORM концентрации превышают стандартные нормы, то отходы захороняются с учетом лицензионных требований и процедур.

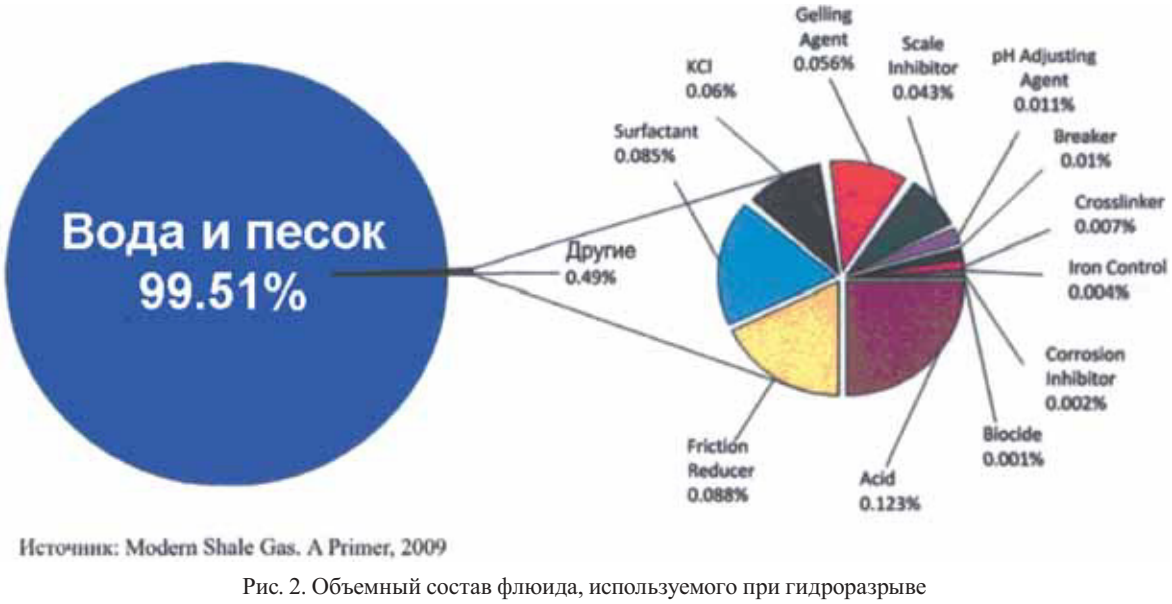


Рис. 2. Объемный состав флюида, используемого при гидроразрыве

Главное отличие между современной разработкой сланцевых углеводородов и добычей традиционных нефти и газа заключается в широком использовании горизонтального бурения и больших объемов гидроразрыва.

Использование горизонтального бурения само по себе не является чем-то новым по отношению к воздействию на окружающую среду. Конечно, некоторая эмиссия газа в атмосферу все же происходит в процессе разведки и добычи. Эта эмиссия может включать NO_x (оксид азота), летучие органические составляющие, отдельные частички пород, CO_2 и метан. Гидроразрыв является ключевой технологией в получении продукции сланцевых углеводородов, являющихся существенной долей в национальном энергетическом ресурсе США.

Прогресс в технологиях горизонтального бурения и гидроразрыва пластов открывает возможности экономически рентабельного извлечения сланцевых углеводородов.

Особенности извлечения углеводородов рассматриваются на примере разработки сланцевого газа формации Барнетт в штате Техас (США), а также на примере разработки сланцевой нефти формации Баккен на северной границе США (штаты Монтана, Северная и Южная Дакота) и Канады (провинции Саскачеван и Манитоба).

Сланцы Барнетт (Barnett) . Первым крупным объектом разработки сланцевого газа в США стала формация Барнетт в штате Техас. Бурение вертикальных скважин началось в 1981 г. Первая горизонтальная скважина была пробурена в 2002 г. компанией Девон Энерджи (Devon Energy). Название формации связано с рекой Барнетт, где еще в начале XX века были описаны черные сланцы, обогащенные органическим веществом. Сланцы Барнетт образовались в морской среде в позднемиссисипское (визейско-серпуховское) время, 323–354 млн лет назад. Площадь их распространения 13 тыс. км^2 в 17 округах штата Техас. Залегают они на глубинах 1980–2590 м. Стратиграфически выше выделяется формация Бенд Конгломерейт (Bend Conglomerate) пенсильванского (нижнепермского) возраста, 290–320 млн лет назад. Из этой толщи ведется промышленная добыча нефти длительное время.

Породы формации Барнетт черного цвета, повышенной радиоактивности, мощностью 60–90 м. Специфическими характеристиками формации Барнетт являются: повышенная хрупкость, частично обусловленная высоким содержанием алевропелитовых и алевритовых прослоев, значительная глубина залегания, высокая газонасыщенность, аномальное давление, содержание органического углерода 1–4,5%, пористость 1–6%, адсорбированный газ составляет приблизительно 20%. Извлекаемые запасы оцениваются в 750 млрд м^3. По состоянию на январь 2008 г. на сланцы Барнетт было пробурено 7170 скважин, а уже через два года их количество выросло до 11 800 скважин. Добыча газа в 2007 г. составила 24 млрд м^3 (рис.3). Средняя продуктивность на одну скважину – 9,1 тыс. м^3. В 2009 г. из сланцев Барнетт было добыто 50 млрд м^3 газа. Основная технология извлечения сланцевого газа – кустовое бурение вертикальных и горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом и применением технологии особых пакеров, способствующих проведению гидроразрыва по латерали «плея».В сланцах формации Барнетт на стадии завершения скважины в искусственно созданную трещиноватость в качестве инновации добавляют 3% HCl.Дренажный район формации Барнетт составляет всего одну четверть от планируемой трещиноватости.

Сланцы Баккен (Bakken) . Сланцы Баккен сформировались в нижнедевонское и нижнемиссисипское (турнейское) время. Площадь распространения 300 тыс км^2 в бассейне Виллинстон (Williston) в пределах американских штатов Монтана, Северная и Южная Дакота, а также канадских провинций Саскачеван и Манитоба. В районе Северной Дакоты формация Баккен залегает на глубине 3353 м, а в районе границы США и Канады на глубине 945 м. Геологическая служба США в 2008 г. оценила ресурсы формации Баккен в 580 млн тонн нефти, 53 млрд м^3 газа и 23,5 млн тонн конденсата.

Формация Баккен состоит из трех частей:

– верхний Баккен – черные морские сланцы мощностью 7 м;

– центральный Баккен – переслаивание известняков, алевролитов, доломитов и песчаников мощностью 26 м;

– нижний Баккен – черные морские сланцы мощностью 15,2 м.

Мощность нефтяных сланцев Баккен в бассейне Виллистон может быть менее 50 м и тем не менее обеспечивает экономически рентабельный дебит.

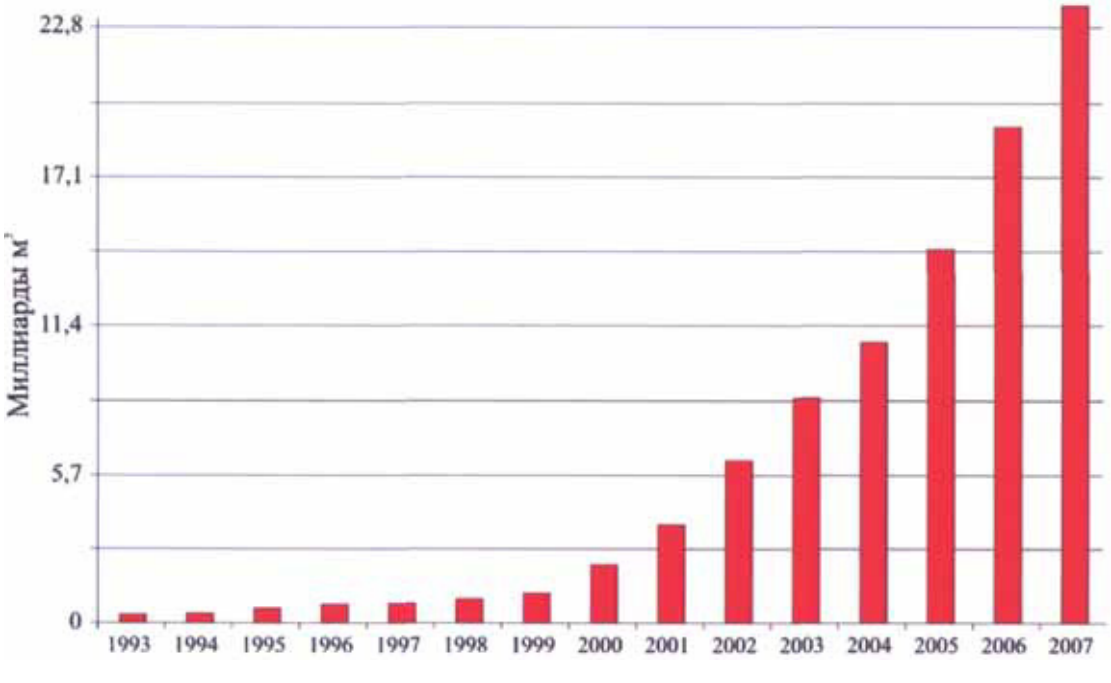


Рис. 3. Добыча сланцевого газа из формации Барнетт (Barnett) (1993–2007 гг.).

При формировании формации Баккен (опускание бассейна Виллистон) давление и температура увеличивались, кероген, содержащийся в сланце, превратился в нефть. Отсутствие естественных проводящих каналов в породе способствует образованию трещин за счет внутреннего давления жидкости.

Методика гидроразрыва впервые была применена в формации Баккен в 2000 г. компанией Лико Энерджи (Lyco Energy), хотя первые буровые работы проводились еще в 1953 г. на участке Антилоп.

К 2010 г. на участке Элм Кули (округ штата Монтана) было добыто более 6,5 тыс. тонн нефти и 0,7 млрд $м^3$ газа из более 400 горизонтальных скважин.

Другим крупным месторождением этой формации является Парсколл, открытое в 2006 г. компанией EOG Resources. Дебит нефти в первой скважине составил в среднем 220 т/сутки. После гидроразрыва в скважине Соренсон (Sorenson) 29-32-1H дебит скважины повысился до 815 т/сутки.

Для повышения нефтеотдачи проводятся эксперименты по закачиванию в пласт сланца двуокиси углерода (CO_2) и водяного пара.

На конец сентября 2011 г. в Северной Дакоте действовало 190 буровых установок, которые пробурили 1150 горизонтальных скважин. Объемы добычи из формации Баккен в бассейне Виллистон продолжают увеличиваться. Несмотря на то что вертикальные скважины, пробуренные еще в 50-е годы прошлого века на верхнюю часть формации Баккен, были основными объектами добычи сланцевой нефти, дальнейшие перспективы связываются с доломитами средней части формации Баккен, которые расположены, кроме Канады, в штатах Северная Дакота и Монтана в США. Технология бурения на формацию Баккен постоянно совершенствуется. Обычно компании бурят вертикальный ствол, а затем 2 мили (3218 м) по горизонтали и переходят на гидроразрыв, включающий до 40 стадий с использованием системы ball – sliding – sleeve (воздействие на пласт непрерывно передвигающимся скользящим многостадийным гидроразрывом). Гидроразрыв осуществляется с помощью раздувающегося пакера.

По словам Джека Экстрома из Вайтинг Петролеум Корпорейшн (вице-президент по корпоративным и управленческим отношениям), «на начальной стадии освоения «плея» всегда участвуют научные проекты, которые нуждаются в экспериментальной проверке, чтобы достичь оптимального извлечения, поскольку свойства пород изменяются в пределах поля ресурсов «плея».

Увеличение стадии гидроразрыва одновременно увеличивает и затраты, поэтому буровые компании пытаются сократить стоимость работ за счет сокращения времени на бурение и завершение (испытание) скважин. Количество буровых установок в Северной Дакоте в 2010 г. составило 110 по сравнению с 49 в 2009 г. Налоговые поступления от сланцевой нефти достигли более 100 млн долларов в марте 2011 г. [4].

Перспективы разработки формации Баккен основываются на значительном объеме новой геологической информации, полученной в результате бурения и освоения скважин. Многие операторы бурят на формацию Баккен сначала вертикальные скважины до глубины 2503 м, а затем горизонтальные скважины протяженностью 2987 м и обычно применяют от 18 до 30 стадий гидроразрыва [OGJ, On line, Feb. 16, 2011].

Сланцы Баккен служат в качестве площадки для доказательства эффективности методики многостадийного гидроразрыва при добыче нетрадиционной нефти так же, как сланцы Барнетт, обеспечивающие взрывной рост объемов газа за счет добычи нетрадиционного сланцевого газа в США.

В последнее время появились технологии заканчивания горизонтального многостадийного гидроразрыва в низкопроницаемых пластах (TAM Completion Systems 4620 Southerland Houston, NX 77092 713.462.7617, www.tam-completions.com). Рекомендуется технология PosiFrag™ – однорейсовая полнофункциональная система многостадийного гидроразрыва пласта, включающая 4 проверенных инструмента: пакер головки хвостовика, циркуляционный активирующий клапан, муфту гидроразрыва пласта и разобщающую систему разбухающего пакера FREECAP®. Эта система позволяет проводить до 24 стадий гидроразрыва и обеспечивает безотказную работу всех систем при гидроразрыве пласта, снижая риски.

Таким образом, на примерах разработки месторождений сланцевого газа формации Барнетт и сланцевой нефти формации Баккен можно констатировать:

– главным методом освоения сланцевых углеводородов является кустовое вертикально-горизонтальное бурение «плея» с многочисленными стадиями гидроразрыва;

– при гидроразрыве используются раздувающие пакеры с целью осуществления многостадийного гидроразрыва по латерали;

– для повышения нефтеотдачи предлагается закачивать в сланцевый нефтяной пласт двуокись углерода CO_2 и водяной пар (т.е. осуществлять тепловое воздействие);

– кустовое бурение сокращает количество вертикальных скважин и увеличивает охват нефтегазоносной территории «плея», уменьшает количество подъездных дорог, линий трубопроводов и интенсивность воздействия на людей и животный мир;

– особое внимание уделяется обеспечению непроницаемости пород между создаваемой в процессе гидроразрыва трещиноватой зоной и водоносными горизонтами (питьевыми либо пригодными для использования).

Тезисы составлены по материалам Библиографического обзора Цветкова Л.Д и Цветковой Н.Л. «Сланцевые углеводороды» 2012 г., включающие более 40 источников на русском и английском языках.

РЕЗУЛЬТАТЫ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА В РАМКАХ ГРР И МОНИТОРИНГА ГРП

И.Р. Шарапов[1], Р.С. Хисамов[2], Н.А. Назимов[2], Р.Г. Ханнанов[2], Н.Я. Шабалин[1], С.А. Феофилов[1], В.А. Рыжов[1]

[1]ЗАО «Градиент», г. Казань, gradient-kzn@yandex.ru; [2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

На территории лицензионной деятельности ПАО «Татнефть», как и Татарстана в целом, существует много предпосылок для выявления залежей нефти в низкопористых, низкопроницаемых коллекторах с высоким содержанием органического вещества.

Применение пассивных микросейсмических исследований доманиковых отложений РТ возможно при решении геологоразведочных и технологических задач.

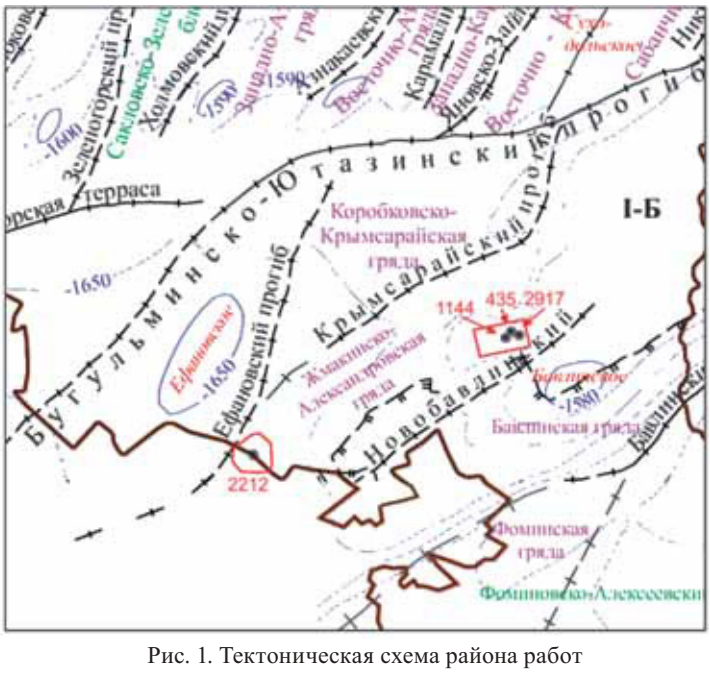


Рис. 1. Тектоническая схема района работ

Интересными с точки зрения выявления залежей «сланцевой нефти», изучения и разработки уже известных залежей являются отложения данково-лебедянского горизонта фаменского яруса верхнего девона.

В 2013–2015 гг. силами ЗАО «Градиент» на отложениях данково-лебедянского горизонта были проведены пассивные микросейсмические исследования для решения задач различного рода:

1. Геологоразведочные:

– Определение контура нефтеносности данково-лебедянских отложений в районе скв. 435 Бавлинского месторождения нефти с применением технологии НСЗ (рис. 1);

– Микросейсмический мониторинг зон активной трещиноватости и их направленности в районе скв. 2212 Бугульминской пл.;

2. *Технологические –*

– Микросейсмический мониторинг ГРП в скважинах № 1144 и 2917Г Бавлинского месторождения.

Технология низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ), разработанная ЗАО «Градиент», успешно применяется при поиске и разведке традиционных залежей нефти в различных геолого-геофизических условиях. Учитывая, что технология НСЗ [1, 2] реагирует непосредственно на наличие скоплений УВ в толще разреза, опираясь на эффект аномального отражения залежью УВ низкочастотных сейсмических волн, не исключена возможность ее применения для выявления залежей «сланцевой нефти».

На основе стандартного метода НСЗ в районе скв. № 435 Бавлинского месторождения была решена задача выделения контуров нефтеносности по трем нефтеперспективным комплексам – нижний карбон, карбонатный и терригенный девон (рис. 2).

Для решения задачи по поиску и разведке залежей «сланцевой нефти» реализован методический подход с применением 3D полноволнового численного моделирования и стандартной технологии НСЗ.

Создана базовая 3D скоростная численная модель (рис. 3) на основе экстраполяции данных ВСП (скв. № 20011) в рамках структурных построений в пределах границ участка работ в районе скв. № 435. Сначала моделировалась среда без залежи, при этом точки съема модельного сигнала в данном и во всех последующих случаях моделирования совпадали по положению с фактическими пунктами наблюдения. Затем была полученна по стандартной технологии НСЗ численная модель трех групп залежей с контурами нефтеносности по трем нефтеперспективным комплексам – нижний карбон, карбонатный и терригенный девон. В дополнение в моделируется бесконтурная залежь в численном представлении глубины залегания отложений данково-лебедянского горизонта (D_3dl) верхнего девона.

На основе созданной 3D скоростной численной модели месторождения в рамках участка работ генерируется серия экспериментов с различным эффективным параметром бесконтурной залежи на глубине данково-лебедянских отложений Vp – от 1200 до 4000 м/с. Фактическая скорость, по данным ВСП, в отложениях данково-лебедянского горизонта равна 5700 м/с.

На основе проведенного моделирования для каждого пункта наблюдения получен эффективный параметр залежи (Vp) в данково-лебедянских отложениях, при котором спектр 3D численной модели максимально схож с реальным спектром, построена карта прогнозной оценки перспектив нефтеносности данково-лебедянских отложений верхнего девона (рис. 3). Согласно основам теории метода НСЗ и петрофизики, чем ниже эффективная скорость Vp в пласте-коллекторе, тем выше в нем вероятность наличия залежи УВ.

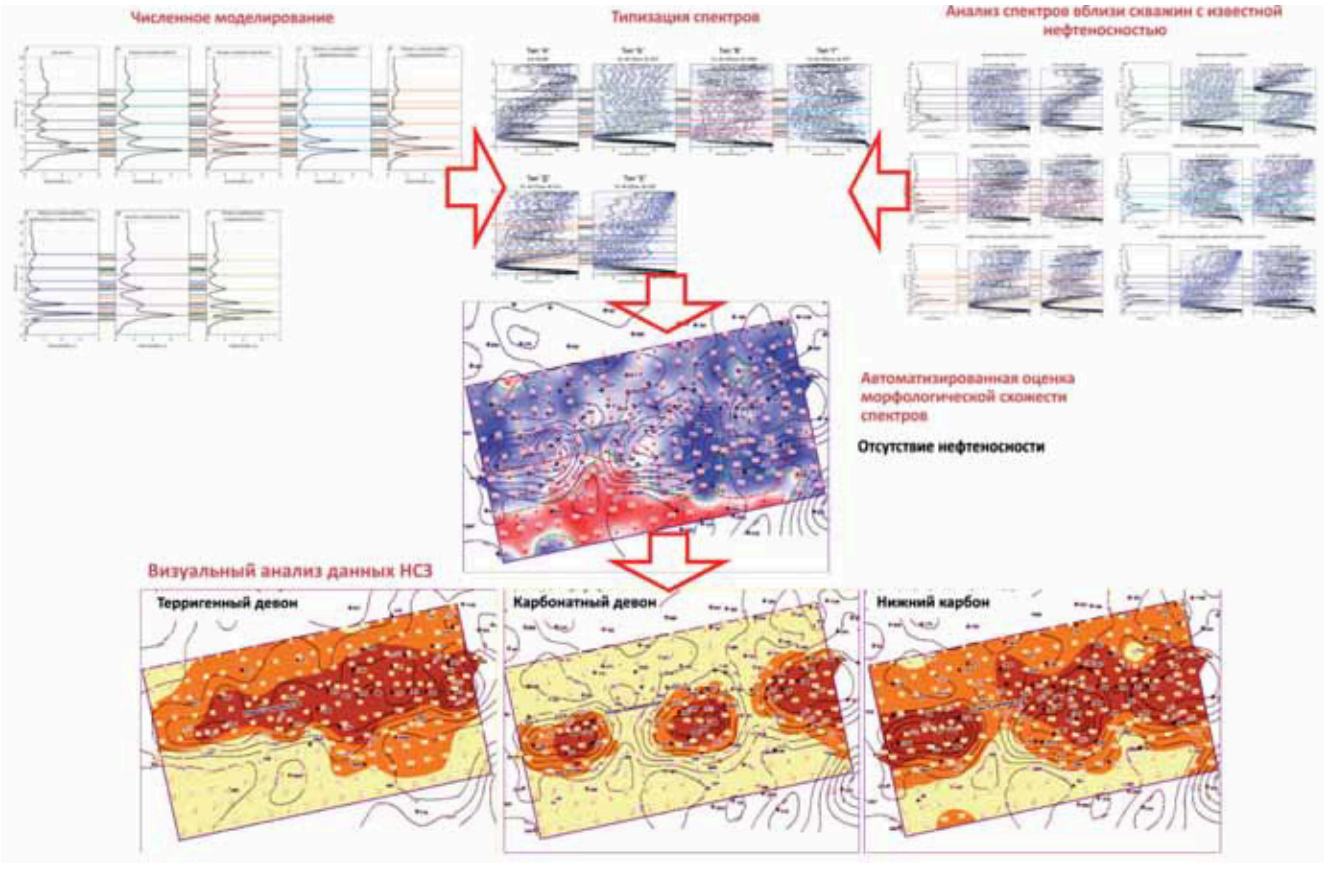


Рис. 2. Результаты работ в районе скв. № 435 по стандартной технологии НСЗ

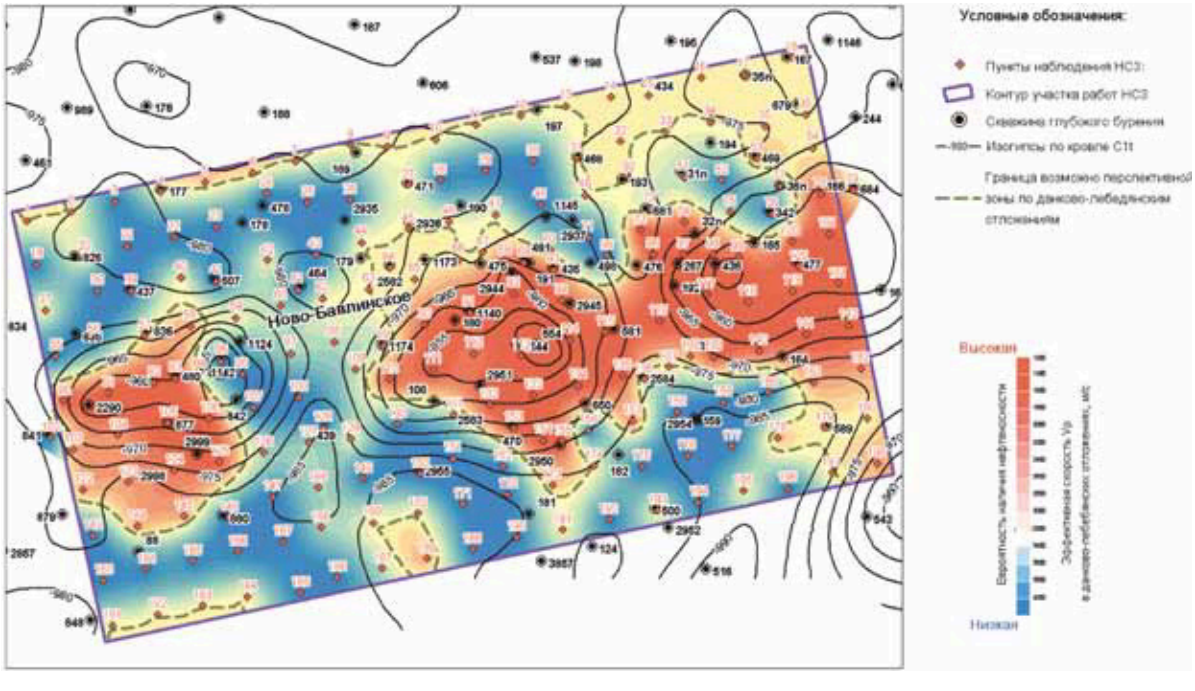


Рис. 3. Результаты работ по адаптированной технологии НСЗ в районе скв. № 435

Адаптация технологии НСЗ дала возможность спрогнозировать нефтеперспективы данково-лебедянских отложений и оценить контур развития наиболее перспективных областей, что было невозможно при стандартном подходе.

Опытные работы по микросейсмическому мониторингу зон активной трещиноватости и их направленности проведены в районе скв. 2212 Бугульминской.

Полевые наблюдения пассивного микросейсмического мони торинга на участке работ в районе скв. № 2212 Бугульминской площади проводились в течение 32 дней. Регистрация микросейсмических сигналов велась в 46 п.н., разнесенных по площади по равномерной треугольной сети с расстоянием 500 м между п.н.

Для решения задачи по локации зон активной трещиноватости и их направленности в отложениях данково-лебедянского горизонта реализован методический подход также с применением 3D полноволнового численного моделирования. С использованием плоскопараллельной скоростной 3D – численной модели был проведен синтез модельных сигналов в точках наблюдения при различном угле поворота (12 углов через 15°) вертикальной трещины и различном положении источника в сетке визуализации в пласте. В дальнейшем для каждой точки визуализации, для каждого дискретного азимутального угла трещины, в каждый дискретный момент времени восстанавливается наиболее вероятная амплитуда колебаний методом максимального правдоподобия. Определяются моменты времени, в которых восстановленная амплитуда во всех точках визуализации для всех углов поворота трещины имеет высокие значения. В эти моменты времени определяются положение и угол трещины, при которых восстановленная амплитуда максимальна.

На основании полученных результатов построены прогнозные карты трещиноватости и микросейсмической активности, определено преобладающее направление трещиноватости данково-лебедянских отложений для территории исследования в отдельности за каждые сутки и за весь период проведения мониторинга (рис. 4).

Сопоставление полученных данных с тектонической схемой района работ по данным ТГРУ ПАО «Татнефть» [3] показало, что максимальные зоны микросейсмической активности располагаются согласно с прогибами кристаллического фундамента – Шуганским и Чеканским – генетически связанными с глубинными разломами и выделяемые по общегеологическим данным.

Предварительные знания по активной трещиноватости района работ и ее направленности позволяют прогнозировать трещиноватость объектов перед постановкой ГРП, оптимизировать разработку месторождений, выбрать оптимальное направление горизонтальных стволов и другое, а в конечном итоге повысить выработку залежей и уменьшить непроизводительные затраты.

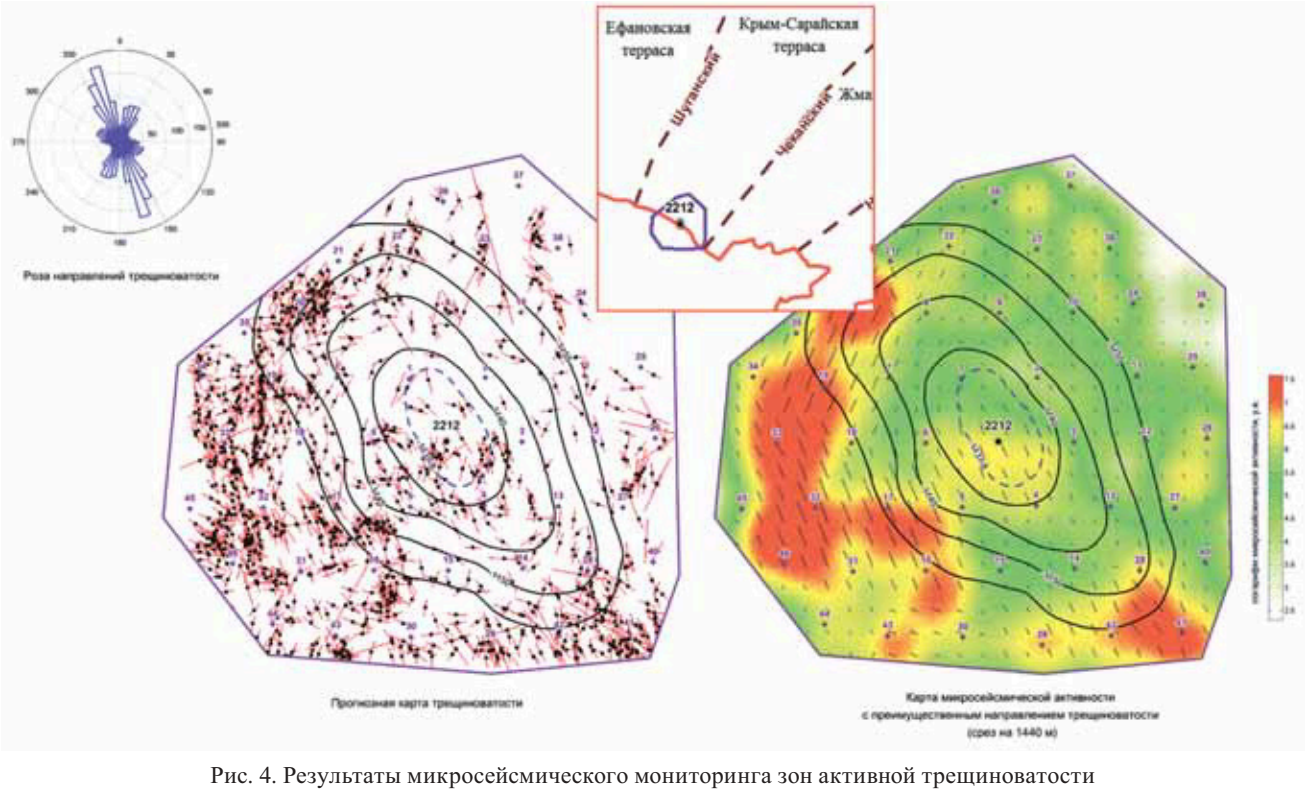


Рис. 4. Результаты микросейсмического мониторинга зон активной трещиноватости в районе скв. № 2212 за весь период наблюдений

Разработка залежей «сланцевой нефти» ввиду их специфики – низкой проницаемости – требует для обеспечения притока нефти дополнительного стимулирования, а непосредственно проведения гидроразрыва пласта (ГРП).

Технология ЗАО «Градиент» [4] по пассивному наземному микросейсмическому мониторингу ГРП характеризуется рядом отличительных особенностей, в сравнении с аналогичными технологиями зарубежных и российских компаний: выполняется исключительно с дневной поверхности широкополосными высокочувствительными сейсмометрами; применяется 3D полноволновое численное моделирование, и локализация событий основана на методе максимума правдоподобия.

Микросейсмический мониторинг ГРП данково-лебедянских отложений верхнего девона в вертикальном и горизонтальном стволах проведен в двух скважинах № 1144 и 2917Г Бавлинского месторождения, соответственно. В обоих случаях ГРП было кислотным.

Развившиеся в процессе кислотного ГРП в скв. № 1144 Бавлинского месторождения зоны микросейсмичес-

кой активности (рис. 5), связанные с процессом трещинообразования, характеризуются следующими направлениями: северо-западным (азимут ≈307°) – основное направление; юго-западным (азимут ≈235°) и северным (азимут ≈16°), ответвляющимся от северо-западного. На исследованной скв. № 1144 и соседней скважине № 2583, северо-западнее, были проведены скважинные исследования MPAL и ВАК-8 до ГРП и после ГРП, которые в целом подтверждают полученные результаты по данным микросейсмического мониторинга ГРП.

Накопленная микросейсмическая активность по всем проанализированным стадиям многоступенчатого кислотного ГРП в горизонтальном стволе скважины № 2917Г с вынесенными осевыми линиями зон повышенной микросейсмической активности представлена на рис. 6.

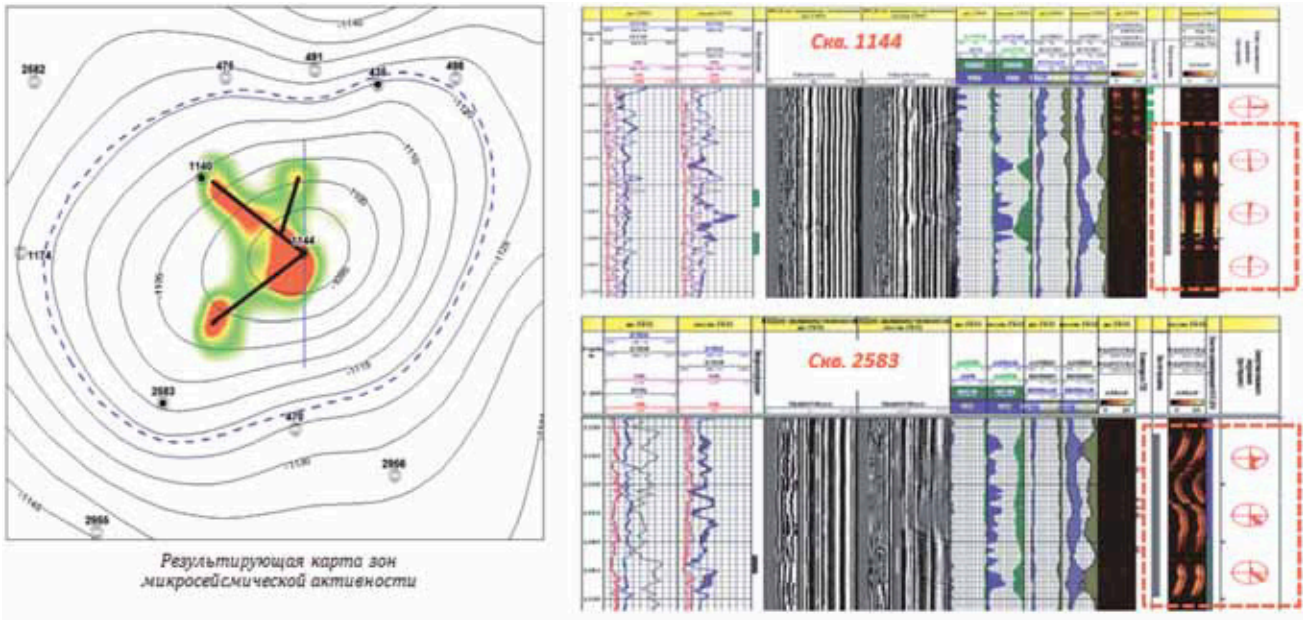


Рис. 5. Результаты микросейсмического мониторинга кислотного ГРП
и скважинных исследований в скв. № 1144 и 2583 Бавлинского месторождения

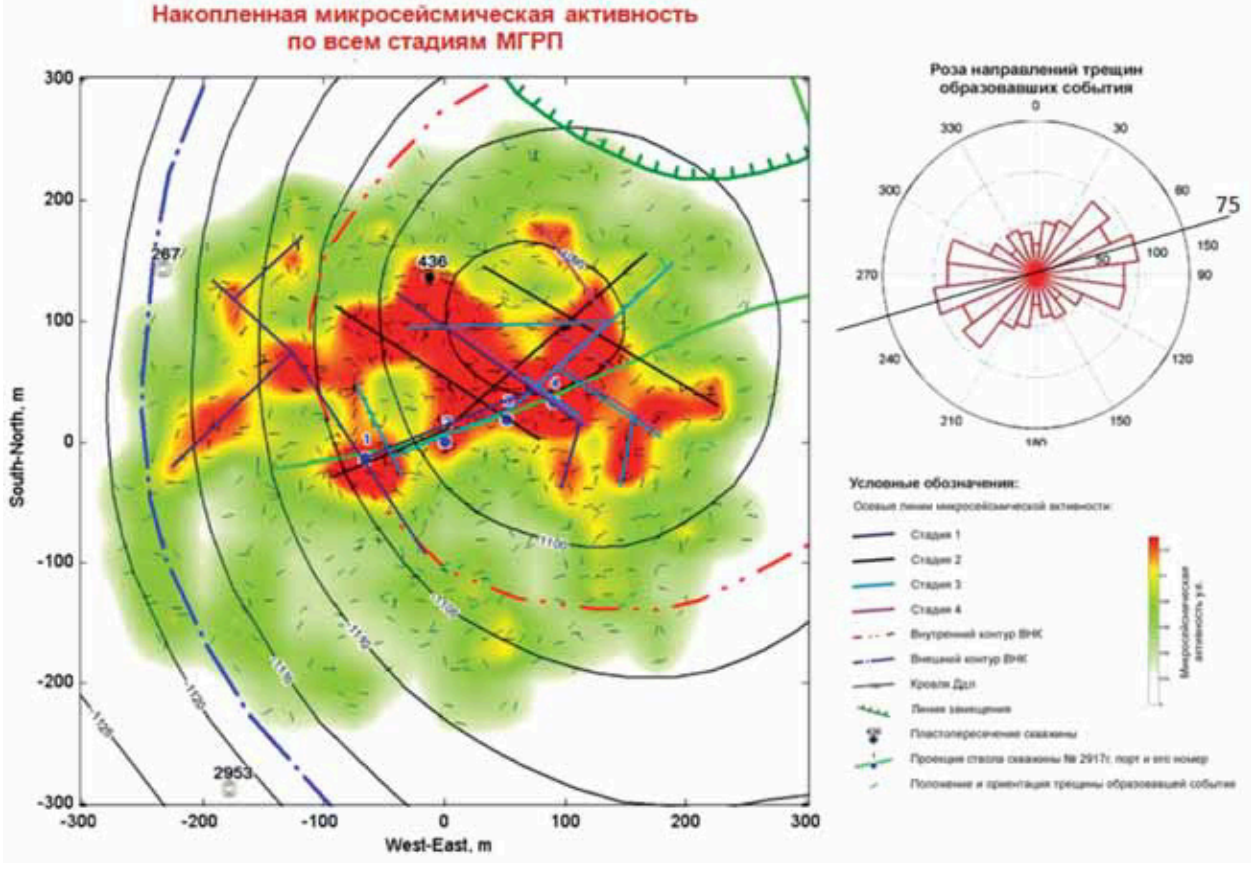


Рис. 6. Результаты микросейсмического мониторинга кислотного ГРП
в горизонтальном стволе скв. № 2917Г Бавлинского месторождения

При наложении всех выделенных осевых линий зон повышенной микросейсмической активности на карту накопленной микросейсмической активности по всем стадиям МГРП (рис. 6) хорошо видно совпадение осевых линий от различных стадий, что вызвано, вероятно, образованием единых зон трещинообразования в процессе ГРП с соседних друг от друга портов.

Согласно розе направления трещин, построенной на основе всех выделенных событий за 4 стадии ГРП, преобладающий азимут ориентации трещин, образовавших события составил – 75°, при этом его размах значительный и составляет ±37.5°. Данный азимут ориентации событий, вероятно связан с направлением естественной трещиноватости в районе работ и совпадает с направлением горизонтального ствола скважины.

Расположение горизонтального ствола скважины вдоль направления естественной трещиноватости является не оптимальным. Наиболее благоприятным является направление вкрест естественной трещиноватости, при котором возможно пересечь большое количество трещин, повысить эффективность проводимого ГРП и в конечном итоге достичь более высоких дебитов. Несмотря на это, полученные данные по накопленной микросейсмической активности показали значительное количество прорывов вкрест простирания горизонтального ствола, что говорит о вполне успешном проведении МГРП на скважине.

Проведенные работы показывают, что пассивные микросейсмические исследования имеют обширную область применения, чем предполагалось ранее, и по мере своего развития, наряду с ранее известными геофизическими методами, становятся эффективным инструментом при изучении недр.

Литература

1. *Birialtsev, E.V.* The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan [Text] / *E.V. Birialtsev, I.N. Plotnikova, I.R. Khabibulin, N.Y. Shabalin* // EAGE Conference. – Saint Petersburg, Russia, 2006.

2. *Рыжов В.А.* Возможности пассивной низкочастотной сейсморазведки [Текст] / *В.А. Рыжов, Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев, И.Р. Шарапов* // EAGE Conference. – Геленджик, Россия, 2013.

3. *Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С.* Тектоника Татарстана. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1998. – 139 с.

4. *Шабалин Н.Я.* Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности. Теоретические подходы и практические результаты / *Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев, В.А. Рыжов, Е.В. Мокшин, С.А.Феофилов, И.Р. Шарапов, Д.А. Рыжов* // Экспозиция НЕФТЬ ГАЗ. – 2013. – № 6 – С. 40–43.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ПРАВОВЫЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ

Н.Н. Тимонина[1], Т.М. Фаддеева[2]

1 – Институт геологии Коми НЦ УРО РАН, г. Сыктывкар, nntimonina@geo.komisc.ru

2 – Северо-Западный филиал ФГУП «ВНИГНИ», г.Сыктывкар

Нефтяная отрасль – базовая отрасль экономики Республики Коми, обеспечивающая значительную часть производства валового внутреннего продукта, налоговых поступлений – остается центром инвестиционной активности крупнейших нефтяных компаний. Эффективность функционирования нефтяной отрасли во многом определяется системой налогообложения, системой раздела дохода, формирующегося в данной отрасли. Величина платежей в бюджет базируется на объеме добываемой нефти без учета специфики и особенностей месторождений, несмотря на то, что экономические показатели нефтедобывающих предприятий сильно различаются в зависимости от горно-геологических и природно-экономических условий и стадии разработки месторождения.

Минерально-сырьевая база нефтяной промышленности республики должна обеспечивать поддержание достигнутого уровня добычи в долгосрочной перспективе, что позволит гарантировать устойчивое энергообеспечение экономики региона. При современном состоянии сырьевой базы отрасли, развитии технологий поддерживать означенный уровень добычи можно будет ограниченное время. Для стабилизации уровней добычи нефти государству необходимо стимулировать добычу нефти на истощенных месторождениях в старых районах, повысить инвестиционную привлекательность месторождений с трудноизвлекаемыми «гранично-экономическими» запасами нефти [1].

Промышленная разработка месторождений углеводородного сырья в Республике Коми началась в 1930 г. на Чибьюском нефтяном месторождении. Это событие ознаменовало начало первого этапа (1930–1960 гг.), когда шло освоение месторождений Ухта-Ижемского и Омра-Сойвинского районов (Нижнеомринское, Ярегское, Верхнеомринское, Нибельское и Войвожское). В этот период на Ярегском месторождении впервые создана нефтяная шахта. Наращивание объемов добычи нефти происходило с 88 тонн в 1930 г. до 806 тыс. тонн в 1960 г. Всего за первые тридцать лет было отобрано 8,9 млн тонн. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов достигла 1% [2].

Открытие таких месторождений, как Западно-Тэбукское, Усинское, Возейское на рубеже 60-х годов стало началом периода постепенного наращивания объемов добычи.

К 1973 году на территории республики накопленная добыча нефти и газа составила 75 млн тонн. В середине 70-х годов образовались новые центры нефте- и газодобычи на севере нашей республики, завершено сооружение трубопроводной системы. В 1977 г. начата разработка пермо-карбоновой залежей Усинского и Возейского месторождений. До 1983 года происходил неуклонный рост добычи, затем наблюдался период стабильной разработки.

К концу периода динамичного развития накопленная добыча составила 121 млн тонну нефти. Степень выработанности начальных извлекаемых запасов составила 13,6%.

С 1987 года началось падение годовых уровней добычи в регионе. Начавшийся в 1991 году период перестройки резко ухудшил положение и в разработке месторождений: прекратилось бурение скважин, резко сократился фонд действующих добывающих скважин, уменьшился отбор жидкости, снизилось внимание к ремонтным работам, результатом этих процессов явилось то, что в 1995 г. уровень добычи нефти достиг минимальной величины, в республике было добыто 6,6 млн. тонн. В 1996 г. в результате вовлечения в разработку новых запасов удалось остановить спад производства в нефтедобывающей промышленности и добыть 8,6 млн тонн нефти. Дефицит средств у предприятий в результате резкого снижения мировых цен на нефть явился причиной свертывания в 1998 г. производственных программ, таких как бурение новых скважин, капитальные ремонты скважин и промыслового оборудования, обустройство месторождений, что уже к концу года отразилось на объемах добычи нефти. С 2000 года началась вторая волна роста годовой добычи, продолжавшаяся до 2009 года, в 2010 г. уровни добычи нефти снизились до 13 млн тонн, но уже с 2011 г. вновь наметился прирост годовой добычи нефти в республике. В 2014 г. объем нефти, добытой в республике, превысил 14 млн тонн, из них 10% приходится на долю месторождений, запасы которых выработаны более чем на 70%.

Накопленная добыча нефти превышает 550 млн. тонн, это означает, что из недр добыто порядка 46% всех разведанных запасов нефти, выработанность начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти составила 19,8%. В соответствии с переоценкой начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородного сырья Республики Коми, проведенной ОАО «ТП НИЦ», начальные суммарные ресурсы углеводородов по Республике Коми превысили 4,79 млрд ту.с., в том числе более 55% нефти, 37% свободного газа [3].

Основная доля разведанных запасов нефти сосредоточена в девонских и пермско-каменноугольных отложениях, причем третья часть из них относится к пермско-каменноугольным отложениям Усинского месторождения.

В настоящее время в Республике Коми учтены 163 месторождения углеводородного сырья (124 нефтяных, 9 нефтегазконденсатных, 5 нефтегазовых, 18 газовых, 4 газоконденсатных, 3 газонефтяных) с извлекаемыми запасами 863,07 млн тонн у.т.[4].

В промышленном освоении (разрабатываемые) числится 87 месторождений УВС. В категории подготовленных к промышленному освоению – 1. В категории разведываемых учтено 70 месторождений, из них 39 находятся в нераспределенном фонде, в основном это месторождения мелкие по запасам.

На территории Республики Коми зарегистрировано 67 организаций-недропользователей, которые владеют 199 лицензиями на геологическое изучение, поиски, разведку и добычу углеводородного сырья (лицензии НП – 33, НР – 67, НЭ – 99).

Подавляющее большинство месторождений, по которым учтены промышленные запасы нефти и газа, лицензированы.

Лицензиями серии НЭ на разведку и добычу углеводородного сырья владеют 34 недропользователя. Из них ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» принадлежит 45 лицензий, ОАО НК «Роснефть» – 8, ООО «Газпром добыча Краснодар» – 6, ОАО «Комнедра» и ЗАО «Нэм Ойл» – по 3 лицензии. Остальные недропользователи имеют по одной-две лицензии.

Из 67 лицензий серии НР на поиск, разведку и последующую добычу углеводородов на перспективных площадях, выданных на срок до 2020–2035 гг., только 14 лицензий принадлежат крупным компаниям: 13 – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и 1 – ОАО «Газпром». Остальные участки изучаются за счет собственных средств средними и малыми предприятиями (84 %).

В условиях, когда нефтяные компании слабо заинтересованы в поиске и разведке перспективных ресурсов углеводородов, все большее значение приобретают месторождения, эксплуатируемые длительное время и характеризующиеся высокой степенью выработанности запасов. В республике более 15 месторождений характеризуются высокой степенью выработанности запасов, высокой обводненностью, разбуренностью, на их долю приходится около 9% остаточных извлекаемых запасов. Половина месторождений принадлежит ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», остальные – малым и средним компаниям. Как показал опыт, последние не в состоянии осуществлять разработку подобных месторождений без реальной государственной поддержки.

В качестве примеров месторождений с высокой степенью выработанности запасов можно привести Нижнеомринское, Верхнеомринское, Чибьюское. На Верхнеомринском, Нижнеомринском месторождениях добычу осуществляло НГДУ «Войвожнефть». С 2010 г. эксплуатацию этих месторождений осуществляют ООО «Нижнеомринская нефть» и ООО «Верхнеомринская нефть» и ООО «Ухтагеонефть».

Месторождения практически выработаны и характеризуются падением добычи нефти. Из залежей Верхнеомринского месторождения отобрано 77 % начальных извлекаемых запасов, фонд добывающих скважин – 17, 67 – в консервации, 51 скважина ликвидирована.

Выработанность запасов Нижнеомринского месторождения – 71%, при этом обводненность превышает 78%. Фонд добывающих скважин на месторождении – 92, тогда как в консервации находятся 148 скважин, 65 числятся в бездействии.

Следующим примером может служить Чибьюское нефтяное месторождение, расположенное в черте г. Ухты. Оно было открыто в 1930 году, в промышленной разработке с 1932 года. Добыча нефти на месторождении велась на режиме растворенного газа до 1957 года и была прекращена в связи с истощением энергии залежи и крайней изношенности оборудования и коммуникаций. За время разработки было пробурено 765 скважин и добыто 561 тыс.т нефти.

При оформлении лицензионного соглашения на данное месторождение руководствовались тем, что оно находится в черте города и основной целью было создание опытного полигона для мониторинга за режимом месторождения и состоянием скважин. Проект обустройства и разработки Чибьюского месторождения имеет важное экологическое значение, так как за время сорокалетней консервации месторождения произошло перераспределение и частичное восстановление пластового давления, что приводит к нефтепроявлениям на бездействующих скважинах. С целью уточнения проектных показателей разработки проводится работа над составлением дополнения к технологической схеме ОПР, в основе которого рассматривается вариант разработки с организацией системы ППД. Для организации ППД планируется произвести закачку в нагнетательные скважины оторочки полимерного раствора с дальнейшей закачкой воды. В настоящее время добыча на этом месторождении не осуществляется.

Компании, владеющие правом пользования недрами на вышеназванных месторождениях, не располагают необходимыми средствами для выполнения всего комплекса работ, связанных с реанимацией месторождений и мероприятиями по консервации и ликвидации старых скважин. Для решения возникших проблем необходимо деятельное участие государства.

Считаем очень актуальными предложения Р.Х. Муслимова [5,6] о более интенсивном использовании остаточных запасов, для чего необходима глубокая переоценка запасов действующих месторождений, о широком применении на длительно разрабатываемых месторождениях методов увеличения нефтеотдачи (МУН) второго и третьего поколений, о создании более современных геолого-гидродинамических моделей месторождений и инновационном проектировании разработки.

Необходимо организовывать опытные полигоны для выбора МУН в конкретных горно-геологических условиях и государственном финансировании фундаментальных исследований в области повышения нефтеотдачи. Эффективное использование запасов длительно разрабатываемых месторождений возможно при условии инновационного развития отрасли. Технологии реализации МУН и оборудование требуют значительных финансовых вложений, поэтому в зависимости от объемов произведенных затрат и полученного эффекта необходимо стимулирование подобных работ со стороны государства. Следует внести изменения в налоговое законодательство, предусмотреть предоставление налоговых льгот, хотя бы частично покрывающих дополнительные затраты компаний и стимулирующие их к внедрению современных инновационных технологий.

В период их внедрения необходимо организовать полигоны для испытания, опробования технологий, поэтому необходимо законодательно закрепить статус полигона.

Органы власти субъектов Российской Федерации располагают широкими возможностями влияния на инвестиционный климат путем регулирования условий налогообложения, введения дополнительных льгот с целью привлечения инвестиций в приоритетные сферы экономики региона. Государственная поддержка промышленности осуществляется в соответствии с установленными приоритетами и условиями.

Прямыми мерами государственной поддержки являются:

– предоставление инвестиционного налогового кредита или частичное освобождение от уплаты налога в республиканский бюджет в соответствии с законом Республики Коми «О налоговых льготах на территории Республики Коми и внесении изменений в некоторые законодательные акты по вопросу о налоговых льготах»;

– предоставление гарантий правительства Республики Коми для инвесторов;

– субсидирование из республиканского бюджета части затрат на уплату процентов по кредитам, привлеченным субъектами инвестиционной деятельности в кредитных организациях для реализации инвестиционных проектов на территории Республики Коми.

С целью привлечения инвестиций правительство Республики Коми разработало ряд законодательных и нормативных документов, благодаря которым у предприятий появился стимул для реализации крупных инвестиционных проектов. Успешная реализация инвестиционного проекта, включенного в Перечень инвестиционных проектов, реализуемых на территории Республики Коми, позволяет предприятию получить льготы по налогу на прибыль и налогу на имущество, создаваемое или приобретаемое при реализации проекта. Одним из основных условий получения налоговых льгот является участие в финансировании объектов социальной сферы, дорожной инфраструктуры Республики Коми, реализации долгосрочных республиканских программ. При этом половина полученных налоговых льгот направляется на программы социального развития республики, а остальные – на развитие производства. В тех случаях, когда предприятие осуществляет разработку месторождений с высокой выработанностью запасов, необходимо разработать дополнительный комплекс мер, стимулирующих разработку истощенных месторождений.

В социально чувствительных районах, где население во многом зависит от добычи полезных ископаемых, остро стоит проблема сохранения производства. В старых нефтедобывающих районах на истощенных месторождениях необходимо поддерживать добычу нефти за счет предоставления налоговых льгот. Система льгот должна способствовать занятости населения, продлению срока работы месторождения и полному извлечению остаточных запасов нефти.

Результаты проведенного анализа состояния нефтегазового комплекса республики свидетельствуют о том, что для увеличения объемов добычи нефти необходимо участие государства, которое должно создавать условия для внедрения методов увеличения нефтеотдачи. Дополнительную добычу нефти, полученную за счет внедрения дорогостоящих проектов теплового, газового, комплексного воздействия, и крупные проекты довыработки остаточных запасов следует полностью освободить от налогов.

Литература

1. *Наталенко А.Е., Пак В.А., Ставский А.П.* Основные направления развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. – 2015. – № 1. – С. 2–8.

2. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы. – Ухта; УхТГУ, 1999. – 1062 с.

3. *Теплов Е.Л., Куранов А.В., Никонов Н.И, Тарбаев М.Б., Хабаров А.Б.* Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Республики Коми: современное состояние, перспективы // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера Европейской части России: материалы науч.-практ. конф. – СПб. – 2012. – С. 106–116.

4. *Пьянков В.В.* Нефтегазовая промышленность Республики Коми // Горн. журн. – 2013. – № 9. – С. 13–17.

5. *Муслимов Р.Х.* Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в поздней стадии // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений (Сб. избранных статей, посвященный 50-летию деятельности ЦКР по УВС). – М.: НИИЦ «Недра XXI», 2013. – С.180–197.

6. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 664 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ИЗУЧЕННОСТИ

Д.В. Булыгин

ООО «Актуальные технологии», г. Казань, buligindv1952@mail.ru

На протяжении нескольких десятилетий (50–70-е гг.) в нефтепромысловой геологии существовали представления о сравнительно простом геологическом строении продуктивных пластов нефтяных и нефтегазовых месторождений. Считалось, что большинство из них образовались в условиях относительно спокойной прибрежно-морской обстановки осадконакопления. В соответствии с этими представлениями объект разработки описывался как нефтяной пласт, характеризующийся различной степенью зональной и послойной неоднородности. Гидродинамические расчеты показателей разработки основывались на учете геологии с помощью произведения нескольких коэффициентов: коэффициента вытеснения, охвата пласта по площади и по толщине или в методике, учитывающей проницаемостную неоднородность пласта и др. параметров (методика ТатНИПИнефть, авт. В.Д.Лысенко) На смену подобным представлениям в 1980-е годы пришла концепция 3D компьютерных моделей. Оказалось, что, несмотря на сложность технологии расчетов, методы гидродинамического моделирования, основанные на 3D геологических моделях, не позволяют достичь точности, необходимой для проектных документов.

Согласно работам Э.М.Халимова модели характеризуются осреднением параметров пластов, огрублением, укрупнением и масштабированием, когда детали уже не изображают. Потеря детальности происходит уже на первом этапе геологического моделирования. Далее, при переходе от геологической к гидродинамической модели проводится штатное ремасштабирование, которое ведет к дальнейшей потере макро- и микронеоднородности объекта и сглаживанию важнейших параметров, влияющих на движение нефти в пласте, то есть основной недостаток заключается в несовершенстве симулятора и методологии моделирования. Известно, что указание на сложность проблемы не приближает нас к ее решению. По нашему мнению, постановка вопроса Э.М.Халимовым должна быть дополнена изменением роли специалиста по геологическому моделированию. Он должен работать не как «штамповщик моделей для ЦКР», имеющий дело с цифровыми массивами данных, а как геолог-исследователь, способный к восприятию сложных геологических процессов далекого прошлого.

Моделирование – это эмпирическая наука, которая основана на фактах, полученных из опыта моделирования конкретных геологических объектов. Факты таковы, что геологическое строение месторождений чрезвычайно разнообразно, что нельзя недооценивать, особенно на поздней стадии изученности нефтяных месторождений. Для таких месторождений характерна большая плотность разбуривания эксплуатационной сеткой скважин, намного превышающей плотность сети поисково-разведочных скважин, которая использовалась для создания первичной обобщенной геологической модели. Поскольку в эксплуатационных скважинах керн практически не отбирался, количество скважин с отбором керна осталось практически неизменным. Однако появляется громадное количество вновь пробуренных скважин, исследованных комплексом геофизических методов, хотя качество материалов в частично заводненной зоне пласта, может быть недостаточно высоким. Большое количество скважин только тогда дает преимущества, когда они перестают быть локальным инструментом исследования. Проницаемые интервалы и геофизические кривые, будучи увязаны между собой методами автокорреляции, фациального, палеотектонического анализа, позволяют получить новое представление о геологическом строении, морфологии и коллекторских свойствах продуктивных пластов в межскважинных интервалах.

При этом для поздней стадии изученности нефтяных пластов важнейшая роль принадлежит методике геологического моделирования. Методика не является универсальной, а выбирается в зависимости от характерных особенностей объекта изучения. В зависимости от выбранной методики подбираются и инструменты моделирования.

В традиционной методике геологического моделирования недостаточное внимание уделяется выбору концептуальной и принципиальной моделей объектов различной природы. Они часто принимаются без изменения по материалам предыдущих исследований. Но от принятой методики 3D моделирования зависят учет фациальной зональности пласта, схема слоеобразования. Действие этих факторов, а не бессмысленное применение сверхдетальных расчетных сеток (по вертикали равные 0.1–0.2 м, при расстоянии между скважинами 300–500 м), определяет степень гидродинамической взаимосвязи между областью нагнетания и отбора, особенности процесса заводнения, а также процесс формирования структуры активных и трудноизвлекаемых запасов нефти. Другими словами, ошибки в прогнозных показателях разработки возникают из-за нашего незнания и непонимания всей сложности строения геологических объектов.

Концептуальная модель – это модель геологического строения объекта моделирования и сопряженных с ним областей, составленная на основе научных публикаций, научно-производственных отчетов и фондовых материалов[1] . Ее назначение – это обеспечение связи между геологическими знаниями и математическими приемами интерпретации этих знаний. Информационное поле модели включает описание основных геологических особенностей объекта моделирования: принятую стратиграфию разреза осадочного чехла, границы структурно-тектонических этажей, материалы по палеогеографическому и палеотектоническому развитию территории, сведения о наличии региональных размывов и перерывов в осадконакоплении, принятые маркирующие реперы и горизонты. Все эти понятия формируются в основном уже на поисково-разведочном этапе и имеют региональный характер, а не относятся только к конкретному объекту анализа. В отличие от нее принципиальная модель относится непосредственно к объекту исследования. Она должна содержать сведения о типе локального поднятия, энергетических условиях осадконакопления, литологических признаках и фациальном составе отложений. Для построения модели насыщения важными являются характеристики, которые приняты в отчетных документах не только по изучаемой, но и по близлежащим нефтяным залежам. К ним относится общность или различие ВНК, тип ВНК (наклонный, отметка или поверхность) и наличие или отсутствие общего ВНК для всех пластов (пропластков). От этих показателей зависит наличие либо отсутствие гидродинамической взаимосвязи пластов, слагающих продуктивный горизонт, являющийся объектом разработки. Примером описания принципиальной модели является работа сотрудников ВНИИ [2].

В качестве примера рассмотрим принципиальную модель пластов группы «С» месторождения Каламкас. По данным КазНИПИнефть, структура месторождения Каламкас представляет собой крупную антиклинальную складку, вытянутую в широтном направлении с размерами 26,7 х 5,5 км и амплитудой 180 м. Углы падения пород на северном крыле структуры изменяются в пределах 3–4°, достигая 12–15°, на южном – 10–20°. Месторождение осложнено двадцать одним тектоническим нарушением различной амплитуды, которые являются границами девятнадцати тектонических блоков. По залежам различных горизонтов отмечается близость ВНК, что свидетельствует об их гидродинамической взаимосвязи. Наибольшее количество нарушений приходится на периклинальные части структуры. Нарушения имеют различную ориентировку, пронизывая всю юрскую толщу, с постепенным уменьшением амплитуды к кровельной части комплекса.

В качестве информационной основы для построения модели использовались результаты оцифровки стандартного и радиоактивного каротажа в электронном виде и данные по интерпретации результатов ГИС по 2723 скважинам, что составило (99,9%) от всего фонда скважин. Объединенная принципиальная 3D геологическая модель построена с учетом контуров нефтеносности, тектонических нарушений, результатов интерпретации данных ГИС по проницаемым интервалам, принятым в отчете по подсчету запасов нефти. Она согласована со схемой тектонических нарушений, утвержденными контурами нефте- и газоносности, отметками ГНК и ВНК и величиной запасов нефти по каждой залежи в целом, а также по зонам насыщенности (нефтяной, водонефтяной, подгазовой). Шаг сетки по простиранию единый для всех пластов – 50 м, количество слоев по разрезу 116, общее количество ячеек – 26249877.

Объединенная принципиальная геологическая модель создавалась также с использованием нерегулярных гексагональных сеток путем последовательного для каждого горизонта расчета структурных поверхностей и увязки структурной модели с поверхностями ВНК при построении модели насыщения (рис.1).

Все пласты с индексом «С» представляют собой структурно-экранированные залежи. Из 3D модели видно (рис. 1), что все продуктивные горизонты последовательно выходят на структурную поверхность, представляющую собой синхронный литологический горизонт (подошву пласта Ю (рис.1)). Там, где осадочный чехол тонок или отсутствует [3], отмечается палеовозвышенность. В области частичного размыва пласты разных горизонтов могут взаимодействовать между собой. По мере удаления от границы области размыва наблюдается увеличение мощностей горизонтов. По 3D модели видно, что снизу вверх по разрезу отмечается увеличение площади размыва, которое может рассматриваться как свидетельство эрозионно-тектонического происхождения структуры.

При детальном построении модели каждый пласт показывает еще более сложное строение, чем это следует из обобщенной модели для всех пластов. Так, залежь нефти пласта Ю-3С и некоторые другие залежи месторождения включает несколько вытянутых геологических тел, имеющих форму палеорусел, характеризующихся высокими (от 12 до 25 м) эффективными (рис.2) и эффективными нефтенасыщенными толщинами, улучшенными коллекторскими свойствами и более высокими начальными запасами.

Кроме того, они выполняют роль проводящих каналовв направлении от периферии к присводовой части поднятия, что также подтверждается высокими отборами нефти.

В качестве другого примера рассмотрим принципиальную модель Южной и Восточной нижнемеловой залежей пласта $БС_{12}$одного из месторождений Западной Сибири.

Геологическая модель построена в виде набора взаимосвязанных структурных поверхностей и карт параметров с опорой на проницаемые интервалы и данные 2D сейсморазведки. Размер ячеек по простиранию равен 50 х 50 м, количество слоев по вертикали около 40. В основе построения модели лежит слоистая структура, которая, по сравнению с трехмерными моделями с большей детальностью, дает возможность более качественного построения геометрии геологических тел, для чего осуществлялась генерализация слоев в пачки, соответствующие обособленным геологическим телам. При построении слоистой модели была выбрана пропорциональная схема залегания пластов, для которой структурные поверхности слоев распределяются пропорционально между кровлей и подошвой пласта. Здесь все слои проходят только через проницаемые интервалы. В областях с малыми толщинами происходит сгущение слоев, а с большими – разряжение. В области отсутствия коллектора слои выклиниваются.

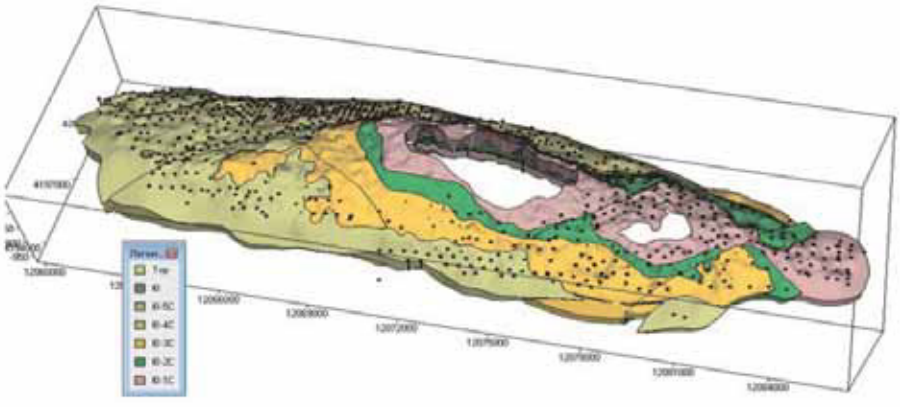


Рис. 1. Принципиальная модель строения пластов группы «С» месторождения Каламкас

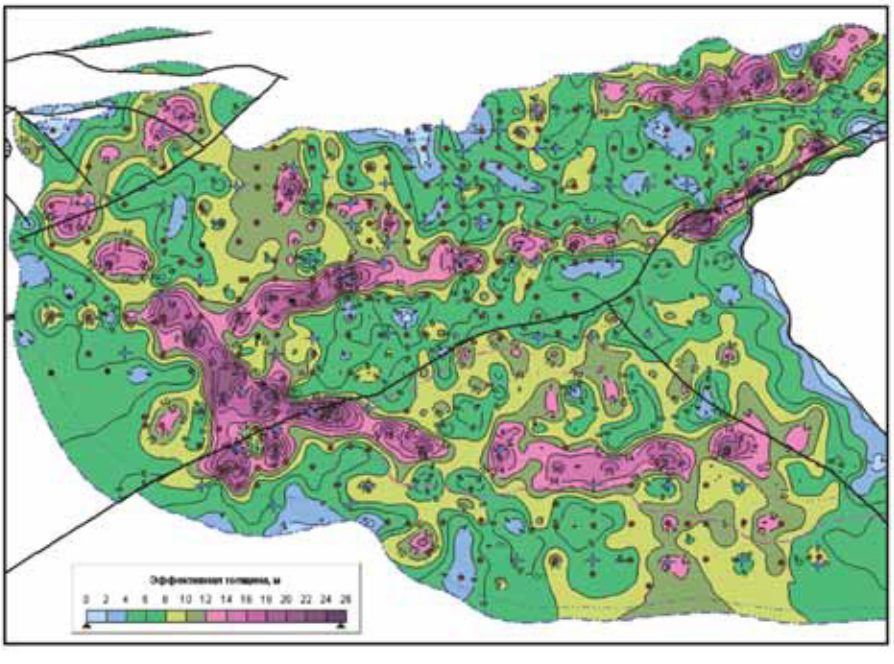


Рис. 2. Карта эффективных толщин пласта Ю-3С месторождения Каламкас

Коллекторы пласта сложены мелко- и среднезернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, тип коллектора – поровый. Залежь 2+3 по типу природного резервуара является пластово-сводовой, литологически экранированной. Эффективная толщина пласта колеблется от 5 до 30 м, эффективная нефтенасыщенная от 0 до 19 м, в среднем составляя 5.5 м, расчлененность – 2.8, песчанистость – 0.347, нефтенасыщенность – 0.5.

К достоинствам принципиальной модели относится легкость представления геологической модели как в виде зональных карт по геологическим пачкам (2D проекция), так и в виде куба данных (3D проекция). В модели кровля и подошва геологических тел совпадает со слоями сеточной области, что существенно упрощает процедуру ремасштабирования модели и улучшает качество представления картографического материала. Принципиальная геологическая модель может быть использована для увязки геологического строения и корреляции разнофациальных толщ.

Общий вид геологической модели пласта представлен на рис.3.

Для данного продуктивного пласта характерно наклонное залегание пластов-коллекторов в направлении с востока на запад с углом наклона 0.3°. Такой азимут и угол падения пласта принят для согласования циклически построенных геологических тел и перемычек между скважинами, которые образовались в результате заполнения глубоководного бассейна путем бокового наращивания континентального склона. Отдельные геологические тела представляют собой результат единичного цикла осадконакопления. В межскважинных интервалах и отдельных скважинах отмечается выход перемычек на кровлю пласта. Причем на кровле пласта перемычки формируют четкую протяженную зону развития, разделяющую каждое из пяти выделенных гидродинамически обособленных тел. Это способствует формированию выдержанных перемычек между геологическими телами, что хорошо видно на геологическом профиле (рис. 4), построенном вкрест древней береговой линии.

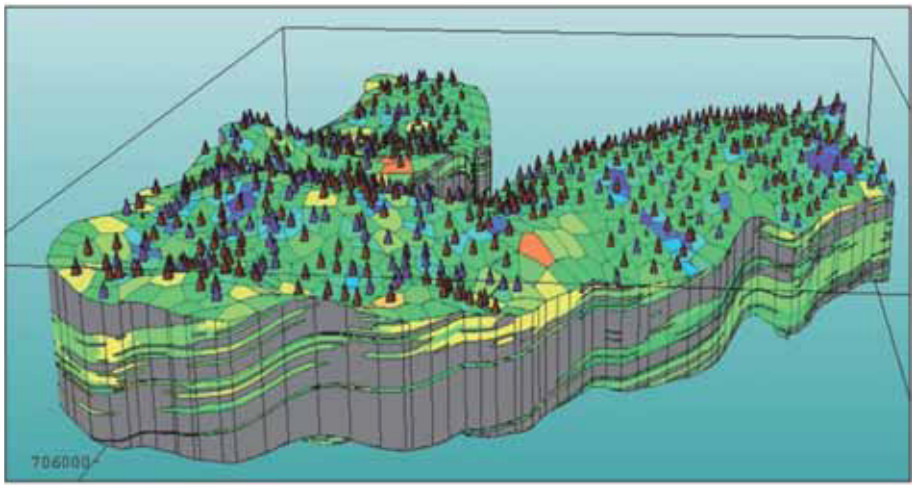


Рис. 3. 3 D модель нижнемеловой залежи пласта $БС_{12}$

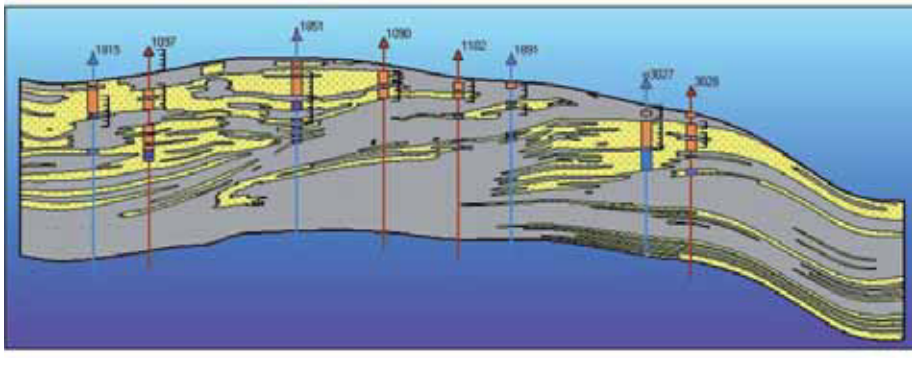


Рис. 4. Геологический профиль, построенный вкрест простирания пласта

Причем неровности линии выхода перемычек на поверхность кровли пласта повторяют изгибы береговой линии. Из рис.4 также видно, что в направлении больших глубин палеосклона, т.е. в направлении открытого моря, единое геологическое тело распадается на несколько обособленных осадочных образований. Причем геологические тела большой толщины, залегающие на одинаковом расстоянии от кровли пласта, являются разновозрастными и их нельзя коррелировать между собой. В условиях прибрежно-морского и морского осадконакопления одновозрастные проницаемые пласты коррелируются только вдоль простирания отложений. Вкрест простирания одновременно откладываются континентальные слои, песчаники и глины. В этом случае проницаемые прослои выглядят укороченными по сравнению с первым вариантом. Каждое из таких тел характеризуется своим режимом отбора (закачки), пластовым давлением, динамикой обводнения, то есть условиями выработки запасов нефти. Модель с наклонным падением слоев, в частности, объясняет факт отсутствия влияния закачки в восточной части залежи, когда скважины нагнетательного ряда,пробуренные по принципиальной модели с плоско-параллельным залеганием слоев, нагнетают воду в пласт, расположенный под основной частью залежи, являющийся водоносным.

Процедура выделения геологических тел может быть существенно улучшена с помощью детальной корреляции, использующей алгоритм Semi-GlobalMatching (SGM), разработанный в основном для распознавания снимков. Исходными данными для решения этой задачи являются отбивки пластопересечений на скважинах, каротажные кривые (гамма и ПС каротаж), отбивки проницаемых интервалов. По этим данным строятся функции $p_i(h)$, которые представляют собой интерполированные зависимости параметра каротажной кривой от глубины.

Таким образом, опыт 3D моделирования месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и месторождений Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной области показывает чрезвычайно сложное геологическое строение продуктивных пластов. Дальнейшее повышение точности прогноза на поздней стадии разработки с помощью моделей зависит от повышения детальности и достоверности геологических моделей за счет широкого использования в технологии компьютерного моделирования программ палеотектонического и структурно-фациального анализа и тщательной увязки всей совокупности данных в рамках концептуальной и принципиальной моделей.

Литература

1. *Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р.* Геологические основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2011. – 368 с.

2. Особенности геологического строения нефтяного месторождения Узень. В.С. Мелик-Пашаев, Н.Е. Быков, Л.П. Долина и др. // Тр. ВНИИ, 1977. – Вып. LXIII, 230 с.

3. *Селли Р.К.* Введение в седиментологию. – М.: Недра, 1981. – 370 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МАССИВНО-ПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВЯЗКОЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Р.З. Мухаметшин[1], Т.Г. Назмеев[2], Д.И. Камалетдинова[1]

[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, geoeng111@yandex.ru

[2]ОАО «СМП-Нефтегаз», г. Альметьевск, nazmeev@smpneftegaz.ru

Трудноизвлекаемые запасы нефти в карбонатных коллекторах – один из основных резервов поддержания уровня добычи нефти в республике. Значительная часть запасов вязкой нефти сосредоточена в регионально нефтеносных карбонатных отложениях турнейского и башкирско-верейского комплексов каменноугольной системы Южно-Татарского свода (ЮТС). Для месторождений его западного склона роль залежей нефти в карбонатных коллекторах в балансе запасов особенно велика. Это обусловлено приуроченностью большинства скоплений нефти к поднятиям, облекающим так называемые бескорневые структуры, которые отличаются высокой амплитудой – до 60–80 м и более.

Залежи турнейского яруса традиционно принято относить к массивному типу. Обычно основанием для этого служат близкие отметки ВНК в верхне- (кизеловско-черепетской) и нижнетурнейской (упинско-малевской) частях продуктивного разреза. Однако еще в начале 80-х гг. прошлого столетия в результате изучения карбонатной толщи с помощью ГСР выявлена иная принципиальная схема строения турнейского яруса [1], который на месторождениях представлен зональными интервалами (ритмами), в границах которых выделяются пласты, индексируемые снизу вверх как Смл-1, Смл-2, Суп-1 и Скз+чп-1. При этом самый глубокий минимум для доли коллекторов представлен выдержанными по площади глинистыми известняками между верхним и нижним турне (реперный пласт C_1-3) толщиной 2-4 м (рис. 1), что позволило [2] отнести залежи нефти в карбонатной толще турне западного склона ЮТС к массивно-пластовому типу. Поэтому решение вопроса совместной эксплуатации пластов кизеловско-черепетского и упинского с малевским горизонтом носит принципиальный характер для высокоамплитудных поднятий в турнейском рельефе.

Нефтевмещающие турнейские карбонатные отложения почти нацело представлены известняками. Структура породы является одним из главных факторов, определяющих емкостно-фильтрационные свойства карбонатных коллекторов. Если кизеловско-черепетские известняки, согласно исследованиям Е.А.Козиной, представлены шламовыми, сгустково-детритовыми и фораминиферово-сгустковыми разностями, то упинско-малевские слои слагаются чаще всего известняками комковатыми и обломочными. На рисунке 2 с помощью корреляционно-регрессионного анализа по данным исследованных образцов керна из скважин Соколкино-Сарапалинскому месторождения отражено существенное различие свойств коллекторов верхнего и нижнего турне [3].

Для настоящих исследований выбрано Сарапалинское месторождение западного склона ЮТС (ранее числилось в составе Соколкино-Сарапалинского месторождении). Согласно имеющимся данным (табл. 1) значения проницаемости рассматриваемых интервалов разреза отличаются почти в пять раз, различие в коэффициенте пористости также существенно – на 0,03 д.е., или три пункта.

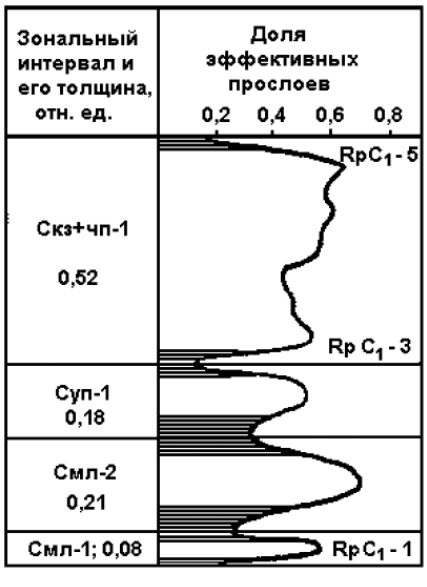


Рис. 1. Сводный геолого-статистический разрез отложений турнейского яруса западного склона ЮТС (по Р.З. Мухаметшину)

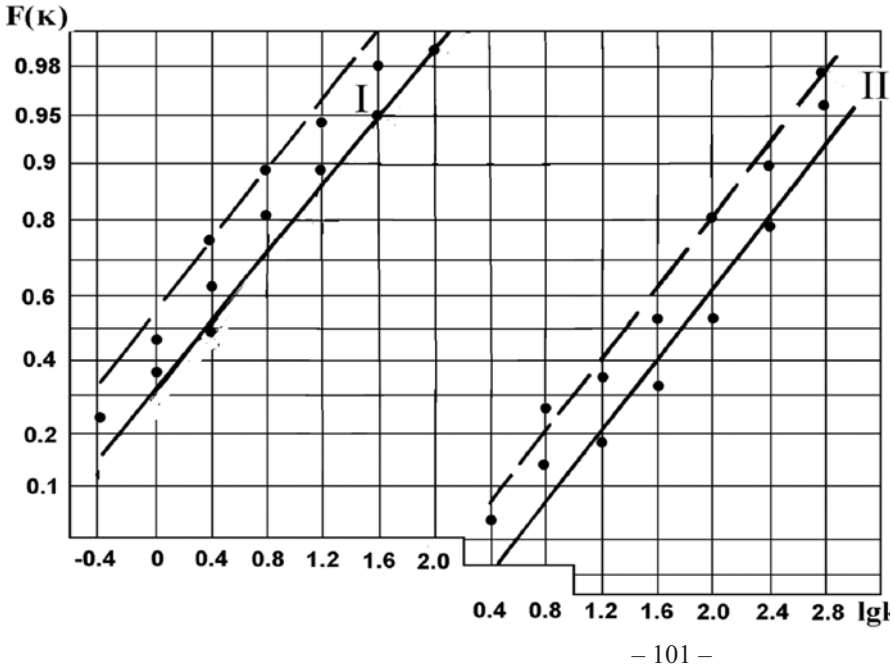


Рис. 2. Диаграммы квантилей логнормального распределения проницаемости для нефтенасыщенных и водоносных образцов карбонатных пород верхнего (I) и нижнего (II) турне (по Р.З. Мухаметшину)

Таблица 1

Коллекторские свойства нефтенасыщенных пород-коллекторов верхнего/нижнего турне (кизеловско-черепетский/ упинско-малевский горизонты) Сарапалинского месторождения

Вид исследования	Наименование	Проницаемость, мкм²	Коэффициенты	
			пористости	нефтенасыщенности
Лабораторные	Количество скважин	22/13	22/13	9/6
	Количество определений	701/246	742/297	21/13
	Среднее значение	0,021/0,098	0,119/0,148	0,742/0,801
Геофизические	Количество скважин	-	213/98	183/102
	Количество определений	-	1191/349	774/291
	Среднее значение	-	0,120/0,150	0,79/0,78

По промысловым данным различие не столь контрастное (табл. 2), что может быть объяснено двумя причинами: а) меньшей толщиной нижнего, упинского пласта; б) проявлением трещиноватости верхнего пласта Кз+чп-1. Дело в том, что, по данным физико-литологических и промысловых исследований, установлено [4–8], что если для высокопроницаемых карбонатных слоев характерен поровый тип коллекторов, то для низкопроницаемых слоев (0,001–0,10 мкм^2) – сложный тип (порово-трещинный и трещинно-поровый), на что ранее обратил внимание В.Д.Викторин [9].

Таблица 2

Данные промысловых исследований пластов нижнего и верхнего турне

Горизонт	Коэффициент продуктивности, м³/(сут.МПа)	Проницаемость, мкм²	Гидропроводность, мкм²·м/мПа·с	Средний дебит по нефти, м³/сут.
Кизеловско-черепетский	1,50	0,054	8,6	4,4
Упинско-малевский	3,87	0,105	14,5	11,3

Рассмотрим особенности разработки залежи массивно-пластового типа на примере Сарапалинского поднятия. Нефтяная залежь здесь считается почти полностью разбуренной, однако часть скважин эксплуатирует только верхний пласт Кз+чп-1, а другие – нижнетурнейскую часть. Именно это позволило оценить гидродинамическую разобщенность пластов верхнего и нижнего турне. Так, скважины, в которых вскрыты интервалы, эксплуатирующие пласты нижнего турне, показывают пластовое давление в интервале от 5,3 до 10,2 МПа, среднее пластовое давление на 01.01.2014 составляет 7,3 МПа, т.е. оно снизилось на 3,4 МПа, или на 32,8%. Скважины, эксплуатирующие верхний пласт Кз+чп-1, показывают пластовое давление в интервале от 3,9 до 7,3 МПа, и в зоне отбора среднее пластовое давление составляет 5,3 МПа, то есть давление снизилось на 50,5%. Обращает на себя внимание резкий перепад давлений в пластах верхнего и нижнего турне в отдельных зонах, где его величина достигает 4,5–5,0 МПа, что, безусловно, не может не препятствовать эксплуатации продуктивного разреза общим фильтром.

Раздельное вскрытие пластов в двух группах скважин означает, что на гидродинамически обособленных пластах кизеловско-черепетского и упинско-малевского горизонтов выработка запасов нефти осуществляется в условиях явно не достаточной плотности сетки скважин: для верхнего турне она составляет 19,2 га/скв. (если каждую из четырех горизонтальных скважин считать за две), а для нижнего турне – 20,9 га/скв. В таком случае достижение проектного значения КИН в условиях залежей вязкой нефти в карбонатных коллекторах неосуществимо. Согласно рекомендациям руководящих документов на разработку для залежей вязкой нефти в карбонатных коллекторах требуется применение сеток скважин плотностью 6-9 га/скв.

Выходом из создавшегося положения нам видится применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) [10, 11]. Для отработки этой технологии нами рекомендуется создать опытный участок (рис. 3). Ввиду невысокого пластового давления в кизеловско-черепетской части необходимо развивать систему ППД. Что касается упинско-малевских пластов, то накопленная на сегодняшний день геолого-промысловая информация позволяет предполагать дальнейшую выработку запасов из этой части залежи осуществлять на естественном режиме. При получении положительного опыта использовать эту технологию и в других скважинах, эксплуатирующих упинско-малевские пласты. В итоге осуществление этих мероприятий позволит достичь плотности сетки скважин на залежи нефти Сарапалинского поднятия менее 11 га/скв, а с учетом предполагаемых боковых зарезок в процессе эксплуатации залежи и еще более плотную.

Таким образом, детализация строения залежей нефти, приуроченных к высокоамплитудным структурам, которые содержат на территории Татарстана значительный объем запасов, с помощью геолого-статистических разрезов (ГСР), литолого-петрографических исследований, построения петрофизических зависимостей, промысловых исследований позволяет сделать вывод о гидродинамической разобщенности карбонатных пластов турней-

ского яруса нижнего карбона. Последнее, а также кратное различие пластов по фильтрационно-емкостным свойствам и их режимы требуют изменения системы разработки, в частности организацию площадного заводнения для пластов кизеловско-черепетскиго пласта, и использование технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов верхнего и нижнего турне.

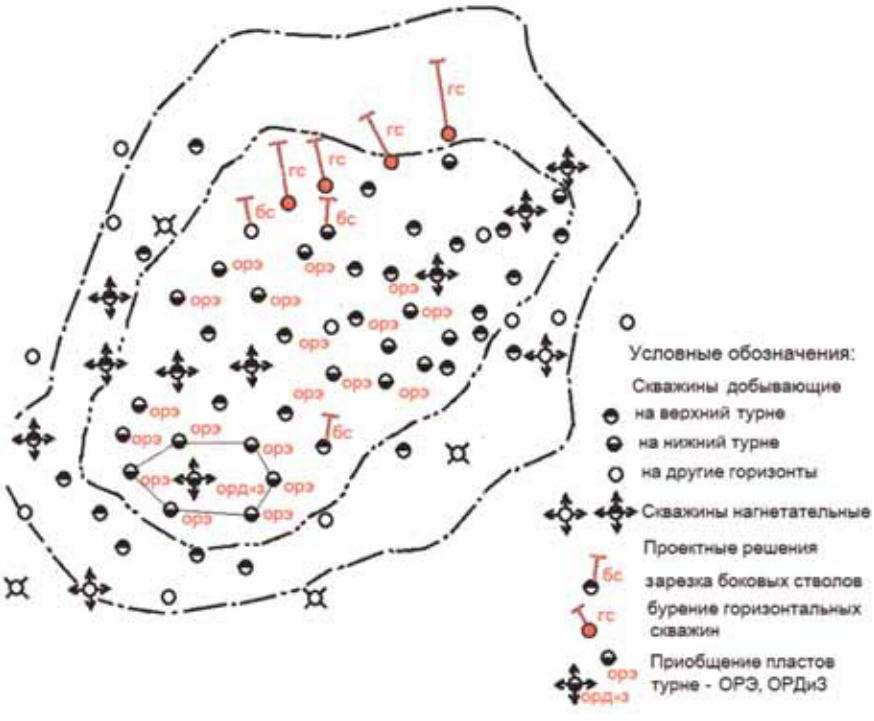


Рис. 3. Сарапалинский участок. Карта мероприятий на залежи нефти турнейского яруса

Литература

1. *Мухаметшин Р.З.* Применение статистических методов для оптимального расчленения и корреляции карбонатных толщ // Нефтегазовая геология и геофизика. – № 6. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – С.25–27.

2. *Мухаметшин Р.З.* Типизация залежей нефти основных продуктивных горизонтов карбонатных отложений Татарии // Проблемы повышения эффективности геолого-разведочных работ в Татарии. – Альметьевск: ПО «Татнефть», 1989. – С.26–27.

3. *Коцюбинский В.Л., Мухаметшин Р.З.* О соотношении коллекторских свойств пород нефтяной и водоносной частей карбонатных резервуаров отдельных месторождений Татарии // Тр. ТатНИПИнефть. – Вып.48. – Бугульма, 1981. – С.73–78.

4. *Мухаметшин Р.З.* О влиянии литологического фактора на трещиноватость карбонатных пород // Тр./ТатНИПИнефть. – Вып.44. – Бугульма, 1980. – С.12–15.

5. Исследование процессов фильтрации жидкости в карбонатных коллекторах залежей Ромашкинского нефтяного месторождения / Н.Г.Зайнуллин, А.М.Рудаков, С.С.Сергеев и др. // Тр. ТатНИПИнефть. – Вып.51. – Бугульма, 1982. – С.45–59.

6. Создание эффективных систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах / Р.З. Мухаметшин, Г.Ф. Кандаурова, О.П. Мигович и др. // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 2. – С.37–42.

7. Особенности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода / Р.З.Мухаметшин, Е.Ю.Мочалов, А.М.Гайнаншина, А.Т.Панарин // Геология нефти и газа. – 1992. – № 5. – С.31–35.

8. *Мухаметшин Р.З., Миннуллин Р.Г., Фархуллин Р.Г.* Опыт разработки залежей вязкой нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка): Тр. междунар. научн. конфер. – Казань: ТГЖИ, 1994. – Т.4. – С.1260–1265.

9. *Викторин В.Д., Лыков Н.А.* Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980. – 202 с.

10. Расчеты технологических показателей одновременно-раздельной эксплуатации залежей башкирского яруса с применением геологического и гидродинамического моделирования / Р.Х.Низаев, Р.Г.Рамазанов, Р.Т.Шакирова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7 – С.29–31.

11. Геолого-промысловое обоснование внедрения одновременно-раздельной эксплуатации пластов / Р.С.Хисамов, А.М.Евдокимов, Р.Г.Абдулмазитов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С.46–47.

ОПЫТ ОПОИСКОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ В ВАХШ-КАФИРНИГАНСКОЙ ЗОНЕ ПОДНЯТИЙ ПРИ НАЛИЧИИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ ФАКТОРОВ

Р.Ф. Садртдинов

АО «Газпром зарубежнефтегаз», г. Москва, R.Sadrtdinov@zargaz.ru

В данной работе рассматривается опыт проведения геологоразведочных работ (ГРР) в сложных горно-геологических условиях, при больших глубинах залегания продуктивных горизонтов (свыше 4–6 км), а также высоких пластовых давлениях и температурах – НРНТ (High Pressure and High Temperature). Именно с такими проблемами сталкивается ОАО «Газпром» при проведении ГРР в Республике Таджикистан, где восполнение ресурсной базы углеводородов (УВ) за счет открытия месторождений нефти и газа, расположенных на небольших глубинах, представляется маловероятным по причине их практически полного обнаружения в 70–90-е годы прошлого века [1].

Район проведения ГРР в тектоническом плане приурочен к Афгано-Таджикской впадине (АТВ), современная структура которой обусловлена складчато-глыбовым строением палеозойского фундамента и наличием многочисленных разломов, неоднократно активизировавшихся в неоген-антропогеновое время. В пределах АТВ выделяется ряд крупных положительных и отрицательных элементов, преимущественно субмеридионального простирания: Сурхандарьинская, Вахшская, Кулябская мегасинклинали, Кафирниганская и Обигармская мегаантиклинали. Особняком на севере АТВ располагается Душанбинский прогиб субширотного простирания (рис. 1).

Осадочный чехол АТВ сложен породами мезозоя и кайнозоя. Важную роль играет наличие в разрезе верхнеюрской соленосной толщи, разделяющей осадочный чехол на подсолевые и надсолевые отложения. На большей части АТВ развиты надвиги, с амплитудой горизонтального перемещения в первые десятки километров, структурно разделяющие осадочный чехол впадины на поднадвиговый (автохтон) и наднадвиговый (аллохтон) этажи. Лишь в Душанбинском прогибе такого разделения нет. Поднадвиговый этаж сложен отложениями от нижней юры до неогена, наднадвиговый – представлен только надсолевыми меловыми и кайнозойскими отложениями [2].

Палеоген-меловые отложения аллохтона достаточно хорошо изучены. В отложениях практически не осталось перспективных для поисков объектов, как уже указывалось выше. Сложное тектоническое строение автохтонного блока, большие глубины залегания продуктивных горизонтов и пластовые условия с НРНТ отрицатель-

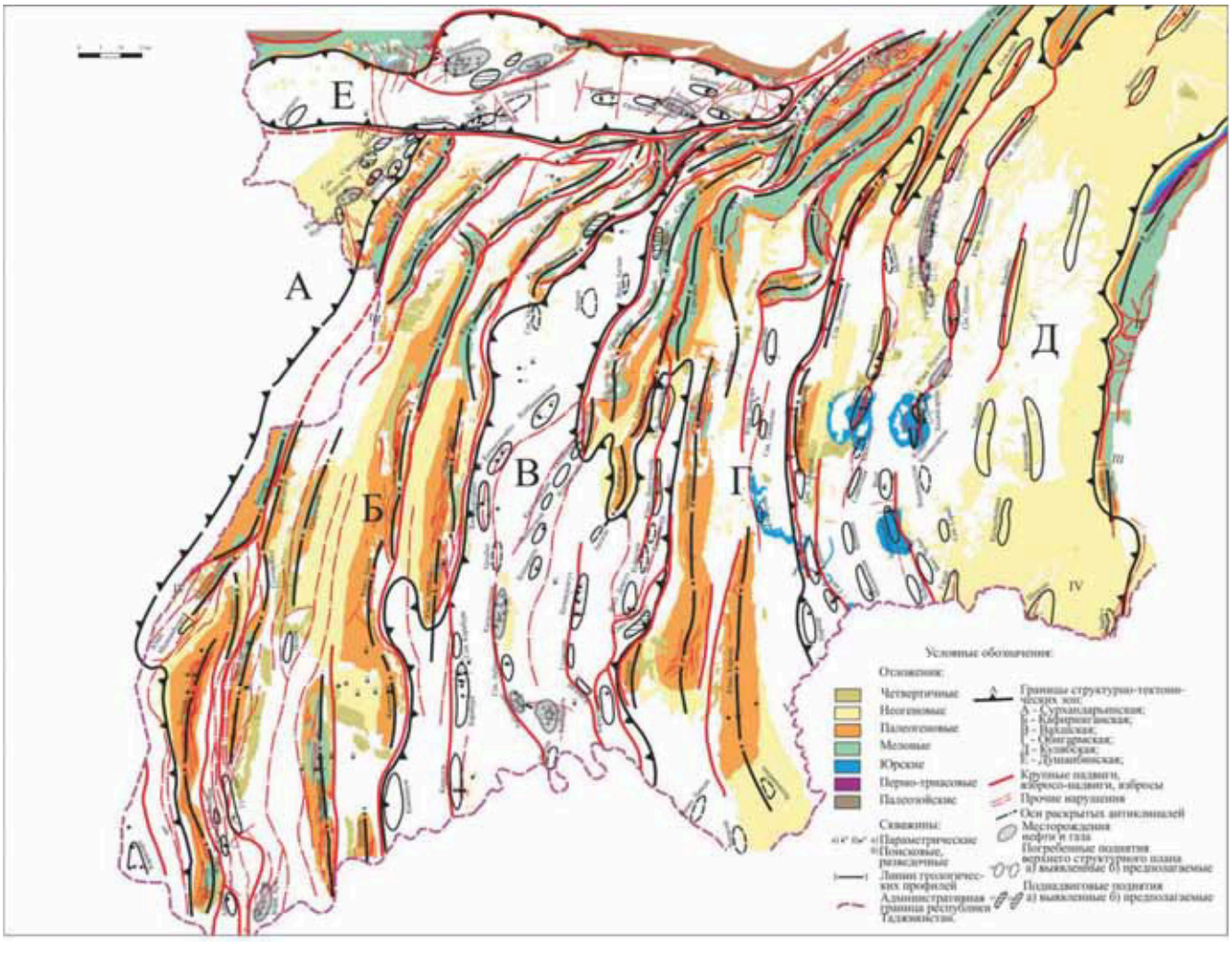


Рис. 1. Тектоническая схема Афгано-Таджикской впадины

но влияют на инвестиционную привлекательность освоения ресурсов УВ этого структурного этажа, однако не снижают его высоких перспектив.

Лицензионные площади ОАО «Газпром» Ренган и Сарикамыш приурочены к северной части Кафирниганской антиклинальной зоны, лицензионная площадь Саргазон – к Обигамской антиклинальной зоне, а лицензионная площадь Западный Шохамбары расположена в западной части Душанбинского прогиба.

Начиная с 2008 года на площадях Ренган, Саргазон и Сарикамыш ОАО «Газпром» выполнен большой объем ГРР. Это позволило получить новую геолого-геофизическую информацию о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности территории. Поскольку на площади Западный Шохамбары работы не проводились, то далее будут рассмотрены результаты, полученные только в Вахш-Кафирниганской зоне поднятий, которая является структурным элементом первого порядка АТВ, в ее состав входят Кафирниганская, Обигармская зоны и разделяющий их Вахшский прогиб.

Лицензионная площадь Ренган в современном тектоническом плане расположена на севере Кафирниганской зоны поднятий АТВ (рис. 2).

Характерной чертой геологического строения северной части Кафирниганского антиклинория является чешуйчатое строение, обусловленное наличием надвигов, которыми сопровождаются все антиклинальные поднятия. Большинство надвигов характеризуются многокилометровыми амплитудами и выполаживанием поверхности смещения с глубиной. Фронтальные части надвигов обычно расположены вдоль подножья хребтов и контролируются резкими переходами эрозионных врезов на склонах хребтов в верхнечетвертичные и современные конусы выноса.

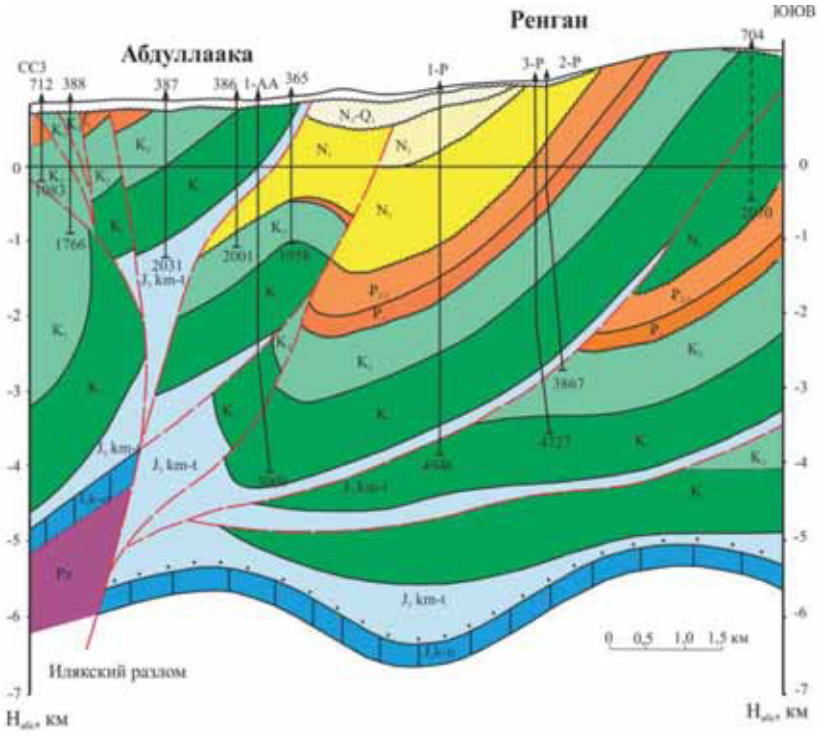


Рис. 2. Площадь Ренган. Геологический профиль по линии скважин 1 Абдуллаака – 3 Ренган

До начала ГРР в 2008 году на площади Ренган не имелось достоверных данных о структуре подсолевых карбонатных отложений верхней юры. Сейсморазведочные работы, проведенные ранее в пределах площади, характеризовались низким качеством, что не позволило составить кондиционные структурные карты по кровле верхнеюрских карбонатов. Составленные ранее структурные построения носили схематичный характер. По старым построениям в пределах площади Ренган выделялось два подсолевых поднятия – Абдуллаака и Ренган. Наиболее крупной структурой являлось поднятие Ренган, расположенное в центральной части площади.

В 2010 году на площади проведены гравиразведочные работы. В результате чего наличие ранее выделяемой структуры Ренган не подтвердилось. По полученным данным, крупная валообразная подсолевая структура северо-восточного простирания расположена в южной части участка, вторая структура намечается на северо-востоке площади работ. Представленная модель строения требует подтверждения сейсморазведочными работами, которые в силу высокогорного рельефа и сложных горно-геологических условий провести невозможно.

Лицензионная площадь Сарикамыш, также как и площадь Ренган, расположена в северной части Кафирниганской антиклинальной зоны (рис. 3).

В 2008–2010 гг. на площади проведены гравиразведочные работы и сейсмораведочные работы 3D. По результатам работ к поисковому бурению была подготовлена по палеогеновым и меловым отложениям поднадвиговая структура Шахринав (отражающие горизонты P1bh, K1al), дополнительно по условно-отражающим горизонтам K2sm-IX и K1al-XI, выделенным внутри меловых отложений автохтонного блока. Ожидаемый характер насыщения карбонатных отложений палеогена – нефть, терригенных пластов нижнего и верхнего мела – газ.

В 2010 году на структуре Шахринав с целью поиска залежей УВ в разрезе палеогеновых и меловых отложений автохтонного блока было начато бурение поисково-оценочной скважины с одноименным названием (проектная глубина скважины 6300 м, проектный горизонт – отложения нижнего мела автохтонного блока).

Конструкция скважины проектировалась с учетом НРНТ (градиент пластового давления в отложениях нижнего мела 0,015 МПа/м, температурный градиент 3,2°/100 м) и возможного содержания в пластовом флюиде

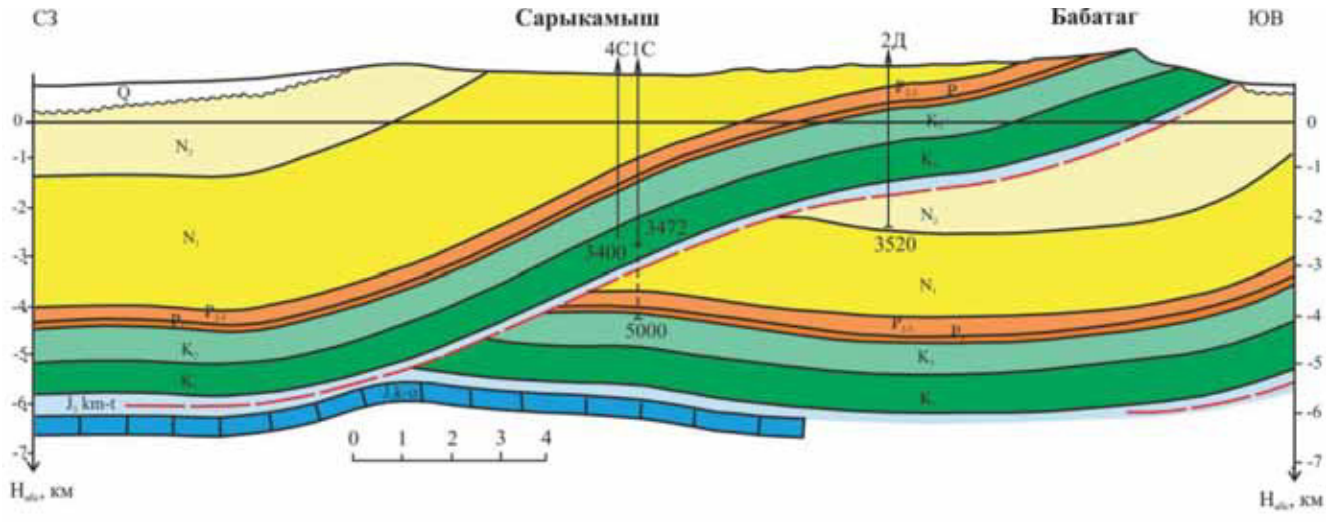


Рис. 3. Площадь Сарикамыш. Геологический профиль по линии скважин 4С-1С-2Д

сероводорода 2–3 % и CO_2 – 1,5 %. Такие условия проводки потребовали специального каротажного и испытательного оборудования, а также особых взрывчатых веществ для проведения вторичного вскрытия пластов. Учитывая сложные горно-геологические и термобарические пластовые условия, с целью обеспечения противофонтанной безопасности и решения поставленных геологических задач, при строительстве скважины применялись технологии геомеханического моделирования и поддержания вертикальности ствола скважины.

При бурении скважины № 1-п Шахринав в обязательном порядке отбирался полноразмерный керн с целью определения физико-коллекторских свойств горных пород и литолого-биостратиграфических характеристик вскрытых продуктивных пластов. Исследование керна, отобранного при бурении скважины № 1-п Шахринав, показало, что фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов как палеогеновых, так и меловых отложений автохтонного блока обладают пониженными фильтрационно-емкостными свойствами [3].

Для определения характера насыщения возможно перспективных интервалов разреза и изучения их добычных характеристик в обсаженном стволе скважины было испытано 6 перспективных объектов. Несмотря на то что промышленных притоков нефти и газа в процессе освоения скважины не получено, в целом результаты бурения и испытания подтвердили нефтегазоносность поднадвиговых отложений лицензионной площади Сарикамыш. По результатам переобработки и переинтерпретации куба сейсмических данных, с учетом данных бурения, ВСП и ГИС, полученных в скважине, а также переинтерпретации данных ГИС, будет построена новая геологическая модель площади Шахринав, которая позволит наметить новую точку бурения в оптимальных условиях.

Площадь Саргазон расположена в пределах Обигармского антиклинория, который характеризуется широким развитием надвигов, формирующих чешуйчатое строение надсолевой части разреза осадочного чехла. Согласно структурным построениям прошлых лет, выполненным на основе единичных профилей, в пределах площади выделялось Саргазонское подсолевое поднятие (юрского заложения??), представляющее собой крупную меридионально вытянутую антиклиналь (рис. 4).

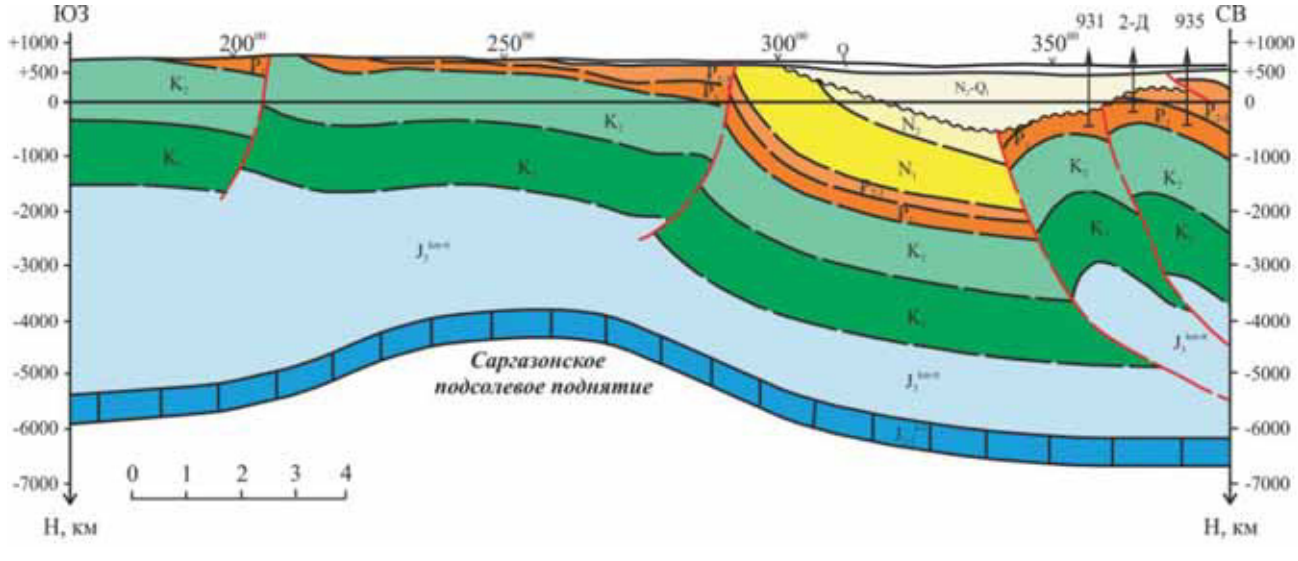


Рис. 4. Площадь Саргазон. Геологический профиль по региональному сейсмическому профилю II-Г

В период с 2008 по 2011 год на площади выполнены гравиразведочные работы, региональные сейсморазведочные работы 2D и сейсморазведочные работы 3D. На основании проведенных геологоразведочных работ выработана и обоснована новая покровная (шарьяжная) модель геологического строения лицензионной площади Саргазон и сопредельной с ней (с запада) территории. Однако полученные результаты не позволяют однозначно судить о строении поднадвиговых отложений. На это, в первую очередь, повлияло сложное геологическое строение площади, где отражающие границы характеризуются крутыми углами наклона и высокой раздробленностью разрывными нарушениями; кроме того, в разрезе распространены мощные отложения солей, что в совокупности приводит к значительному искажению волнового поля. Вместе с тем на качество сейсмического материала повлияли и сложные поверхностные условия. По результатам работ установлено, что минимальные глубины залегания подсолевых карбонатных отложений в пределах рассматриваемой площади могут достигать 8,5–9 км. Бурение на такие глубины, в условиях значительных геологических рисков, является экономически не целесообразным и технически затруднительным.

Коротко резюмируем полученные результаты ГРР в пределах Вахш-Кафирниганской зоны поднятий АТВ:

– установлено, что поднадвиговые отложения имеют более сложное геологическое строение, чем предполагалось ранее, оно характеризуется как сильно дислоцированное блочное;

– выяснено, что пласты-коллекторы палеогеновых и меловых отложений поднадвиговых отложений обладают пониженными фильтрационно-емкостными свойствами;

– определено, что перспективные подсолевые верхнеюрские карбонаты залегают на значительных глубинах (кровля соленосных отложений верхней юры прогнозируется на глубинах в 7000 метров и более);

– подтверждено наличие высоких пластовых давлений и температур в разрезе.

Все эти факторы указывают на то, что выявленные ловушки автохтонного блока характеризуются сложным тектоническим строением, а продуктивные горизонты залегают на больших глубинах, что затрудняет поиск и разведку, а в случае открытия месторождений УВ, запасы нефти, поставленные на баланс, необходимо будет относить к трудноизвлекаемым [4].

Литература

1. *Кариев А.Р.* О геологических предпосылках обнаружения крупных скоплений природного газа в глубокозалегающих горизонтах Таджикской депрессии / А.Р. Кариев, С.С. Саидов // Изв. Ан РТ, Отд.физ.-матем., химич., геологич. и техн. наук. – 2010. – № 2.

2. *Кравченко К.Н.* Тектонические особенности эпигеосинклинальных и эпиплатформенных оргогенных впадин юга СССР в связи с их нефтегазоносностью: материалы Всесоюзного совещания. – Фрунзе: Изд-во «Кыргыстан», 1984.

3. *Садртдинов Р.Ф.* Анализ коллекторских свойств поднадвиговых отложений Кафирниганской мегаантиклинали. Рассохинские чтения: материалы международного семинара. – Ухта, УГТУ, 2015.

4. *Пуртова И.П.* Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России / И.П. Пуртова, А.И. Вариченко, И.В. Шпуров // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6.

СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАЛЛОВ ИЗ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

Д. К. Нукенов

ТОО «KAZ-Waterhanters», г. Актау, nukenov_d@mail.ru

Казахстан уверенно входит в элиту мировых производителей углеводородов. За годы независимости республики уровень добычи нефти вырос почти в 4 раза – с 20 млн тонн в 1994 году до 80 миллионов тонн в 2010-м. В обозримом будущем Казахстан планирует увеличить добычу практически в два раза, в связи с чем активно ведутся работы над увеличением ресурсной базы и объемов добычи нефти. Например, в 2010 году было открыто месторождение нефти на блоке Лиман. Залежь располагается на южном склоне соляного купола Новобогатинска и находится в непосредственной близости от разрабатываемого ПФ «Эмбамунайгаз» нефтяного месторождения Новобогатинское. В мае 2011 года был получен фонтанный поток нефти и газа при испытании первой разведочной скважины в карбонатной толще КТ-2 на месторождении Урихтау (Кабылдин, 2011). Перспективные геологические ресурсы углеводородов на открытой залежи составляют более 200 миллионов тонн. По прогнозам, в 2020 году уровень консолидированной добычи в РК может достигнуть 132 млн тонн в год.

Нехватка топливно-энергетических и сырьевых ресурсов в связи с истощением запасов нефти в основных нефтедобывающих регионах ставит перед геологами актуальную проблему поисков и оценки альтернативных источников углеводородов. Природные битумы (ПБ) и тяжелые высоковязкие нефти, как правило, обогащенные металлами, относятся к нетрадиционным источникам углеводородного сырья. Основной принцип отнесение этой группы нафтидов к нетрадиционным – отсутствие или неразвитость технологий, обеспечивающих их рентабельное освоение. Часть этой группы – тяжелые нефти – учтены в традиционных ресурсах, однако в преобладающем объеме они вместе с битумами являются неучтенным резервом ресурсов углеводородного сырья. Тяжелые нефти интенсивно и успешно осваиваются во всем мире. В США целенаправленное и результативное изучение нетрадиционных источников углеводородов начали вести еще в 1950–1960 гг., а Канада в 2002 г. ввела в мировой реестр запасов 24,1 млрд т синтетической нефти, добываемой в битуминозных песках Атабаски и соседних с нею битумных полях. В России исследованиям долгое время особого внимания не уделялось. В то же время, как считают многие, ученые в том числе специалисты ВНИГРИ [1], главной сырьевой базой поддержания и, возможно, даже наращивания нефтедобычи в России, а также в Казахстане могут стать уже освоенные нефтегазоносные регионы с развитой инфраструктурой и падающей добычей, но с достаточно значительными резервами неосвоенных трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья.

До настоящего времени считалось, что только ванадий и сопутствующий ему никель целесообразно извлекать из нефтесодержащего сырья. Высказано мнение [2], что нефть следует считать потенциальным сырьем на V, если его содержание составляет не менее 120–150 г/т. Это не всегда верно, так как эффективность извлечения V и других микроэлементов (МЭ), помимо их содержания, зависит от многих факторов (масштабов переработки нефти, степени концентрирования и извлечения потенциально ценных элементов в побочные продукты и др.). Предложено много способов извлечения V из нефтей методами коксования, экстракции, выделения V неорганическими и органическими соединениями, сорбции V на органических и неорганических сорбентах, сорбционно-каталитическим, каталитическим, электрохимическим, извлечения из некоторых побочных продуктов нефтепереработки и др. [3, 4].

В процессах, осуществляемых с целью оптимального использования органических веществ нафтидов, на первой стадии, как и для твердых горючих ископаемых, необходимо получить первичные концентраты МЭ, которыми могут быть некоторые побочные продукты нефтепереработки. Подавляющее количество МЭ концентрируется в наиболее высоко-кипящих фракциях нефтей и после их переработки переходит в мазуты, коксы или битумы. Основное количество мазута и значительные объемы нефтяных коксов (обычно с повышенным содержанием серы) применяют в качестве энергетического топлива на электростанциях, например, в США до 30 млн т в год сернистого кокса. Промышленный интерес для получения товарных соединений МЭ, в первую очередь V, представляют, главным образом, золошлаковые отходы сжигания (газификации) мазутов и нефтяных коксов. Вероятно, определенный интерес могут представить также нефтяные коксы с повышенными концентрациями МЭ при их использовании в металлургии, например, для выплавки ферросплавов, содержащие в качестве лигатур некоторые МЭ, которые переходят в них из коксов.

Таким образом, разработка технологий экономически эффективного извлечения МЭ, содержащихся в нефтях (природных битумах, асфальтитах и др.), также основывается на том же главном принципе, что и для твердых горючих ископаемых: реализация в первую очередь процессов энергохимического потенциала их органических веществ с последующим извлечением МЭ, накапливающихся в побочных продуктах этих процессов [5]. Кроме того, после обессоливания нефти заметные количества ряда МЭ, содержащихся в сырой нефти, в том числе некоторых МЭ (Sr, иногда Br, и др.) переходят в отделяемые от нефти водные растворы. Однако к настоящему времени не опубликованы данные, указывающие на целесообразность их извлечения из этих растворов. Вероятно, на некоторых нефтяных месторождениях отделяемые водные растворы могут отличаться высокими концентрациями брома и йода, позволяющими получать эти элементы методами сорбции.

Нефти Бузачинского свода Туранской платформы (Республика Казахстан) являются по всем показателям гипергенно измененными и промышленно ванадиеносными (таблица). Они характеризуются как тяжелые (0,920–

0,940 г/см^3), высокосмолистые (21–24%), сернистые (до 2%), высоковязкие (до 500 мПа·с). Концентрация пятиокиси ванадия в нефтях этой зоны следующие: Каражанбас – 247–383,8 г/т, Северные Бузачи – 247–383 г/т, Большесорское – 203 г/т и Жалгизтюбе – 322 г/т [2].

Таблица

Микроэлементный состав и физико-химические свойства нефтей месторождений Бузачинского свода

Месторождение	№ скв.	Возраст	Глубина, м	Физико-химические свойства		
				плотность, г/см^3	содержание серы, %	смолы + асфальтены, %
С. Бузачи	35	J_3	470	0,940	1,9	24,4
Каражанбас	108	J_2	370	0,920	1,5	20,1
Каражанбас	206	K_1	267	0,920	1,7	21,2

Месторождение	№ скв.	Содержание микроэлементов, г/т						V/Ni
		Fe	V	Ni	Cr	Cu	Mn	
С. Бузачи	35	660	240	29	3,8	2,2	1,3	8,3
Каражанбас	108	450	70	45	2,4	0,8	0,1	1,5
Каражанбас	206	1300	190	130	8,5	0,3	0,5	1,5

К настоящему времени нами разрабатываются новые нетрадиционные технологии выделения ванадиевых соединений из ванадиеносных высоковязких нефтей и нефтяного сырья месторождений Северные Бузачи и Каражанбас [6–9]. Этот метод основан на применении центрифугирования и накопления осадка, содержащего V. В практике центрифугирования применяют два способа разделения жидких неоднородных систем: центробежное фильтрование и центробежное осаждение. При разделении суспензии в центрифугах в роторе под действием центробежной силы происходит фильтрация жидкости через фильтрованную ткань или металлическую сетку с одновременным отложением на последней частиц твердой фазы. Жидкость проходит через сита, затем через отверстия в роторе и выбрасывается в кожух центрифуги, а осадок выгружается либо во время вращения ротора, либо после его полной остановки. При разделении суспензии в осадительных центрифугах твердые частицы, имеющие, как правило, большую плотность, чем жидкий компонент, осаждаются под действием центробежной силы в виде кольцевого слоя. Жидкость отводится из вращающегося ротора путем перелива через борт или с помощью отсосной трубы. Усовершенствованный вариант этих методов приводится в патенте [9]. Способ извлечения V включает несколько этапов. Исходную нефть подвергают резонансно-волновому воздействию путем ультразвуковой обработки и/или низкочастотной кавитации с последующим центрифугированием. Жидкую фракцию после центрифугирования направляют на транспортировку, а шламы с механическими примесями подвергают магнитной сепарации, где происходит разделение на парамагнитную фракцию, содержащую соединения V, и ферромагнитную фракцию, содержащую соединения Fe и Ni. Парамагнитную фракцию прокаливают при температуре 350–500°С и из образующихся зольных остатков извлекают V, а из ферромагнитной фракции – Fe и Ni. Ультразвуковую обработку ведут при частоте 20–35 кГц с помощью акустических излучателей, которые устанавливают в трубопроводе или емкости.

Другой метод промышленной деметаллизации осуществляется смешиванием (до крекинга) сырья с добавками (1–2%) поглотителей A_2O_3; смесь окиси алюминия с окисью магния, с бокситами, сепиолитом, коксом или другими углеродистыми материалами. Выделение металлов из нефти составляет – 90%. Добавки удаляют на электроосадителях.

Многолетнее изучение различных альтернативных источников УВ оставило в качестве реальных только тяжелые нефти, битумы, нефтегазонасыщенные низкопроницаемые коллекторы и газы угленосных отложений (В.П.Якуцени и др., 2009). В Казахстане и в Татарстане (Урало-Поволжье), основные нефтяные месторождения которых вступили в эксплуатацию 40–60 лет тому назад, такими нетрадиционными источниками УВ сырья являются в первую очередь тяжелые, как правило, высоковязкие нефти и природные битумы (ПБ). Основной принцип отнесения этой группы нафтидов к нетрадиционным – отсутствие или неразвитость технологий, обеспечивающих их рентабельное освоение. Часть этой группы – тяжелые нефти, учтены в традиционных ресурсах, однако в преобладающем объеме они вместе с ПБ являются неучтенным резервом ресурсов углеводородного сырья. Тяжелые нефти и ПБ интенсивно и успешно осваиваются во всем мире. В богатых ресурсами нефти и газа России и Казахстане необходимость восполнения запасов горючих полезных ископаемых за счет нетрадиционных источников углеводородов также стала очевидной. В этом плане важным резервом для поддержания нефтедобычи в России становятся уже освоенные нефтегазоносные области с развитой инфраструктурой [1] и в первую очередь в ее европейской части. По данным И.Я.Ященко [10], за счет разработки месторождений тяжелой нефти Россия могла бы получать ежегодно до 25–30 млн т нефти дополнительно. Значительны также ресурсы тяжелой нефти в Казахстане.

При транспортировке УВ сырья по технологическим соображениям тяжелая нефть, содержащая металлы, и легкая нефть смешиваются, что приводит к снижению концентрации ванадия и других металлов. Это обусловливает необходимость отдельной и комплексной переработки промышленно металлоносных нефтей, то есть применения схемы территориального совмещения добычи и переработки при освоении месторождений тяжелых

нефтей и ПБ. Поэтому актуален поиск технологий, обеспечивающих извлечение полезных попутных компонентов тяжелых нефтей и ПБ в ходе их добычи и переработки, разработка на их основе технологических схем комплексного, экономически эффективного освоения этих видов УВ сырья. Таким образом, при освоении нетрадиционных источников УВ сырья возникает необходимость решения как минимум трех основных проблем:

1. Интенсификации добычи нафтидов.
2. Комплексной переработки добытого сырья.
3. Экологичности процессов добычи и переработки.

Таким образом, выбор рациональной технологии переработки нефти и нефтяных остатков является сложной задачей. Выбор оптимальной технологии получения товарных соединений особо ценных МЭ из нафтидов зависит от многих факторов: их исходного содержания, их извлечения и концентрирования в побочных процессах использования органических веществ или золообразующих компонентов (отходов) их переработки, форм соединений МЭ в рассматриваемом побочном продукте, возможности извлечения в товарные продукты нескольких элементов и др. Переработка нефти, отличающейся повышенным содержанием нескольких МЭ (V, Ni, Mo, W, U и др.), осуществляется по специально разработанным технологическим схемам, в которых учитываются технологические особенности каждого элемента.

Важность рассматриваемой проблемы связана еще и с тем, что особым спросом (в зависимости от целей и возможностей нефтепереработки) будут пользоваться как экологически чистые сорта, так и существенно металлоносные нефти для последующего извлечения промышленно важных металлов.

Литература

1.*Белонин М.Д., Шумейкин С.А., Якуцени В.П.* Комплекс мер, стимулирующих разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и падающей добычей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений**.** – 2004. – № 6. – С. 39–46.

2. *Грибков В.В.* Закономерности размещения, формирование, поиски, разведка и освоение промышленно ванадиеносных нефтей: автореф. ... докт. геол.-мин. наук. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – 57 с.

3. *Нукенов Д.Н., Пунанова С.А., Агафонова З.Г.* Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. – М.: Изд-во «ГЕОС», 2001. – 77 с.

4. *Нукенов Д.К., Пунанова С.А.* Металлы в нафтидах и перспективы добычи ванадия в нефтях Бузачинского свода Туранской платформы // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: Научный мир, 2001. – С. 347–353.

5. *Шпирт М.Я., Нукенов Д., Пунанова С.А., Виссалиев М.* Принципы получения соединений ценных металлов из горючих ископаемых // Химия твердого топлива. – 2013. – № 2. – С. 3–14.

6. *Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А., Нукенов Д.К.* «Проблемы доосвоения месторождений нефти ванадиеносных областей: матер. международ. науч.-практ. конфер. Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии». – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – С. 92–96.

7. *Нукенов Д. К.* Извлечение ванадия из промышленно ванадиеносных нефтей с использованием резонансно-волнового воздействия. XX Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России»: Тез. докл. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. – С. 167.

8. *Нукенов Д.К., Бисембаев А., Рахметуллаев А.* Изобретение новых конструкций роторных машин для очистки нефти. Пат. № 20876. Казахстан. 1998.

9. *Нусупбекова Д.А., Нурмамбетов К.Э., Нурмамбетова Д.Э., Нукенов Д.К.* Способ извлечения металлов из высоковязких нефтей. Пат. № 23169. 2010. Республика Казахстан.

10. *Ященко И.Я.* Ресурсы тяжелых нефтей мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 5(23). – С. 47–53.

КАТАЛИТИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ МИНЕРАЛОВ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ НА ТРАНСФОРМАЦИЮ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Я.И.И. Абделсалам[1], С.М. Петров[1], Д.А. Ибрагимова[1], А.В. Вахин[2], И.П. Косачев[3], Г.П. Каюкова[3]

[1]Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань, psergeim@rambler.ru

[2]Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань

[3]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт органической и физической химии имени А. Е. Арбузова» Казанского научного центра РАН, г. Казань

Для эффективного использования дорогостоящих тепловых методов освоения тяжелых углеводородных ресурсов необходимо дальнейшее развитие фундаментальных знаний, до настоящего времени остаются малоизученными вопросы их генезиса, параметры вариаций составов и реологических свойств в зависимости от геохимического состава вмещающих сред. Интересными представляются результаты воздействия углеводородов нефти, образованных в результате различных техногенных воздействия на пласт, на трансформацию самих минералов, составляющих нефтевмещающие породы.

Наиболее изученные и подготовленные к промышленному освоению залежи тяжелых углеводородных ресурсов Татарстана связаны с песчано-глинистыми и песчаниковыми породами шешминского горизонта уфимского яруса [1]. В то же время значительная часть менее изученных и более обширных месторождений тяжелых нефтей и природных битумов связана с карбонатными и карбонатно-терригенными отложениями казанского яруса. Породы карбонатных отложений по литолого-минералогическому составу представлены доломитами, кальцитами с прослойками каолиновых глин и гипсов. Карбонатные породы отличаются низкими начальными пластовыми температурами, малой и средней глубиной залегания, высокой вязкостью флюидов и их низкими газовыми факторами, что существенно снижает эффективность их разработки при прочих одинаковых условиях, по сравнению с терригенными коллекторами. Наиболее широко применяемыми методами добычи тяжелых нефтей и природных битумов являются паротепловые обработки призабойных зон скважин и закачка в пласт теплоносителей, что дает возможность прогреть пласт до температуры 200°С и выше [2].

Исследования направлены на выявления отличительных особенностей превращения углеводородных соединений сверхвязкой нефти и изменений ее реологических свойств в условиях паротепловых методов добычи, обусловленные различным содержанием в них минералов и микропримесей породообразующих коллекторов (табл). В качестве пористых сред исследовали карбонатную породу, состоящую из доломита, кальцита и каолина. О важной роли глинистых минералов в происхождении, преобразовании и миграции углеводородов хорошо известно [1]. В литературе освещаются способы инициирования реакций низкотемпературного окисления нефти в пласте с использованием гомогенных либо гетерогенных катализаторов [3]. От нагнетания в пласт паровоздушной смеси, содержащей наноразмерные катализаторы и органические кислоты, можно ожидать синергетического эффекта в результате сочетания термического, газового и гидродинамического воздействий. Это является важной предпосылкой целесообразности развития исследований в данном направлении. С этой целью в работе использовались водные растворы Al_2O_3 и *NiO* с размерами частиц до $50 \cdot 10^{-9}$ м, сульфаты *Ni* и *Cu*, одно- и многоосновные карбоновые кислоты (табл.). Эксперименты проводили со сверхвязкой нефтью из карбонатных отложений плотностью 0,9857 кг/см^3, вязкостью в пластовых условиях более 10000 мПа•с, с высоким содержанием серы и смолисто-асфальтеновых веществ. Серия экспериментов проводилась в обогреваемом реакторе периодического действия объемом 200 мл при соотношении воздуха к сырью 1:1. Воду от конечного продукта отделяли деэмульгированием по стандартной методике *Bottle-test*. Суспензированные добавки от преобразованной нефти не отделялись.

Присутствие в нефти карбонатной добавки и Al_2O_3 в условиях эксперимента № 1 приводит к снижению в конечном продукте содержания смол, что обусловлено инициированием радикально-цепных реакций распада с последующим протеканием реакций крекинга. В эксперименте № 2 компонентный состав нефти практически остался без изменений. В эксперименте № 4 снижается на 28% отн. содержания в нефти асфальтенов. С увеличением температуры до 360°С в эксперименте № 6 в присутствии карбонатной добавки и карбоновой кислоты происходит увеличение содержания в конечном продукте бензольных смол на 23% отн., главным образом за счет снижения содержания углеводородов. При введении в реакционную смесь к Al_2O_3 оксида *Ni* со снижением давления в опыте в конечном продукте наблюдается заметное снижение концентрации асфальтенов, с увеличением содержания асфальтогеновых кислот, заметно увеличивается выход светлых фракций. В составе бензиновой фракции как в составе исходной нефти, так и в составе продуктов преобразования доминируют циклопентановые и изопреноидные углеводороды. При термической обработке нефти в присутствии каолина и сульфатов *Ni* и

Таблица

Технологические параметры опытов, характеристика полученных продуктов

Состав исходной реакционной смеси	Плотность, при 20°С, кг/см^3	Выход фр., н.к.-200°С, % мас.	*Компонентный состав, мас. %				
			УВ масел	Смолы I	Смолы II	Асфальт. кислоты	Асфальтены
Исходная нефть							
Нефть	0,9857	9,8	57,93	19,76	11,22	4,63	6,46
Продукт опыта 1 (375°С, 13,5 МПа, нефть : вода (2:1), карбонат 2,4%, Al_2O_3 2,3% на нефть)							
1. Нефть, вода, карбонат, Al_2O_3	0.9478	14,6	59,86	16,28	10,49	6,5	6,87
Продукт опыта 2 (350°С, 1,0 МПа, нефть : вода (3:1), карбонат 5,0% на нефть)							
2. Нефть, вода, карбонат	0.9641	9,2	56,26	18,22	12,15	7,29	6,07
Продукт опыта 3 (350°С, 7,8 МПа, нефть : вода (2:1), каолин 2,5%, $NiSO_4$: $CuSO_4$ (4:1) 2,5% на нефть)							
3. Нефть, вода, каолин, $NiSO_4$, $CuSO_4$	0.94997	12,5	61,41	17,42	10,97	4,14	6,06
Продукт опыта 4 (290°С, 1,4 МПа, нефть : вода (3:1), карбонат 2,5%, Al_2O_3 2,5% на нефть)							
4. Нефть, вода, карбонат, Al_2O_3	0.97216	8,4	55,00	23,09	12,81	4,41	4,69
Продукт опыта 5 (350°С, 7,8 МПа, нефть : вода (2:1), Al_2O_3 2,5%, NiO 0,5% на нефть)							
5. Нефть, вода, Al_2O_3, NiO	0.93122	13,2	56,66	19,92	11,64	7,15	4,63
Продукт опыта 6 (360°С, 1,4 МПа, нефть : вода (4:1), карбонат 7,0%, $C_6H_8O_7$ 14,8% на нефть)							
6. Нефть, вода, карбонат, $C_6H_8O_7$	0.91137		53,87	24,31	10,04	4,97	6,81
Продукт опыта 7 (360°С, 1,2 МПа, нефть : вода (4:1), каолин 7,0%, $C_6H_8O_7$ 14,8% на нефть)							
7. Нефть, вода, каолин, $C_2H_4O_2$	0.95287	12,4	62,15	19,31	9,18	3,43	5,92

* Компонентный состав отбензиненных образцов тяжелых нефтей, кипящих выше 200°С

Си при 350°С и давлении 7,8 МПа в составе конечного продукта снижается количество смолисто-асфальтеновых веществ увеличивается содержание масел. Ведение эксперимента с каолиновой глиной в восстановительной среде в эксперименте № 7 приводит к снижению смол спирто-бензольных (смолы II), «чистых» асфальтенов и асфальтогеновых кислот с увеличением количества масел на 7,4 % отн. Так же увеличивается объем бензиновой и дизельной фракции до 42%; вместе с этим в составе *н*-алканов заметно растет доля высокомолекулярных гомологов с числом атомов углерода более 21, что говорит о повышенном содержании твердых парафинов в полученном образце.

Хроматограммы конечных продуктов экспериментов отличаются от таковой для начальной нефти более равномерным распределением *н*-алканов с увеличенным выходом низкомолекулярных гомологов состава C_{14}–C_{18}, с небольшим проявлением бимодальности, ярко выраженной в исходном образце, что может быть вызвано отрывом алифатических цепочек асфальтенов и крекингом изопреноидных структур нефти. В жидких продуктах экспериментов с Al_2O_3 в опытах *1* и *5* практически отсутствуют *н*-алканы состава C_{30}–C_{38}. Специфической характеристикой распределения *н*-алканов, широко используемой в органической геохимии, являются коэффициенты нечетности ($НЧ/Ч_1$ и $НЧ/Ч_2$), отношение изопреноидных алканов (*Pr/Ph*), а также отношение изопреноидных алканов к *н*-алканам (*Квн* и *Ki*).

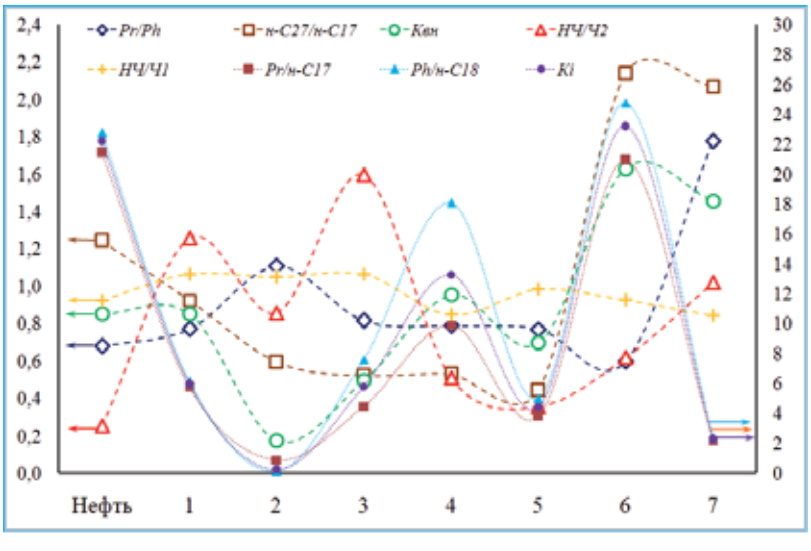


Рис. 1. Хроматографические показатели углеводородного состава нефти и продуктов опытов 1-7:
$НЧ/Ч_1 = Σн\text{-}(C_{15} – C_{33})/Σн\text{-}(C_{16} – C_{34})$ и $НЧ/Ч_2 = 2н\text{-}C_{20}/н\text{-}(C_{28} + C_{30})$
$Pr/Ph = C_{19}/C_{20}$, $Квн = Σн\text{-}(C_{27} – C_{31})/Σн\text{-}(C_{15} – C_{19})$, $Ki = Pr + Ph\ /н\text{-}C_{17} + н\text{-}C_{18}$

Конечные продукты экспериментов имеют довольно близкие значения коэффициента нечетности $НЧ/Ч_1$ по сравнению с исходной нефтью. Повышение показателя *Квн* в продуктах опытов *6* и *7* отражает

увеличение доли в их составе высокомолекулярных *н*-алканов состава C_{27}–C_{31}, обратная картина наблюдается в конечном продукте эксперимента № 2, характеризующегося низким значением *Квн,* указывающего на высокое содержание низкомолекулярных *н*-алканов состава C_{15}–C_{19}. Для оценки степени деструкции исходной нефти наиболее подходящим является коэффициент изопреноидности *Ki*, характеризующий изменение концентрации основных изопреноидных алканов *Pr* и *Ph*, выкипающих в области температур кипения дизельной фракции, что и алканы состава *н*-C_{17} и *н*-C_{18}. С химической точки зрения информативность данного показателя базируется на известных закономерностях в скоростях распада алканов нормального и изопреноидного строения, в результате чего численные значения указанного соотношения с увеличением степени преобразованности уменьшаются [1]. За исключением продукта эксперимента № 6, наблюдается значительное снижение данного показателя, что свидетельствует об уменьшении относительного содержания изопреноидных алканов, кроме того увеличивается доля высокомолекулярных *н*-алканов.

Анализ результатов спектроскопических исследований продуктов акватермолиза сверхвязкой нефти (рис. 2) показал, что для конечных продуктов процесса характерны низкие значения разветвленности, что обусловлено, по-видимому, протеканием реакций с разрывом связей *С–С* третичных атомов углерода в изопреноидных структурах и отрывом периферийных заместителей в поликонденсированных ароматических структурах. Аналогично снижается и показатель парафинистости, что может свидетельствовать также о протекании реакций крекинга парафиновых высокомолекулярных углеводородов с накоплением в конечных продуктах их низкомолекулярных гомологов. Снижается показатель осерненности во всех продуктах по сравнению с исходной нефтью, что указывает на разложение сернистых соединений с образованием сероводорода.

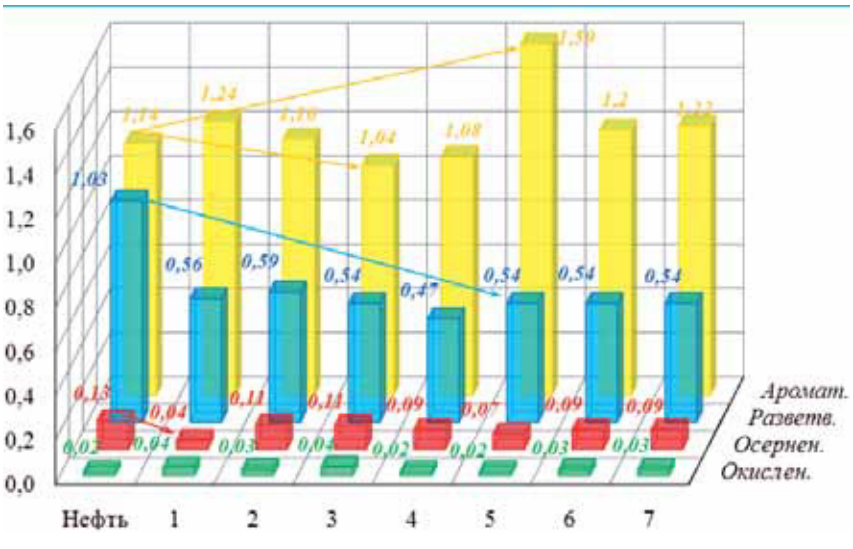


Рис. 2. Спектральные коэффициенты нефти и продуктов опытов

Наиболее интересные изменения в структурно-групповом составе наблюдаются в эксперименте № 4: содержание ароматических структур снижается на 5% (рис. 2), что согласуется с данными компонентного анализа, а именно, снижением содержания асфальтенов при увеличении содержания смол (табл.). Более существенное увеличение ароматичности наблюдается в присутствии только карбонатной добавки в условиях эксперимента № 2, о чем свидетельствует значительное возрастание спектрального показателя C_1. Анализ закономерностей изменения структурно-группового и компонентного составов полученных нефтей свидетельствует о низкой каталитической активности карбонатной добавки в термодеструктивных реакциях акватермолиза.

Существенно снижается вязкость преобразованной нефти в ходе эксперимента № 1. Высокая вязкость нефти вызвана наличием в ней нативных асфальтенов «рыхлой» структуры, снижение же вязкости в экспериментах может объясняться термодеструктивным распадом их боковых алифатических структур с образованием более компактных вторичных асфальтенов меньшей молекулярной массой. Снижение вязкости продукта эксперимента *2* может свидетельствовать об образовании нефтяной дисперсной системы с более компактной, по сравнению с исходной нефтью, надмолекулярной структурой, что создает меньшее сопротивление при движении жидкости. Продукт эксперимента № 4 характеризуется

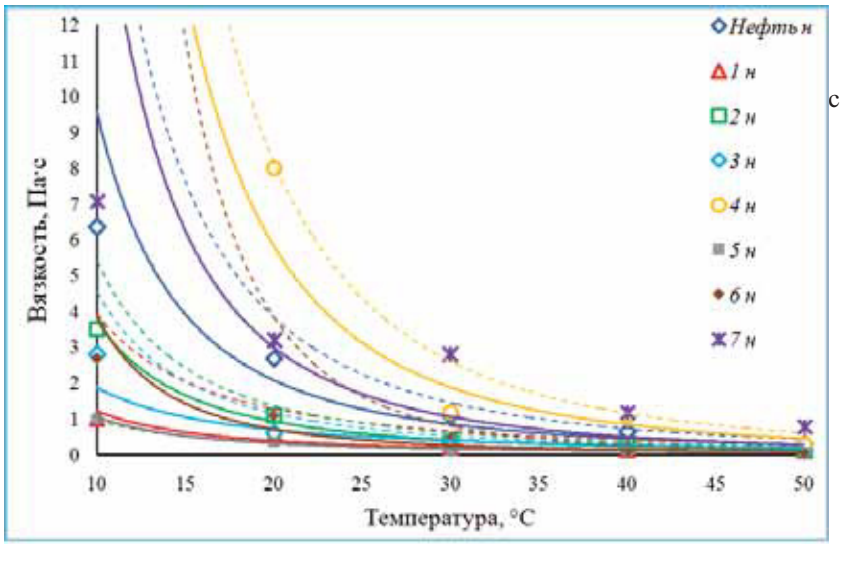


Рис. 3. Вязкость ньютоновского течения исходной нефти и продуктов опытов (*пунктирная линия – структурная вязкость)*

повышенной вязкостью как структурной, так и в области ньютоновского течения, большим напряжением сдвига, особенно при низких температурах, что можно объяснить накоплением смол в конечном продукте в результате реакций окисления, вследствие чего усиливаются межмолекулярные взаимодействия с образованием более крупных по сравнению с исходной нефтью гидродинамических частиц. Наименьшей структурной вязкостью отличается продукт эксперимента № 6, однако его ньютоновская вязкость выше, чем у исходной нефти.

В результате паротеплового воздействия на тяжелую смолистую нефть в пористой карбонатной среде в присутствии Al_2O_3 происходит деструкция смолисто-асфальтеновых веществ, которая приводит к формированию новых органических соединений и способствует росту подвижности органического вещества, повышению процента нефтеизвлечения из карбонатных пород и улучшению качества тяжелых нефтей, что имеет важное практическое значение. Однако с дальнейшим увеличением температуры и давления значительно возрастает интенсивность реакций поликонденсации углеводородов нефти с образованием углистых веществ, кольматирующих поровое пространство. Установленные закономерности по преобразованию тяжелой высоковязкой нефти в присутствии естественных минеральных добавок, входящих в состав нефтевмещающих пород, ведут к повышению эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии.

Литература

1. *Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В.* Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. – М.: Изд-во ГЕОС, 2014. – 343 с.

2. *Петров С.М., Абделсалам Я.И., Вахин А.В., Байбекова Л.Р., Каюкова Г.П., Коралин Э.А.* Исследование реологических свойств продуктов термической обработки битуминозной нефти в присутствии породообразующих минералов // Химия и технология топлив и масел. – 2015. – № 1. – С. 80–83.

3. *Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Петров С.М., Рамазанова А.И., Мусин Р.З., Морозов В.И.* Конверсия сверхтяжелой ашальчинской нефти в гидротермально-каталитической системе // Нефтехимия. – 2015. – № 1. – С. 110–118.

НАДВИГОВЫЕ ДВИЖЕНИЯ И ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ДОМАНИКОВЫХ ФОРМАЦИЙ (ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ И ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Я.Г.Аухатов

ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ, г.Казань, yan-89178823520@yandex.ru

Для геологов, изучающих тектонику нефтяных месторождений Волго-Уральской области и Западной Сибири, одним из принципиальных вопросов является концепция о широком развитии и важной структурообразующей роли надвиговых дислокаций. Научно-практическими экспериментами при детальных нефтеразведочных работах на разрабатываемых месторождениях установлены новые особенности строения надвигов-сместителей, условий достоверности прямых признаков их практических доказательств, их пространственного положения во фронтальных частях крупных шарьяжей. Выявлена унаследованность развития аллохтонов, возобновления движений по надвиговым поверхностям древнего заложения.

Возрастающие сложности обеспечения стабилизации нефтедобычи адекватным приростом запасов [1] резко повышают «роль новых геологических идей в развитии «старых» нефтедобывающих районов в первой четверти XXI в.».

Сокращение запасов традиционной нефти вынуждает обращать все большее внимание на альтернативные источники углеводородов. Одним из таких источников, наряду с тяжелой нефтью и природными битумами, являются доманиковые отложения. Нефтеносность в доманиковых отложениях в основном связана с трещиноватыми коллекторами, и поэтому прогнозирование зон разуплотнения является актуальным.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольная доманиковая формация Волго-Уральской области сложена толщей переслаивания темно-серых, темно-коричневых и черных тонкоплитчатых, в различной степени битуминозных и окремненных сланцев, мергелей, аргиллитов и карбонатов. Отличительными чертами, или признаками, этой формации является темная окраска за счет органических веществ, сильная глинистость, а также ряд других, указывающих на принадлежность пород к относительно глубоководным, аноксидным образованиям доманиковой фации.

По мнению О.М.Мкртчяна и др. [2], в группе осадочных формаций доманикового типа целесообразно выделять специфические в литолого-геохимическом отношении комплексы пород, сочетающие следующие признаки:

– аномальное увеличение содержания рассеянного органического вещества преимущественно сапропелевого типа, высокую степень его битуминизации и обогащенность углеродом,

– тонкодисперсный характер терригенной минеральной части, повышенная кремнистость,

– относительно высокое содержание в биоценозах планктонных форм,

– меньшую мощность, в сравнении с залегающими по латерали их возрастными анологами, пород карбонатно-биогермного и терригенного, более грубозернистого состава, указывающая на некомпенсированные условия осадконакопления.

Верхнеюрская баженовская формация в Западной Сибири сложена буровато-черными битуминозными (С орг 10–13% участками до 20% массы породы), окремнелыми и пиритизированными аргиллитами. Карбонатное вещество представлено в основном в тонкорассеянном состоянии или присутствует в виде прослоев органогенных пород (ракушняков). Прослои и линзы кремнистого материала представляют собой скопления радиоляритов. Среднее содержание кремнезема составляет 10-15%, а иногда доходит до 29,5%.

Доманикоидные формации нефтеносны во многих регионах мира. Несмотря на большой объем исследований, выполненных по этому вопросу, прогноз коллекторских зон по прежнему представляет значительные трудности. Прогноз возможных коллекторов в доманикоидной формации Волго-Уральской области и в баженитах Западной Сибири многими исследователями проводится уже несколько десятилетий. Образование трещиноватости в глинах баженовской свиты исследователи объясняют по-разному: М.Ф. Свищев – расслоением глин в результате повышения порового давления при нефтегазообразовании, Ф.Г. Гурари и И.Ф. Гурари – образованием микросланцеватости при миграции УВ, В.П. Сонич и Л.Г. Судай – тектоническими напряжениями в породах, В.М. Добрынин – уплотнением при снижении пластового давления недоуплотненных и обезвоженных глинистых пород, Т.В. Дорофеев, Б.А. Лебедев и Г.В. Петрова породы-коллекторы баженовской свиты относят к трещинно-поровому типу, а пористость – пустотам, образовавшимся в результате постседиментационных преобразований породы. Согласно представлениям М.А. Камалетдинова, Ю.В. Казанцева и Т.Т. Казанцевой [3], образование трещин и нефтегазообразование происходили во время скольжения жестких массивов пород (песчаников) по пластичным тонкослоистым породам (аргиллитам, доманикоидам). А.А.Трофимук и Ю.Н.Карогодин [4] горизонтальную трещиноватость баженовской свиты связывали с неравномерными латеральными напряжениями. При горизонтальных движениях жестких пластин между ними образуются зоны тектонического дробления в результате гидроразрыва, способные служить резервуарами для углеводородов или путями их миграции.

Во время гидроразрыва по горизонтальным трещинам происходили движение флюидов, привнос агрессивных компонентов и вынос растворенных веществ, и в конечном итоге трещины образовали стиллолитовые швы. Когда флюиды мигрировали по субвертикальным трещинам в песчано-алевролитовых карбонатизированных породах с линзочками битуминозного аргиллита формировались текстуры галунного типа, названные нами «елочными». Особенностью деформации во время формирования рассмотренных текстур являются стрессовые условия сжатия во время надвиговых движений. Проявление надвиговых движений в осадочном чехле тесно связано с движениями фундамента и составляет единый флюидодинамическимй процесс. Механическая энергия переходит в тепловую и поэтому в зонах «аномальных разрезов» наблюдается повышение температур по сравнению с фоновыми.

В результате надвиговых движений происходили интенсивная деформация пород баженовской свиты и формирование «аномальных разрезов». Название «аномальные разрезы» (АР) баженовской свиты получили такие разрезы, в которых битуминозные аргиллиты расслоены песчаниками, алевролитами и небитуминозными аргиллитами, сопровождающиеся при этом увеличением общей мощности (до 60–80 м по сравнению с мощностью обычных разрезов 20–30 м). На Тевлинско-Русскинском месторождений АР были впервые выделены и описаны нами в ходе эксплуатационного бурения [5].

М.А.Камалетдинов, Ю.В.Казанцев, Т.Т.Казанцева [3] в Волго-Уральской области выделили несколько регионально прослеживающихся глинистых горизонтов, по которым осуществлялось латеральное тектоническое скольжение вышележащих толщ. Главнейшими из них является кыновский и семилуковский горизонты франского яруса, задонско-елецкие слои фаменского яруса верхнего девона, которые можно отнести к доманиковым отложениям. Именно в кыновских отложениях, в пределах Волго-Уральской области, выделены «аномальные разрезы». Зона развития «аномальных разрезов» кыновского горизонта отличается увеличением температуры по сравнению с фоновым, сейсмической активностью и срезанием обсадных эксплуатационных колонн [6].

При бурении доманиковой формации установлены многочисленные нефтепроявления и, кроме того, выявлен ряд залежей различного значения. Как показал Мкртчян О.М. и другие [2] залежи нефти, преимущественно мелкие и малодебитные, выявлены в ряде прогибов Камско-Кинельской системе прогибов. Так, в трещиноватых фаменских известняках Добрянско-Вишерского прогиба установлена небольшая малопродуктивная Исаневская залежь. С мендымскими отложениями Сылвенского прогиба связана Сретенская залежь, возможно, литологического типа. Слабые притоки нефти получены также из трещиноватых разностей фаменских известняков на Искорской площади, из верхнефранских и турнейских отложений на Всеволодо-Вильвенской площади, из турнейских на Яборовской, Остяцкой и других площадях. В пределах Муханово-Ероховского прогиба притоки получены в основном из скважин, расположенных на тектонических флексурных валах надвигового происхождения. На Селитьбенской, Долматовской, Подгорненской, Коханской, Дмитриевской, Борской и дугих площадях были притоки и верхнефранско-фаменских отложений, на Жигулевской и Твердиловской – из кизеловских. Несколько залежей открыто в пределах Актаныш-Чишминского прогиба. Наиболее значительные из них связаны с взбросо-надвиговыми складками кинзебулатовского типа, характерными для Предуральского прогиба.

Нефтеносность доманиковой формации тесно связана с коллекторами трещиноватого типа, формирование которых, по мнению автора, связано с гидроразрывами во время надвиговых движений. Современные методы получения сланцевой нефти предполагают бурение горизонтальных скважин с последующими множественными гидроразрывами пласта. Часто необходимо проводить термический или химический разогрев пласта.

Поэтому вопросы испытания и разработки доманиковых отложений требуют использования технологии для трещиноватых коллекторов. Во время испытания необходимо подобрать такую депрессию на пласт, чтоб тре-

щины не сомкнулись. Несмотря на отработанность этого вопроса, во время испытания возникают определенные трудности по согласованию проведения на разных депрессиях, что связано с осложнением ствола скважины (опыт проведенных испытаний на «аномальных разрезах» баженовской свиты, трещиноватые коллекторы Бухаровского месторождения Сылвенской впадины и т.д.). Испытание доманиковых отложений не всегда выполняются корректно. Для старого фонда скважин можно предложить испытание доманиковых отложений гидроразрывом методом имплозии. Это даст возможность изучить нефтеносность доманиковой формации по площади и разрезу малыми средствами и подготовить участки для бурения горизонтальной скважины с последующим многократным гидроразрывом пласта. Надо отметить, что технология интенсификации производительности скважин характеризуются успешностью от 55 до 85%, однако, из 29 методов, проанализированных с экономической точи зрения, оказывается рентабельными только 8 [7]. Наиболее эффективным является метод имплозии гидроразрыва пласта в результате гидравлического удара столба скважинной жидкости.

Разработка месторождений с трещиноватыми коллекторами не должна предусматривать сверхинтенсивный (закритический) отбор флюидов из продуктивного пласта, что приводит к резкому нарушению фильтрационно-емкостных параметров резервуаров. Как правило, большой градиент депрессии на пласт (> 5МПа) и высокие темпы отбора нефти (> 2% от суммарного объема извлекаемых активных запасов) приводят к нарушению сбалансированного режима подпитки фильтрационных каналов (трещин) за счет флюидонасыщенной матрицы [8].

Литература

1. Муслимов Р.Х. Совершенствование геологического изучения недр – основа инноваций и модернизации нефтяной отрасли в энергостратегии Республики Татарстан на период до 2030 г. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С.14–18.

2. Мкртчян О.М., Тихомиров В.И., Трохова А.А., Филина С.И. Формации доманикового типа и их нефтегазоносность // Формационный анализ в нефтяной геологии. – М.: Недра, 1981. – С.40–59.

3. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение складчатости. – М.: «Наука», 1984. – С.77–94.

4. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа. – 1981. – № 4. – С.29–33.

5. Аухатов Я.Г. Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО, четвертая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: «Путиведь». – 2001. – С. 399–401.

6. Аухатов Я.Г. Тектонические условия среза обсадных колонн в нефтегазодобывающих районах // Тезисы докладов 15 Губкинских чтений и перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр. – М., 1999. – С.9.

7. Волков Ю.А., Евлампиев А.В., Кандаурова Г.Ф., Насибуллин И.М. К построению критериев выбора скважин для ОПЗ по промысловым данным // Сб. трудов «Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона // Тр. научно-практ. конф., посященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения». – Казань: Изд-во «Новое Знание», 1998. – С.244–251.

8. Запивалов Я.Г., Аухатов Я.Г. Градиенты депрессии на продуктивный пласт в процессе разработки нефтяных месторождений // Сб. тр. международ. научн.-практ. конф. «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений». – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – С.62–65.

ЗАВОДНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ВОДОЙ С ИЗМЕНЕННЫМ ИОННЫМ СОСТАВОМ: НОВЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.В. Ахметгареев[1], Р.С. Хисамов[2]

[1]Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма, post02@tatnipi.ru

[2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

Заводнение применяют по всему миру уже более 100 лет, однако исследования в этой области продолжают развиваться. При закачке в пласт воды с измененными характеристиками относительно пластовой воды в системе порода–нефть–вода происходят физико-химические процессы, нарушающие равновесное состояние, в котором данная система пребывала продолжительное время. Закачка такой воды – очень распространенное явление, при этом происходящие процессы многогранны.

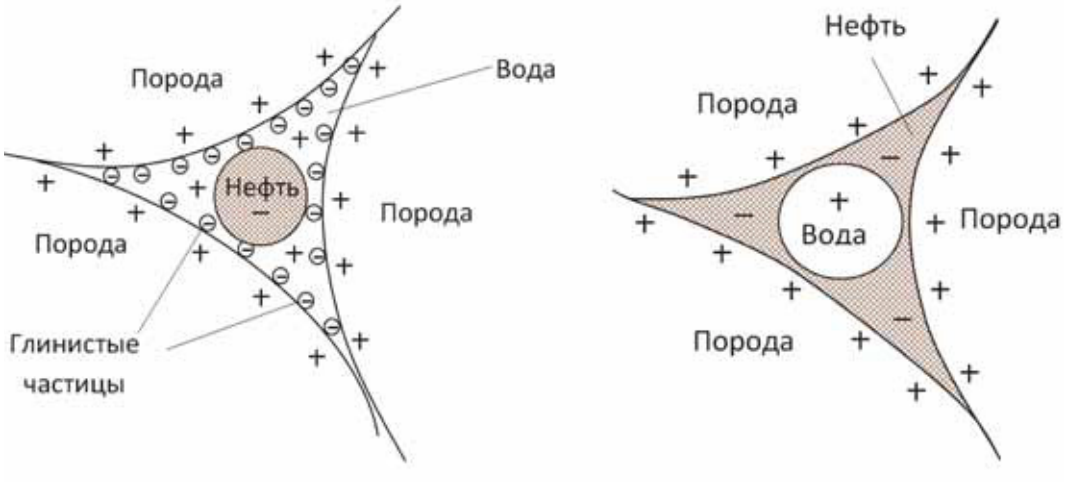
Одним из частных случаев заводнения является закачка низкоминерализованной воды, применение которой при заводнении глиносодержащих пластов нередко приводит к снижению проницаемости и приемистости коллектора. Различная степень влияния солей и кислотности закачиваемой воды на коллектор является достаточно сложным процессом, который нельзя связывать только лишь с набуханием глин. Правильно спроектированное низкоминерализованное заводнение может снизить скорость обводнения продукции скважин, повысить темпы отбора нефти и нефтеотдачу пласта.

Низкоминерализованное заводнение – один из наиболее дешевых и простых методов увеличения нефтеотдачи. С 1990-х годов исследования N. Morrow и ряда других ученых выявили потенциал закачки воды с меньшей минерализацией относительно пластовой воды [1–4]. Лабораторные тесты, проведенные T. Austad и его группой с карбонатными кернами Северного моря, показали изменение смачиваемости в присутствии сульфатов и снижение NaCl. Преимущественно гидрофобные коллекторы становились гидрофильными после закачки морской воды, что повышало нефтеотдачу [5–8]. Значительное количество керновых исследований по заводнению низкоминерализованной водой песчаников описывают выход мелкодисперсных глинистых частиц, забивание части пор пласта и снижение фазовой проницаемости по воде, результатом чего является повышение нефтеизвлечения [9–14]. Заводнение, в случае если минерализация закачиваемой воды отличается от пластовой, по праву можно назвать третичным методом разработки.

Наиболее распространенные нетрадиционные коллекторы в Республике Татарстан – низкопроницаемые пласты и коллекторов с высоковязкой нефтью. Как и традиционные, данные объекты представлены двумя типами пород: карбонатными и терригенными. По сравнению с традиционными коллекторами, в нетрадиционных – состав нагнетаемого агента имеет гораздо большее значение. Так, если рассматривать преимущественно гидрофобный карбонатный трещинно-поровый коллектор со значительно низкой проницаемостью матрицы, то закачка пластовой или сточной воды практически не даст эффекта. При этом проведение гидроразрыва пласта (ГРП) создаст вторичные трещины, но не решит проблему пропитки матрицы. Эффект ГРП окажется кратковременным, если активность аквифера низка. Если взять терригенный коллектор с хорошей проницаемостью, но высоковязкой нефтью, то соотношение подвижностей нефти и воды оказывается выше для воды, нарушающей равновесное состояние частиц в порах, приводящих к повреждению пласта в промытых зонах, при этом нефтеотдача повышается.

Целью работы является представление на примере традиционных коллекторов возможности повышения нефтеотдачи нетрадиционных коллекторов с применением низкоминерализованного заводнения.

Физические основы процесса повышения нефтеотдачи при закачке низкоминерализованной воды в карбонатные и терригенные коллектора заключаются в следующем. В терригенных коллекторах в большинстве случаев присутствуют глинистые частицы. Поверхность пор и пластовая вода в первоначальных условиях заряжены положительно, тогда как глинистые частицы и нефть – отрицательно. Это пример гидрофильных отложений (рис. 1а).



(а) (б)

Рис. 1. Начальное распределение зарядов в системе порода-нефть-вода: гидрофильный коллектор (а), гидрофобный коллектор (б)

На глинистую частицу, находящуюся на поверхности поры, действует ряд сил. Закачка низкоминерализованной или щелочной воды приводит к снижению электростатической силы, в результате чего частица срывается с поверхности и мигрирует до тех пор, пока не будет удержана в поровом канале меньшего размера, чем сама частица. В результате кольматации частицами поровых каналов происходит снижение приемистости нагнетательных скважин. Количество сорвавшихся частиц (их концентрация) в определенной точке пласта увеличивается с повышением доли закачиваемой низкоминерализованной воды в потоке. Ввиду того что срыв частиц возможен только в зонах пласта, куда попадает закачиваемая вода, а в промытых зонах ее объем значительно возрастает, происходит снижение фазовой проницаемости по воде (k_{rw}) при той же фазовой проницаемости по нефти. В результате обводненность добывающих скважин несколько снижается. Закачиваемая вода начинает «обходить» забитую частицами зону, тем самым повышая коэффициент охвата заводнением ($К_{охв}$).

Таким образом, повышение нефтеотдачи низкоминерализованным заводнением в терригенных коллекторах может быть обусловлено как увеличением коэффициента вытеснения ($К_{выт}$), так – и $К_{охв}$.

При закачке воды с отличным от пластовой воды ионным составом в карбонатные коллекторы, либо терригенные, где глины отсутствуют, происходит адсорбция наиболее активных ионов, находящихся в закачиваемой воде, на

поверхность пор коллектора. Установлено, что для меловых и известняковых отложений активными ионами являются Ca^{2+}, Mg^{2+} и SO_4^{2-}. Первоначально поверхность породы $CaCO_3$ и пластовая вода заряжены положительно, нефть – отрицательно, вследствие чего поверхность карбонатов является, в большинстве случаев, преимущественно гидрофобной (рис. 1б). На силу зарядов также влияет кислотное число нефти – чем оно больше, тем скорость и степень пропитки породы водой ниже. Указанные активные ионы, адсорбируясь, уменьшают заряд поверхности, в результате чего происходит изменение смачиваемости коллектора. Содержащиеся в воде неактивные ионы, такие как Na^+, Cl^-, препятствуют адсорбции активных ионов, поэтому следует закачивать воду с минимальным содержанием NaCl.

С увеличением температуры активность адсорбционных процессов повышается. Если пластовые условия месторождений являются низкотемпературными, как, например, в Татарстане, то, согласно исследованиям, увеличив концентрацию сульфата, можно компенсировать более низкую температуру пласта для достижения эффекта изменения смачиваемости.

Таким образом, для преимущественно гидрофобных карбонатных коллекторов, в т.ч. с естественной трещиноватостью, скорость и степень пропитки выше для низкоминерализованной воды, а, следовательно, выше и $К_{выт}$ и $К_{охв}$. При этом под низкоминерализованной понимается в первую очередь вода с меньшим содержанием NaCl, тогда как содержание активных ионов Ca^{2+}, Mg^{2+} и SO_4^{2-} может превалировать.

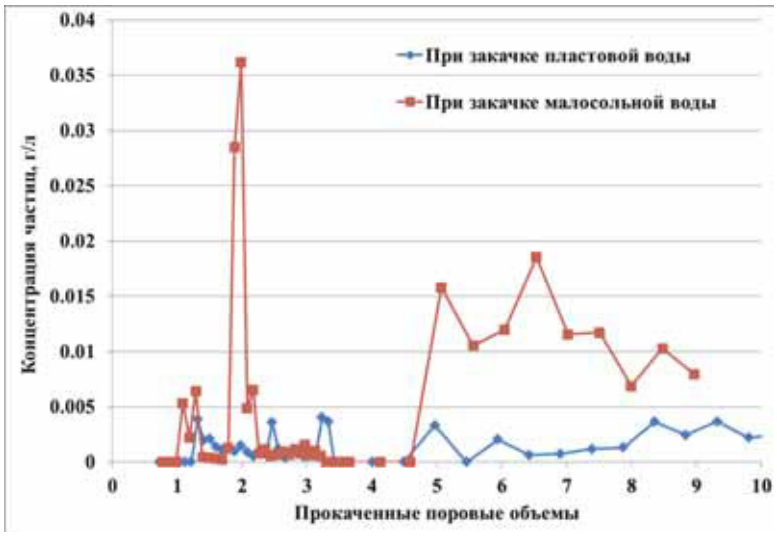
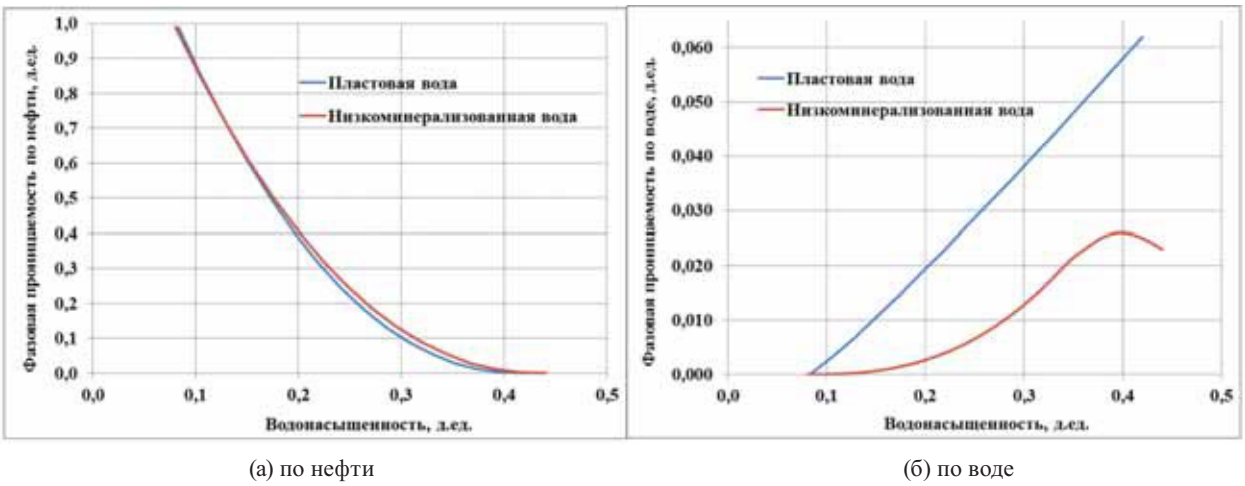


Рис. 2. Выход частиц из образцов керна песчаников Первомайского месторождения при закачке пластовой и низкоминерализованной вод

В работе проведены керновые лабораторные исследования закачки низкоминерализованной воды в песчаники пашийского горизонта Первомайского месторождения. Продуктивный пласт содержит глинистые составляющие (по большей части не набухающие – каолинит, иллит) и характеризуется миграцией мелкодисперсных частиц (рис. 2) и снижением k_{rw} в 2,6 раза (рис. 3) при заводнении низкоминерализованной водой. Прирост $К_{выт}$ составляет 2,5%. Отмечается необычный характер кривой k_{rw} – при значениях водонасыщенности более 0,4 она снижается. Данное явление объясняется повышением концентрации мигрирующих частиц с увеличением водонасыщенности и соответственно большей степенью блокирования поровых каналов.



(а) по нефти (б) по воде

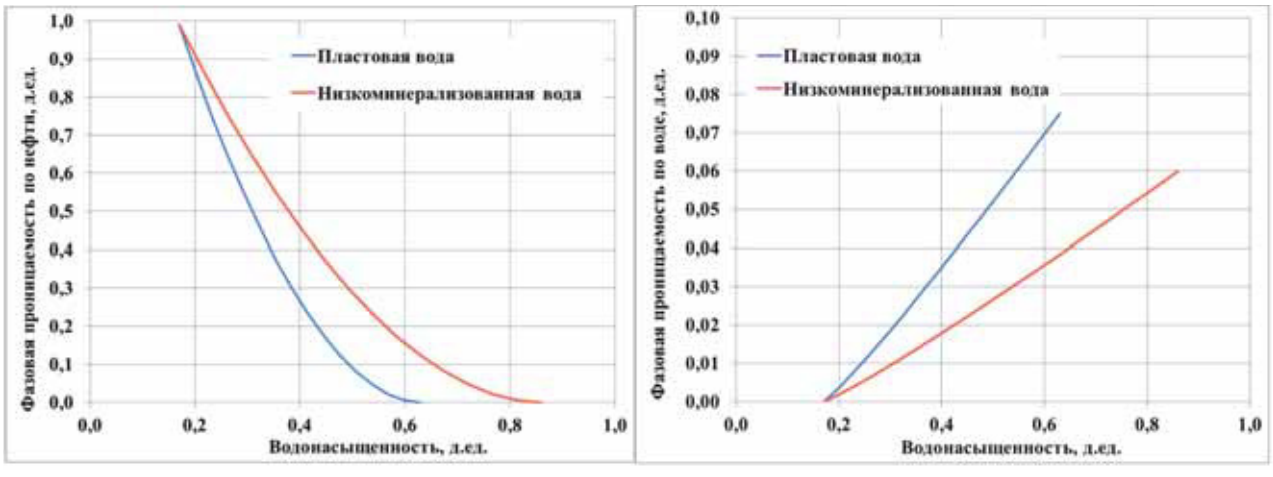
Рис. 3. Зависимости фазовых проницаемостей по результатам лабораторных экспериментов закачки низкоминерализованной воды для песчаников Первомайского месторождения

По полученным фазовым проницаемостям на гидродинамическом симуляторе Tempest фирмы ROXAR были рассчитаны показатели разработки пятиточечных элементов с различной степенью слоистости (вертикальной неоднородности), характерные для Первомайского месторождения. Опция Tracer учитывала зависимость k_{rw} от концентрации низкоминерализованной воды, полученной для лабораторных условий. Моделирование показало возможность прироста нефтеотдачи на 5–11% в зависимости от неоднородности и расчлененности коллектора.

Для карбонатных трещинно-поровых коллекторов башкирского яруса Ромашкинского месторождения так-

же проведены исследования. Лабораторное моделирование низкоминерализованного заводнения на кернах показало снижение остаточной нефтенасыщенности (S_{or}) в 2,6 раза и k_{rw} в 1,25 раза при закачке низкоминерализованной воды (рис. 4). Прирост $К_{выт}$ составил 25%.

По полученным фазовым проницаемостям на гидродинамическом симуляторе Tempest были рассчитаны показатели разработки пятиточечных элементов трехслойной модели с вертикальной неоднородностью по проницаемости, характерной для башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Опция Tracer учитывала изменение S_{or} от концентрации закачиваемой низкоминерализованной воды. Расчеты показали прирост нефтеотдачи на 8–13% при закачке низкоминерализованной воды.



(а) по нефти (б) по воде

Рис. 4. Зависимости фазовых проницаемостей от водонасыщенности по результатам лабораторных экспериментов закачки низкоминерализованной воды для известняков башкирского яруса Ромашкинского месторождения

Выводы

1. Рассмотрены физические основы повышения нефтеотдачи при закачке воды с измененным ионным составом. Для терригенных коллекторов, содержащих глинистые включения, страгивание, миграция частиц и кольматация ими поровых каналов в промытых зонах при закачке низкоминерализованной воды является одним из основных механизмов, приводящих к снижению фазовой проницаемости по воде, уменьшению обводненности и повышению нефтеотдачи. Для карбонатных коллекторов закачка низкоминерализованной воды приводит к гидрофилизации коллектора за счет процессов ионного обмена, снижению остаточной нефтенасыщенности и повышению нефтеотдачи.

2. Проведены лабораторные исследования и получены зависимости фазовых проницаемостей для условий пашийских отложений Первомайского месторождения и башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Для Первомайского месторождения установлено снижение фазовой проницаемости по воде в 2,6 раза, а для Ромашкинского месторождения – снижение остаточной нефтенасыщенности в 2,6 раза и фазовой проницаемости по воде в 1,25 раза.

3. Гидродинамическое моделирование показало, что для пашийского объекта Первомайского месторождения прирост нефтеотдачи может составлять до 5-11%, а для залежи 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения – до 8–13% в зависимости от неоднородности и расчлененности коллекторов.

4. Подход к повышению нефтеотдачи за счет низкоминерализованного заводнения, применяемого для традиционных объектов, может быть адаптирован для нетрадиционных коллекторов.

Литература

1. *Jadhunandan P.* 1990 Effects of brine composition, crude oil and aging conditions on wettability and oil recovery. PhD Thesis, University of Wyoming, Wyoming.

2. *Jadhunandan P, Morrow N.* 1995 Effect of wettability on waterflood recovery for crude oil/brine/rock systems. SPE Reservoir Eval. Eng. 10, 40–46.

3. *Tang G.Q., Morrow NR.* 1999 Salinity, temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding. SPE Reservoir Eng. 12, 269–276.

4. *Tang, G.-Q., Morrow, N.R.* 1999. Influence of brine composition and fines migration on crude/oil/rock interactions and oil recovery. J.Pet.Sci.Eng.24, 99–111.

5. *Austad, T.* 2012. Water Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR-Potential Using «Smart Water» Course material, Muscat April 15th.

6. *RezaeiDoust, A., Puntervold, T. and Austad, T.* 2011. Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/smart water in sandstone. Energy & Fuels, 25: 2151–2162.

7. *Fathi, S.J., Austad, T. and Strand, S.* 2011. Effect of water-extractable carboxylic acids in crude oil on wettability in carbonates. Energy & Fuels, 25: 2587–2592.

8. *Austad, T., Strand, S., Puntervold, T. and Ravari, R.R.* 2008. New method to clean carbonate reservoir cores by seawater. Paper SCA2008-15 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts, 29 Oct – 2 Nov.

9. *Hussain F., Zeinijahromi A., Bedrikovetsky P., Badalyan A., Carageorgos T., CinarAn Y.* 2013. Experimental study of improved oil recovery through fines-assisted waterflooding. Journal of Petroleum Science and Engineering.

10. *Lemon P., Zeinijahromi, A., Bedrikovetsky, P.* 2011. Effects of Injected-Water Salinity on Waterflood Sweep Efficiency Through Induced Fines Migration. Paper SPE-140141 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in The Woodlands, Texas, USA, 11–13 April 2011.

11. *Khilar, K.C. and Fogler, H.S.* 1998. Migration of Fines in Porous Media. Dordrecht, The Netherlands: Theory and Applications of Transport in Porous Media, Kluwer Academic Publishers.

12. *Civan, F.* 2007. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, second edition. Burlington, Massachu¬setts: Gulf Professional Publishing/Elsevier.

13. *Freitas, M. and Sharma, M.* 2001. Detachment of Particles from Surfaces: An AFM Study. J. Colloid Interface Sci. 233 (1): 73–82.

14. *Zeinijahromi A., Lemon P., Bedrikovetsky P.* 2011. Effects of induced fines migration on water cut during waterflooding. Journal of Petroleum Science and Engineering 78 (2011) 609–617.

СТРОЕНИЕ ЭРОЗИОННЫХ ВРЕЗОВ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ НА НОВО-ЕЛХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Н. Ахметов[1], И.З. Чупикова[2]

[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет,e-mail: azatakhmetovn@gmail.com[2] Нефтегазодобывающее управление «Елховнефть»

Региональная нефтеносность терригенных и карбонатных отложений нижнекаменноугольной системы юго-востока Татарстана связана с наличием хороших коллекторов и достаточно выдержанных пород-покрышек. Залежи нефти, приуроченные к этим отложениям, характеризуются сложным геологическим строением и содержат высоковязкую нефть.

Для месторождений рассматриваемого региона базисный объект разработки – пласты терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) – представлен породами-коллекторами, сформировавшимися в прибрежно-морских условиях (нормальный тип разреза) и в долинах палеорек (эрозионный тип). Сложное сочетание их в разрезе затрудняет корреляцию пластов. Насыщенные вязкой (60–270 мПа·с) нефтью пласты, представленные алевропесчаниками, характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Естественно, с геолого-промысловой точки зрения, наибольший интерес представляют участки с повышенными значениями эффективных толщин бобриковских пластов. Причем в большинстве случаев такие увеличенные мощности практически не влияют на общую толщину разреза нижнего карбона, то есть изменение толщины происходит за счет уменьшения его нижней карбонатной части (турнейского яруса). Можно говорить о том, что песчаные тела бобриковского горизонта врезаются в массив карбонатов турнейского яруса. Такие зоны получили название эрозионных врезов. На протяжении ряда лет проблематикой эрозионных врезов занимаются многие российские ученые и исследователи [1-4].

Впервые эрозионный тип разреза терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) в Татарии задокументирован в 1952 г. (В.И. Троепольский – скв.7 Аксубаевская, Мелекесская впадина; А.П.Блудоров – скв. 41 Сулеевская, Южно-Татарский свод) [5]. На территории Татарстана эрозионные врезы получили свое развитие, главным образом на восточном борту Мелекесской впадины, западном склоне Южно-Татарского свода и северной части Ромашкинского нефтяного месторождения.

Пласты группы $БВ_I$ (сверху вниз $БВ_I^3$, $БВ_I^2$, $БВ_I^1$; индексация предложена И.С.Гутманом), образовавшиеся в нормальных условиях прибрежной полосы моря, имеют небольшую толщину (как правило, 1–3 м), пористость 17–22 % и газопроницаемость 0,1–0,4 мкм^2. Для песчаников зоны $БВ_0$ (русловые фации) пористость 23–28% и выше, а проницаемость достигает 1,2–2,0 мкм^2, т.е. выше таковой по пластам $БВ_I$в 3–10 раз [6]. Различие в ФЕС рассматриваемых групп пластов обусловливает различный подход к выработке запасов пластов зоны $БВ_I$ и $БВ_0$.

Объектом изучения является Федотовская площадь Ново-Елховского месторождения. Ново-Елховское месторождение контролируется одноименной структурой II порядка (вал), осложняющей западный склон Южного купола Татарского свода. Акташско-Ново-Елховский вал от центральной части Южного купола отделяется узким (1,5–3,0 км) и сравнительно глубоким (до 50–60 м) Алтунино-Шунакским прогибом (рис. 1).

На большей части Федотовской площади расположен эрозионный врез. В 1982 г. в ПО «Татнефть» была принята схема корреляции и индексации (по И.С.Гутману), в которой вскрытые в рукавообразных зонах и зонах площадного размыва дополнительные терригенные отложения предложено относить к группе $БВ_0$. Из принципа индексации пластов в эрозионных зонах (сверху вниз), следует что число пластов, равно как и их суммарная толщина, зависит в первую очередь от глубины размыва турнейских отложений. Сложное сочетание их в разрезе затрудняет корреляцию пластов.

Принципы правильного и однозначного расчленения нижнекаменноугольной разнофациальной толщи в эрозионных врезах заложены в особенностях ее формирования [2]. Следует отметить, что каждый песчаный пласт зоны BB_0 формируется в начале цикла осадконакопления и приурочен к определенному зональному интервалу. Так, верхний пласт BB_0^1 появляется в разрезе на уровне кровли кизеловского горизонта, пласт BB_0^2 – на уровне черепетского горизонта и т.д.

При сопоставлении разрезов скважин и корреляции пластов важным является также такой фактор, как выдержанность общей толщины пород тульского карбонатно-терригенного комплекса. Толщина терригенных образований по разрезу эрозионного типа ниже пласта BB_1 приблизительно соответствует глубине размыва карбонатных пород. Небольшие отклонения от этой зависимости могут быть связаны с неравномерным уплотнением различных литологических типов пород либо с облеканием положительных и заполнением отрицательных форм палеорельефа.

Следовательно, согласно выделенным ритмам осадконакопления можно выделить до пяти пластов, условно относимых к радаевско-бобриковским образованиям. Условность объясняется этажностью проявления эрозионной деятельности водных потоков. Заполнение эрозионных ниш терригенными породами происходило по трансгрессивной схеме: сначала пески, алевриты, затем более тонкоотмученные осадки. При совпадении в плане осевых зон разновременных эрозионных врезов, выполненных преимущественно песчано-алевритовыми породами, возможно слияние пластов соседних зональных интервалов и образование мощных песчаных тел по типу полициклитов.

Дополнительными коррелятивами в терригенном разрезе могут служить пачки карбонатных пород, угольные и угольно-глинистые пласты. Наличие последних в разрезе указывает на то, что данный пласт, вне всякого сомнения, следует отнести к группе пластов BB_0 (рис. 2).

В результате проведенных исследований Федотовской площади Ново-Елховского месторождения, направленных на детализацию строения базисного эксплуатационного объекта в терригенной толще нижнего карбона, осложненного эрозионным врезом, перед авторами были поставлены новые цели: проведение детальной корреляции пластов ТТНК, уточнение границы эрозионного вреза на основе детальной корреляции. Последняя базируется на рукавообразном характере распространения продуктивных пластов алевропесчаников.

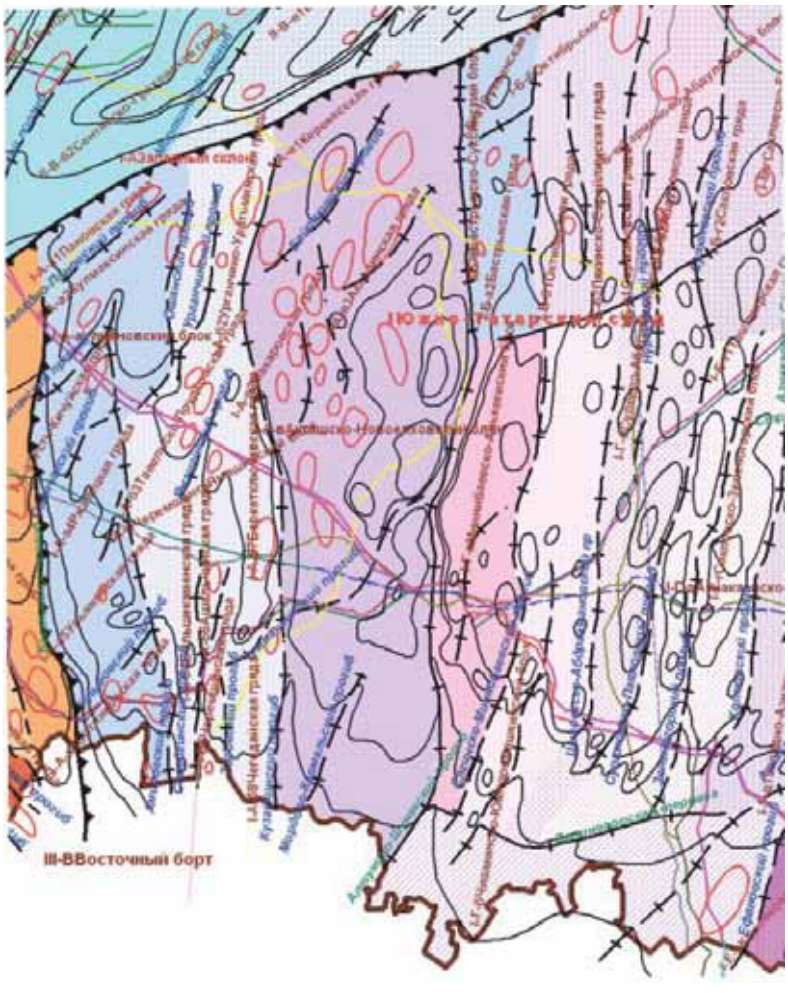


Рис. 1. Выкопировка с тектонической карты РТ

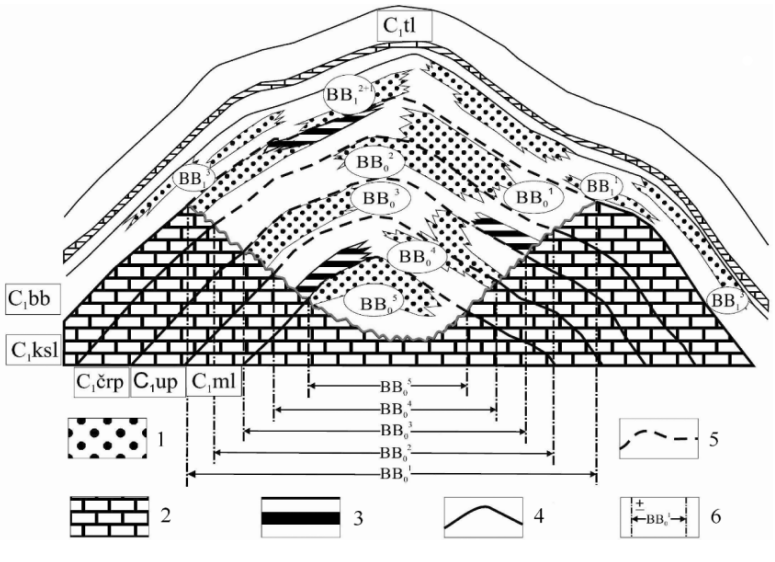


Рис. 2. Схематический геологический профильный разрез продуктивных отложений нижнего карбона с выделением эрозионных пластов:
1 – песчаники; 2 – известняки; 3 – угли и углисто-глинистые сланцы; 4 – границы горизонтов турнейского яруса; 5 – реконструированные во врезе границы горизонтов (пластовых интервалов); 6 – ширина эрозионной зоны на разных отрезках геологического времени

Литература

1. *Гутман И.С., Осипова Г.Э.* Природа повышенных мощностей пластов-коллекторов в зонах эрозионных врезов терригенной толщи нижнего карбона на юго-востоке Татарии // Геология нефти и газа. – 1983. – № 6. – С. 6–12.

2. *Мухаметшин Р.З.*Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. – М.: Геоинформмарк, 2006. – 80 с.

3. *Талипов Р.С., Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Мельников М.Н.* О геометризации площади распространения «врезов» // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 12. – С. 102–107.

4. *Ларочкина И.А.* Нефтеносность частично размытых турнейских пород на территории Татарской АССР // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 5–8.

5. *Васясин Г.И., Напалков В.Н., Кринари Г.А.* О континентальных и лагунных фациях турнейского яруса Татарии // Материалы по геологии востока русской платформы. – Вып.4. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1974. – С. 60-67.

6. *Ахметов А.Н., Делев А.Н., Шарипов Б.Р.* Обоснование одновременно-раздельной эксплуатации на сложнопостроенных месторождениях нефти на основе детальной корреляции // Материалы 51-й Международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»: Геология / Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск, 2013. – С. 91.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В.Г. Базаревская, М.Х. Мусабиров, А.Ф. Яртиев

Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма, bazarevskaya@tatnipi.ru

В структуре мировой нефтедобычи стремительно растет доля нефтяных сланцев. США за короткий период за счет разработки только двух месторождений сланцевой нефти – Баккен и Игл Форд – смогли преодолеть тенденцию падающей добычи. Подобный пример, в условиях ухудшения структуры запасов и остро стоящем вопросе об их воспроизводстве, делает поиск «сланцевой» нефти в Татарстане крайне актуальным.

В результате анализа условий осадконакопления на территории Татарстана установлено, что осадки «доманикового» типа в саргаевское время накапливались в районе Алтунино-Шунакского прогиба и примыкающего к нему частей Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины; в доманиковое (семилукское) и мендымское время – на большей части восточного Татарстана. С началом оформления Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) с позднефранского по турнейское время площади распространения осадков «доманикового» типа сократились до депрессионных зон ККСП.

Нефтематеринские отложения семилукского и мендымского горизонтов – доманикиты – на территории Татарстана в районе ККСП представлены битуминозными глинистыми, глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными и кремнистыми разностями пород, содержащими рассеянное органическое вещество (ОВ) сапропелевого типа (Сорг = 5–20 %). Доманиковые отложения формировались в недокомпенсированной осадками впадине, когда скорости тектонического опускания превышали темп осадкообразования. Высокое содержание ОВ связано с обогащением вод впадины зоопланктоном.

Накопление отложений семилукского и мендымского горизонтов Волго-Уральского региона осуществлялось в условиях тектонической и вулканической активизации региона. При этом повышенные содержания углекислоты, метана, железа и других продуктов вулканической деятельности сначала приводят к всплеску биологической жизни, а затем к быстрому массовому вымиранию, что и провоцирует появлению толщ обогащенных ОВ. В последующее верхнедевонско-турнейское время размеры семилукской впадины постепенно сократились до относительно узких прогибов Камско-Кинельской системы, с сохранением особенных условий осадконакопления, что привело к формированию здесь доманикоидов – возрастного аналога доманикитов. Основные фильтрационно-емкостные характеристики сланцевых объектов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Фильтрационно-емкостные характеристики доманикитов и доманикоидов

Ярус, надгоризонт, горизонт	Глубина, м			Пористость средняя, %			Проницаемость средняя, мД		
	средняя	от	до	по прослоям	по пласту	по эфф. н/н части	по прослоям	по пласту	по эфф. н/н части
Турнейский	1164	1021	1450	6,4	8,5	11,3	2,0	6,3	16
Заволжский	1312	1058	1543	2,6	4,3	9,3	0,62	5,3	24,1
Данково-лебедянский, елецкий	1466	1275	1642	2,7	2,8	12,3	0,16	0,18	-
Речицкий (мендымский)	1615	1450	1676	2,3	-	9	0,23	6	-
Семилукский (доманиковый)	1650	1505	1692	-	2,25	-	-	5,84	-

Необходимо отметить, что определение коэффициентов пористости и проницаемости по керну проведено только на открытых месторождениях, где из пластов-коллекторов получены притоки нефти. В целом толща доманиковых и доманикоидных фаций не охарактеризована керном в полном объеме. Лабораторные исследования физико-химических свойств пород проводились в небольшом количестве. Получены оценочные результаты общей химической растворимости некоторых коллекторов изучаемых доманиковых фаций.

На рис. 1 приведены результаты лабораторных исследований кинетики растворения образцов кернаданково-лебедянского горизонта Бавлинского месторождения. Объект исследований – известняк мелкозернистый, плотный, неравномерно пятнисто нефтенасыщенный (интервал отбора керна 1413-1419 м). По гравиметрическому методу определена количественная динамика процесса растворения при нормальных условиях. Для сравнения и обоснования выбора кислот выполнены параллельные опыты с четырьмя образцами кислотных композиций с различным функциональным предназначением: соляная кислота 24% ингибированная (товарная форма), товарная композиция НС1 15 МЛ, кислотная композиция ПАКС, кислотная композиция КСМД.

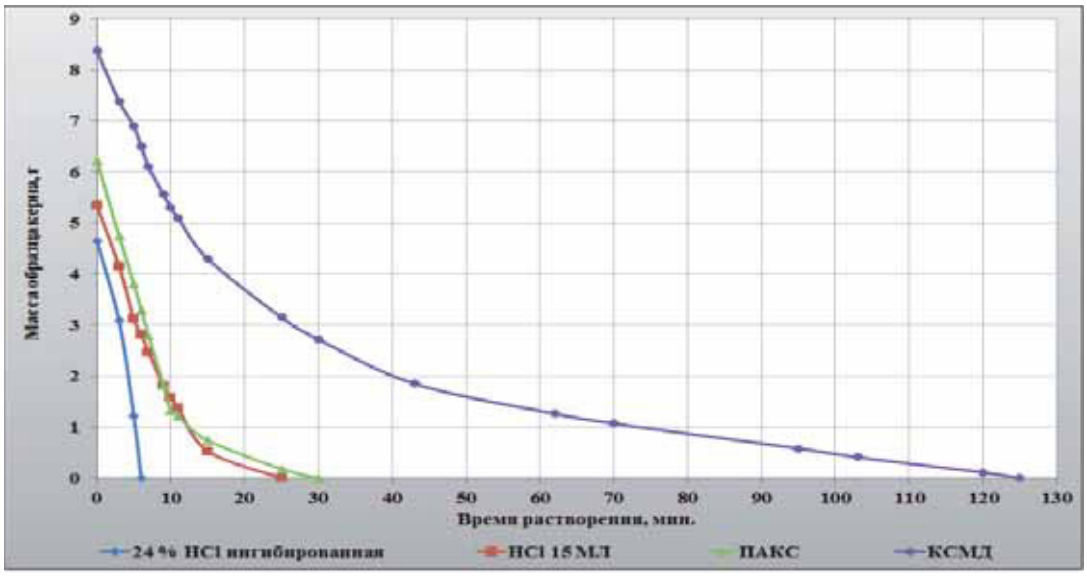


Рис. 1. Кинетика растворения керна данково-лебедянского горизонта
(скв. № 4849 Бавлинского месторождения)

Образцы кернового материала данково-лебедянского горизонта обладают высокой растворяющей способностью (более 95%) как в товарной форме соляной кислоты 24% концентрации, так и в водном растворе 15%-й соляной кислоты. Для данного типа коллектора можно рекомендовать проектирование и эффективную реализацию технологий обработки прискважинной зоны пластов с применением кислотных композиций ПАКС и КСМД, можно апробировать технологию большеобъемной селективной кислотной обработки (БСКО) коллектора. С учетом высокой общей химической растворимости породы коллектора, оценочные параметры после БСКО по штатной технологии – увеличение дебита не менее 4–5 т/сут с продолжительностью эффекта не менее 360 сут.

Проведены лабораторные исследования по подбору кислотных составов для стимуляции бурегско-семилукских отложений. Объект исследований – образец керна скв. 300 Тлянчи-Тамакской площади, отобранный в интервале 1671-1681 м (известняк серый, темно-серый, глинистый). По гравиметрическому методу определена количественная динамика процесса растворения при нормальных условиях. Выполнены опыты с образцами 15%-ной соляной кислоты ингибированной (товарная форма) и штатной кислотной композиции ПАКС, а результаты тестирования представлены на рис. 2. По критерию «общая химическая растворимость» (более 90%) бурегско-семилукские отложения могут быть эффективно обработаны поверхностно-активными кислотными композициями с применением технологии БСКО или КСК (кислотные стимулирующие композиции).

Разработка сланцевых месторождений за рубежом [1, с. 663–672], как правило, связана с беспрерывном массовым бурением новых скважин и с проведением на них многозонных гидроразрывов пласта (ГРП). Без этих большеобъемных многозонных ГРП сланцевые породы не дают притока флюида в скважины. С начала эксплуатации дебиты скважин оказываются достаточно высокими, однако они быстро и кратно падают в течение 1–2 лет. Проблемы роста обводненности продукции после ГРП на сланцах не существует. Из-за очень низкой проницаемости и пористости вся вода в сланцах является связанной и неподвижной. Толщины сланцевых пластов, как правило, большие, что позволяет проводить ГРП любого масштаба, а режим работы данных залежей всегда упругий. Вследствие быстрого падения дебитов, радиус влияния скважины незначительный, и возмущение давления по пласту не распространяется на сколько-нибудь значительные расстояния.Таким образом, мировая практика показывает, что для эффективной разработки сланцевых пластов-коллекторов (экономически рентабельной эксплуатации) необходимо массовое применение мощных физико-химических методов воздействия и стимуляции, каковыми являются современные технологии ГРП. Однако и сама технология ГРП на сланцах отличается от традиционной. Необходимо создавать длинные

проппантные трещины, чтобы увеличить продуктивность. Водный разрыв с проппантом (slickwater – вода с добавкой понизителя трения) создает длинные трещины, но закрепляется только прискважинная зона за счет осаждения проппанта. Линейные гели могут создавать длинные закрепленные трещины, но они повреждают поверхность трещины. Необходима разработка некольматирующих пласт жидкостей разрыва и проппантов, которые также снижают объемы применяемой воды. Целесообразно применение легких и ультралегких проппантов, так как они оседают медленнее в процессе закачки. Также целесообразно применение пен, так как они уменьшают потребное количество воды и уменьшают осаждение проппанта. Применение пен снижает гравитационное осаждение даже песка. При этом стабильность пен должна быть достаточно длительной, поскольку большеобъемные ГРП на сланцах представляют собой долгий процесс.Одним из критериев выбора проппанта является сохранение его проницаемости при высоких сжимающих напряжениях, которые типичны для сланцевых залежей.

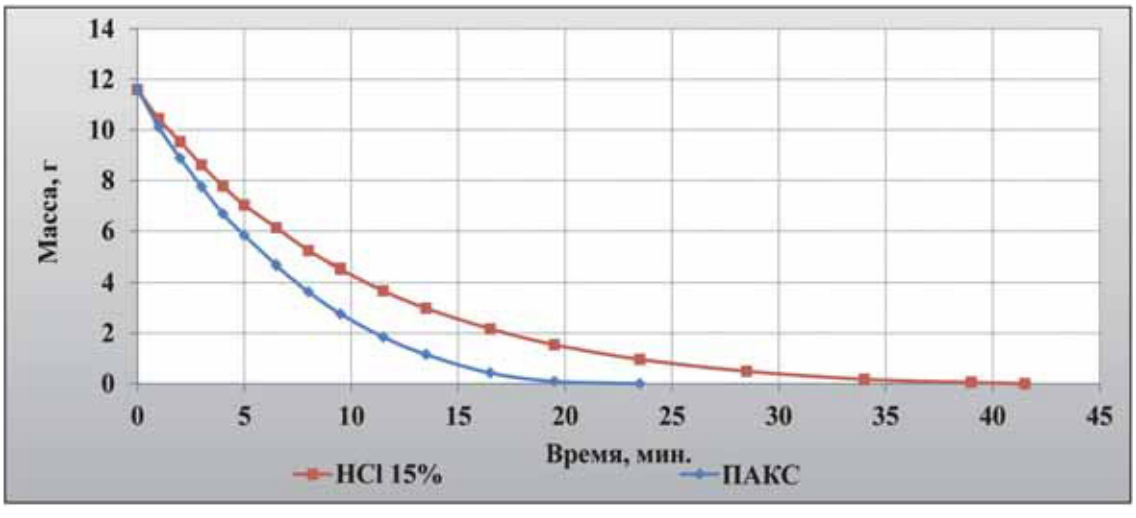


Рис. 2. Кинетика растворения образцов керна 3ф скв. 300 Тлянчи-Тамакской площади

Опыт применения ГРП на сланцевых залежах показал, что фактические начальные дебиты получались гораздо выше, чем расчетные по традиционным моделям трещин. Поэтому было высказано предположение, что при ГРП в сланцах возникает трехмерная сетка трещин (discretefracturenetwork), которая и обусловливает высокий дебит. Фирмой Meyer был разработан первый промышленный симулятор трещин в сланцах – MShale, который позволяет моделировать возникновение этой сетки (рис.3).

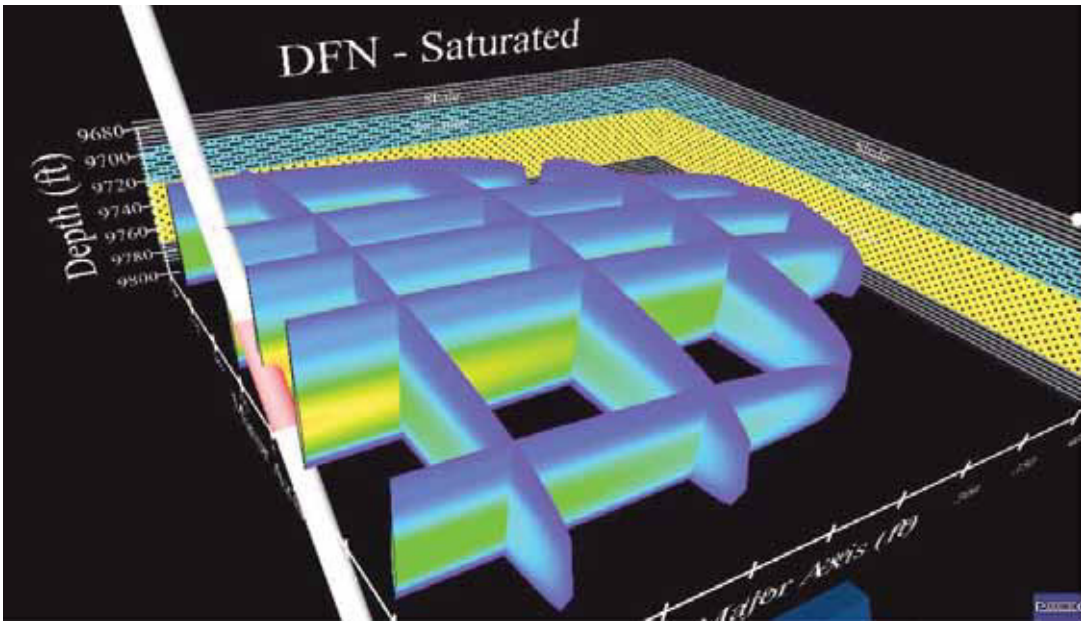


Рис. 3. Пример моделирования дискретной сетки трещин

Наиболее перспективными на обнаружение сланцевых залежей нефти на территории Татарстана являются отложения:

– в саргаевском горизонте – в районе Алтунино-Шунакского прогиба и примыкающего к нему частей южно-татарского свода (ЮТС) и Мелекесской впадины;

– в доманиковом (семилукском) горизонте – на большей части восточного Татарстана;

– в раннемендымском горизонте – в районе древнего Алтунино-Шунакского прогиба, в позднемендымском – на большей части ЮТС;

– в воронежско-евлановско-ливенском горизонте – в пределах депрессионных зон ККСП;

– в фаменском, турнейском ярусах – в осевых частях ККСП.

В программе опытно-промышленных работ по выявлению и разработке «сланцевой» нефти из доманиковых продуктивных отложений на 2015–2016 гг. на территории Татарстана запланировано:

– бурение экспериментальной горизонтальнойдобывающей скважины;

– ввод добывающих скважин из прочих категорий;

– ввод скважин из бездействия.

Расчет технологических показателей выполнен на основе анализа гидродинамических исследований и средних параметров работы скважин.

Согласно Федеральному закону от 23 июля 2013 г. № 213-ФЗ и гл. 26 ч. II Налогового кодекса РФ, при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной, в нашем случае, к доманиковым продуктивным отложениям, ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) приравнивается к нулю [2], но в конце 2014 г. принят «большой налоговый маневр» [3], который изменил порядок выплаты НДПИ с уменьшением размера экспортной пошлины.

Расчет финансовых показателей выполнен на основе данных о реализации нефти, единовременных и эксплуатационных затратах, сложившихся на 1 января 2015 г.с учетом применения большеобъемного ГРП с периодичностью проведения раз в два года по всем вариантам экономической оценки.Основные технико-экономические показатели по вариантам разработки доманиковых отложений приведены в таблице 2.

Таблица 2

Основные показатели экономической оценки разработки доманиковых отложений

Показатели	Варианты разработки доманиковых отложений		
	Бурение новой скважины	Зарезка бокового ствола	Реликвидация скважины
Добыча нефти, т	6152	4849	2933
Выручка от реализации продукции, млн р.	87,2	69,5	42,1
Совокупные затраты, млн р.	47,9	34,2	15,0
Поток наличности инвестора, млн р.	27,5	24,9	20,7
Дисконтированный поток, млн р.	14,0	14,2	14,5
Индекс доходности дисконтированных затрат, д.ед.	1,247	1,343	1,764
Окупаемость проекта, годы	4	3	1

Расчет показателей эффективности разработки доманиковых отложений выполнен по РД 153-39.0-865-14 [4]. Расчетный период ограничен амортизационным сроком эксплуатации скважины, за который налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) равен нулю (8 лет). Льготирование НДПИ позволяет по всем вариантам разработки доманиковых отложений достичь положительных финансовых результатов для недропользователя.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во Фэн Академия наук РТ, 2014. – 750 с.

2. О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» [Электронный ресурс]: федер. закон от 23 июля 2013 г. № 213-ФЗ: [принят Гос. Думой 5 июля 2013 г.: одобр. Советом Федерации 10 июля 2013 г.]. – Доступ из правовой системы ГАРАНТ.

3. О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. Закон от 24 ноября 2014 г. № 366-ФЗ: [принят Гос. Думой 14 ноября 2014 г.: одобр. Советом Федерации 19 ноября 2014 г.]. – Доступ из правовой системы ГАРАНТ.

4. РД 153-39.0-865-14. Методическое руководство по опробованию доманиковых отложений вертикальных и горизонтальных скважин, по выбору технологий гидроразрыва пласта и кислотных обработок призабойной зоны: введен впервые / Р.Ш. Динмухамедов, К.М. Гарифов, Т.И. Тарасова, В.Г. Базаревская, А.Ф. Яртиев, Д.А. Тимиров, О.В. Преснякова; «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть». – Бугульма, 2014. – 64 с.

ОЦЕНКА МЕТАЛЛОНОСНОСТИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РФ

А.А. Бондарь[1], Т.А. Марютина[1,2], А.З. Попова[1], Т.В. Мокочунина[1]

[1]ООО «Инжиниринговый центр МФТИ», г. Москва,bondar.aa@cet-mipt.ru, popova.az@cet-mipt.ru

[2]Институт геохимии и аналитической химии им. В.И.Вернадского РАН, г. Москва

В связи с выработкой месторождений легких и средних нефтей в РФ, доля тяжелых нефтей и природных битумов, вовлекаемых в переработку, будет неизбежно возрастать. С увеличением плотности нефти в ней увеличивается содержание смолисто-асфальтеновых веществ, гетероатомов и металлов [1, 2]. Присутствие в значительных количествах именно этих компонентов в сырье приводит к ухудшению его транспортных свойств, снижению стабильности (росту коллоидной нестабильности) и совместимости, увеличению коксуемости, склонности к образованию твердых отложений, коррозии оборудования. Высокое содержание металлов, в частности ванадия и никеля, является также серьезной проблемой при переработке тяжелого нефтяного сырья (ТНС), так как приводит к необратимой дезактивации катализаторов в результате отложения металлов на активной поверхности, блокировки порового пространства и разрушения структуры катализатора [3].

Вместе с тем металлы(V, Ni, Re, Mo, Se, U, Sb, As, Au, Cd и другие редкие и рассеянные элементы), являются ценными попутными компонентами, содержание которых в нефтях и остатках их переработки может быть сопоставимо и даже превышать их содержание в рудных источниках [4]. Так, тяжелые нефти России являются потенциальным источником ванадиевого сырья, по качеству значительно превосходящего существующие в настоящее время рудные источники[5]. Ванадий относится к числу наиболее важных стратегических металлов вследствие его применения в производстве сталей и цветных сплавов, где он является незаменимым легирующим элементом [1, 6].

В связи с этим по мере утяжеления нефтяного сырья возрастает внимание к задачам его деметаллизации как для увеличения эффективности и снижения затрат на переработку нефти, так и для производства концентрата металлов в качестве одного из товарных продуктов или полупродуктов. Актуальной задачей при этом является обобщение и систематизация имеющихся литературных данных по содержанию металлов в тяжелых нефтях (ТН) и природных битумах (ПБ) различных месторождений РФ. Исследования в этой области позволят заложить основу для создания базы данных, содержащей достоверные сведения о содержании металлов в тяжелых высоковязких нефтях и природных битумах РФ.

Основными нефтегазоносными провинциями (НГП) России с тяжелыми металлоносными нефтями являются Волго-Уральская, Тимано-Печорская (в европейской части страны) и Западно-Сибирская (в азиатской части России) [7]. Помимо этого, в литературе встречаются упоминания о ТН Охотоморской НГП (месторождения Катангли и Оха) [8], Северно-Кавказско-Мангышлагской НГП (Южно-Карское, Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское м/р) [9].

Установлено, что кондиционное содержание ванадия в нефти составляет 30 г/т, данный уровень содержания металла может обеспечивать промышленное получение ванадия из углеводородного сырья, по рентабельности сопоставимое с его промышленным получением из рудного сырья [5]. По результатам литературного обзора в предметной области и ознакомления с существующими базами данных [4–13] составлена карта распределения наиболее крупных месторождений ванадиевоносных нефтей (рис. 1).



Рис. 1. Карта распределения наиболее крупных месторождений по субъектам Российской Федерации (с указанием плотности нефти и содержания ванадия)

Тяжелые нефти Волго-Уральской НГП в среднем имеют самые высокие концентрации ванадия, примерно в 5 раз больше по сравнению с тяжелыми нефтями Тимано-Печорского бассейна и в 13 раз больше по сравнению с Западно-Сибирскими нефтями. Соответственно и наибольшие запасы ванадия сосредоточены в Волго-Уральских нефтях и составляют более 66 % геологических и 64 % извлекаемых запасов нефтяного ванадия, рассматриваемых трех бассейнов. Основные запасы ванадия Волго-Уральского НГБ связаны с нижнекаменноугольными отложениями месторождений Республики Татарстан: Ромашкинское, Ново-Елховское, Степноозерское, Аксубаево-Мокшинское, Аканское и др. [5, 7].

Помимо ванадия, тяжелое нефтяное сырье обогащено рядом ценных металлов, включая редкие и редкоземельные. В связи с низкими концентрациями микроэлементов, для оценки их содержания в нефти наиболее часто используют смолисто-асфальтеновую фракцию и асфальтены, являющиеся основными концентраторами микроэлементов в нефти. Анализ средних содержаний микроэлементов по провинциям, согласно [10, 13] показал, что для Днепровско-Донецкой провинции характерны максимальные (из всех провинций) концентрации Sc, Ti, Sr, Zr, Pd, Ag, Hf, Hg, Th; для Тимано-Печорской − Cr, Fe, Co, Cu, Se, Y, Cd, Sb, Ba, TR, W, Pt, Tl; для Волго-Уральской – V, Ni, Ga, As, Rb, Nb, Mo, Te, Ta, Re, Bi, U; для Западно-Сибирской − Mn, Cs, Pb; для Восточно-Сибирской − Zn и Au.

По результатам анализа литературных данных был разработан реестр месторождений Российской Федерации, имеющих перспективу переработки с извлечением ценных металлов. Основными критериями при составлении реестра были: содержание ванадия, редкоземельных элементов, плотность нефтей, а также величина извлекаемых запасов каждого месторождения. В реестр вошли наиболее крупные месторождения с тяжелыми ванадиевоносными нефтями, месторождения, богатые редкоземельными элементами, месторождения природных битумов европейской части страны, а также самое большое в Европе месторождение битумов (Оленекское). Всего в реестр вошло 80 месторождений, из них 51 месторождение ТН и 29 месторождений ПБ. При этом тяжелые нефти и природные битумы в основном приурочены к Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносным провинциям. Кроме того, рассмотрены месторождения Охотоморской, Северно-Кавказско-Мангышлагской и Лено-Тунгусской НГП.

Таким образом, по величине запасов тяжелых нефтей и природных битумов, а также содержанию в них микроэлементов, особый интерес с точки зрения металлоносности, в России представляют тяжелые нефти Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Также важными регионами являются Тимано-Печорская и Западно-Сибирская НГП.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации при проведении прикладных научных исследований «Изучение потенциала битумов и тяжелых нефтей различных месторождений РФ для их использования в качестве сырья при производстве металлов (включая редкие и редкоземельные)» (соглашение о предоставлении субсидии № 14.576.21.0043 от «08» июля 2014 г.) в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса на 2014–2020 гг.».

Литература

1. *Магомедов Р.Н., Попова А.З., Марютина Т.А., Кадиев Х.М., Хаджиев С.Н.* Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) / Нефтехимия. – 2015. – № 4, Т. 55. – С. 267–290.

2. *Banerjee D.K.,* Oil Sands, Heavy Oil & Bitumen – From Recovery to Refinery: Penn Well. XVII. 2012. p. 185.

3. *Ancheyta J.,* Modeling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum: CRC Press, Taylor & Francis Group. XXIII. 2013. 524 p.

4. *Шпирт М.Я., Нукенов Д.Н., Пунанова С.А., Висалиев М.Я.* // Химия твердого топлива. – 2013. – № 2. – С. 3.

5. *Суханов А.А., Петрова Ю.Э.* // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 2.– С. 11.

6. *Moskalyk R.R., Alfantazi A.M.* // Minerals Engineering. – 2003. – V. 16. – P. 793.

7. *Ященко И.Г.* Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / И.Г. Ященко, Ю.М. Полищук. – Томск: В-Спектр, 2014. – 154 с.

8. *Гайдукова Т.А.* Нефтегазоносные провинции и области России / Т. А. Гайдукова. – М.: Недра, 2006. 247 с.

9. *Яртиев А.Ф.* Природные битумы – уникальное энергетическое сырье // Яртиев А.Ф./Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т.15. – № 12. – С.293–297.

10. *Готтих Р.П. и др.* Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней / Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий, Д.З. Журавлев // ДАН. – 2008. – Т. 422. – № 1. – С. 88–92.

11. *Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я.* Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. – М.: Наука, 2012. – 222 с.

12.*Ященко И.Г.* Тяжелые ванадиевоносные нефти России / И.Г. Ященко // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – № 1. – С.105–111.

13. *Винокуров, С.Ф.* Особенности распределения лантаноидов в смолисто-асфальтеновых фракциях один из геохимических критериев источников микроэлементов в нефти / С.Ф. Винокуров, Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий // Геохимия. – 2010. – № 4. – С.377–389.

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

М.Я. Боровский[1], С.В. Шакуро[1], А.С. Борисов[2], В.Н. Филимонов[1], В.И. Богатов[1], И.В. Успенский[2]

[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru

[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

1. Свалочный газ (биогаз) – побочный продукт анаэробного разложения отходов органических веществ. По теплоте сгорания 1 м³ биогаза эквивалентен 0,8 м³ природного газа, 0,7 кг мазута или 1,5 кг дров, что дает основание говорить о целесообразности извлечения биогаза на полигонах ТБО(У.А. Баданова, О.А. Савватеева, С.П. Каплина, 2014).

Одним из важных секторов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире является производство и энергетическое использование биогаза. Лидером в производстве биогаза по праву можно считать Евросоюз в целом и Германию, в частности. Общее производство биогаза в ЕС в 2010 г. составило 10,9 млн т н.э. (эквивалент 13,5 млрд м³ природного газа), из них 6,7 млн т н.э. – произведено в Германии. При этом прирост по отношению к 2009 г. составил 31,3% (Г.Г. Гелетуха, П.П. Кучерук, Ю.Б. Матвеев, 2013).

2. Имеются достаточные предпосылки для переработки извлеченных нефтепродуктов из глубинных загрязнений, включая линзы и донные отложения (Ю.Н.Киташев,2015).

В нефтеамбарах, прудах-накопителях, на территории под нефтебазами и другими объектами скопилось отходов нефти и нефтепродуктов в пересчете на стандартную нефть марки URALS не менее 600 млн т. (А.П.Хаустов, 2015).

Как видно, имеются резервы по освоению нетрадиционных скоплений углеводородов, к которым относятся техногенные источники в виде свалочного газа и нефтепродуктов. С распределением этих видов горючих «ископаемых» тесно связан и экологический аспект.

Ниже рассмотрим возможности эколого-геофизического изучения техногенных месторождений углеводородного сырья.

Свалочный газ. В Российской Федерации ежегодно образуется (А.С.Кузьмичев и др.), [1, 2] около 7 млрд т отходов, из которых используется лишь 2 млрд т, или 28,6 %. На территории страны в отвалах и хранилищах накоплено около 80 млрд т только твердых отходов.

Рядом организаций рассматриваются (А.С.Кузьмичев и др.,) [1,2] реальности и перспективы энергетического использования свалочного газа.

В 2011 году в Европейском Союзе 56,7% биогаза произведено на биогазовых установках, использующих в качестве сырья отходы агропромышленного комплекса (АПК) и специально выращенное растительное сырье. Около трети биогаза (31,3%) получено на полигонах ТБО. Оставшаяся часть (12%) произведена на станциях очистки сточных вод. Биогаз полигонов ТБО играет главную роль в Великобритании, Франции, Италии и Испании, в то время как биогаз из сельскохозяйственных отходов и растительного сырья доминирует в Германии, Нидерландах, Чехии, Австрии, Бельгии, Дании и Восточной Европе. Биогаз преимущественно используется для производства электроэнергии и/или тепла. Доминирующая часть полезного использования энергии биогаза приходится на производство электроэнергии. В 2011 году производство электроэнергии из биогаза в Евросоюзе возросло по сравнению с 2010 годом на 18,4% и достигло 35,9 тВт/ч [1,2].

По определению [1,] «Биогаз – горючий газ, образующийся при анаэробном метановом сбраживании биомассы и состоящий, преимущественно, из метана (55…75%), двуокиси углерода (25…45%) и примесей сероводорода, аммиака, оксидов азота и других (менее 1%)». В качестве сырья для производства биогаза могут использоваться как органические агропромышленные или бытовые отходы, так и растительное сырье – силос кукурузы, травяной силос, зерно и силос злаковых культур.

Свалочный газ негативно влияет на окружающую среду. Следует выделить следующие факторы: загрязнение атмосферного воздуха; содержание огромного количества токсичных и вредных веществ, крайне опасных для здоровья и жизни людей; биогаз оказывает гибельное воздействие на растительный покров вокруг полигона и на его поверхности; в отсутствии управления его образованием и сбором происходит разрушение тела полигона вследствие сброса давления газа внутри него; свалочный газ является парниковым газом.

По мнению А.С. Кузьмичева и др. «Именно добыча и дальнейшее использование газа полигонов являются наиболее приемлемыми, перспективными и обоснованными с экологической и экономической точек зрения» [2].

В скоплениях отходов активно протекает процесс окисления, сопровождающийся непрерывным выделением газов биологического происхождения, преимущественно метана, угарного и углекислого газов. Даже в сильные морозы зимой температура тела свалки не опускается ниже $+30^0$ С. Из-за опасности самовозгорания на некоторых свалках в больших городах регулярно дежурят пожарные команды. В контуре свалки опасно бурить скважины, забивать в грунт металлические электроды и даже копать заступом, поскольку эти воздействия могут привести к взрыву скопившихся внутри газов [2].

Для ряда регионов Российской Федерации разработаны [2,3,4] рациональные комплексы геофизических методов изучения свалок и полигонов твердых бытовых отходов. Минимально-достаточный набор геофизических исследований установлен [4] для объектов Хакасии и Красноярского края. По экспериментальным данным геофизический комплекс включает электроразведку ВЭЗ, СЭП, ЕП в сочетании с газовой съемкой.

Для определения тенденции развития загрязнения окружающей среды сформулирована стадийность геофизических исследований свалок и полигонов твердых бытовых отходов [2, 3].

Существенна [2, 3] последовательность применения геофизических методов:

1. Предварительная оценка территории для прогнозирования санитарно-экологической обстановки и выбора оптимального расположения санкционированных свалок и полигонов ТБО, районирование земель по признаку чувствительности горных пород к различным видам загрязнения. Целевое назначение эколого-геофизических работ данной стадии – предотвращение или уменьшение негативных последствий влияния физико-химических процессов на окружающую среду. Имеются случаи (Г.В.Мамонова, В.В.Толмачев, 1997) строительства крупных полигонов промышленно-бытовых отходов в зонах интенсивного развития карстовых явлений.

2. Определение нарушенных состояний недр и природы. Исследования проводятся в режиме мониторинга. Цель геофизического мониторинга – получение разносторонней информации о строении геологической среды и влияния на литосферное пространство и атмосферу, техногенно-природной нагрузки. Решается важнейшая задача – оценка тенденций развития загрязнения с течением времени. При этом определяются границы распространения загрязнения и количественные показатели, характеризующие степень воздействия загрязнителей на окружающую среду.

Для каждого этапа используются определенные геофизические технологии и комплексы.

Нефтепродукты.Техногенные месторождения нефтепродуктов с извлекаемыми объемами в сотни, тысячи и более кубических метров формируются в районе нефтебаз, нефтехранилищ, нефтеперерабатывающих заводов, находящихся в эксплуатации достаточно длительный срок. Как правило, скопления представляют компактные линзы поллютантов, формирующиеся у зеркала вод первого от поверхности водоносного горизонта и мигрирующие по его уклону, частично «размазываясь» как в плане, так и по вертикали в пределах зоны аэрации.

Залежи нефтепродуктов представляют коммерческий интерес, поскольку в благоприятных условиях большая часть продукта – бензина (смеси бензинов) или керосина может быть извлечена и переработана. Легкие нефтепродукты, такие как бензин, дизельное и авиационное топливо, попадая в верхние слои геологического разреза, в силу своей высокой подвижности, легко проникают вниз сквозь зону аэрации и, являясь жидкостями легче воды, скапливаются в районе уровневой поверхности грунтовых вод. Ареал распространения загрязнения включает три принципиально различные по условиям нахождения нефтепродуктов зоны: донорскую, транзитную и вторичного накопления, которые могут быть проявлены в разной степени, что приводит к широкому разнообразию условий и целей исследования площадей, загрязненных нефтепродуктами.

*Донорская зона.*Приурочена к постоянным сооружениям, таким как нефтебазы и нефтеперерабатывающие заводы, или залповым источникам поступления поллютанта в грунт. В условиях слабопроницаемого разреза донорская зона характеризуется максимальными запасами нефтепродуктов, хотя их механическое извлечение может быть проблематичным. В высокопроницаемых грунтах донорская зона может быть проявлена слабо или существенно смещена вниз по потоку грунтовых вод относительно исторических источников загрязнения.

Транзитная зона. Нефтепродукты, как в растворенном виде, так и в виде самостоятельной свободной фазы имеют тенденцию к миграции с потоком грунтовых вод вниз по уклону уровневой поверхности полного водонасыщения в сторону местного базиса эрозии – ручья, реки, озера, моря. Поскольку коэффициент фильтрации в отношении нефтепродуктов растет пропорционально степени насыщения ими породы, их миграция в условиях естественной гетерогенной среды происходит не единым фронтом, а отдельными рукавами, которые контролируются зонами даже незначительного увеличения проницаемости [5].

Зона вторичного накопления. Наблюдается в прибрежной линии водоемов или вдоль других природных барьеров. В отличие от транзитной зоны, где интервалы максимального насыщения нефтепродуктами линейно вытянуты в направлении миграции, в зонах вторичного накопления часто образуется ортогональная каналам миграции непрерывная протяженная полоса, в пределах которой фиксируется значимая мощность свободной фазы нефтепродуктов. Существование зон вторичного накопления предопределяет залповые выбросы поллютанта в водоемы в период резких колебаний уровня воды и нередко – высокую эффективность прибрежных систем извлечения нефтепродуктов.

Задачи геофизических исследований:изучение геологических и гидрогеологических условий; оконтуривание в плане и разрезе участков, загрязненных нефтепродуктами; оценка запасов нефтепродуктов.

Возможности газогеохимических и геофизических методов базируются [5–7] на определенных физико-химических и геологических предпосылках.

Интенсивность газогеохимических аномалий определяется рядом независимых факторов. В зоне развития линзы нефтепродуктов, при ее неглубоком залегании, состав почвенного газа существенно отличается от фонового за счет присутствия как собственно углеводородных газов, так и продуктов естественной биодеградации поллютантов: в аэробных условиях – CO_2, в анаэробных условиях – CH_4[4]. В местах дислокации «старого» нефтепродуктового загрязнения в почвенном воздухе присутствуют те же компоненты, но в несколько иных пропорциях – здесь преобладает углекислый газ, как продукт аэробной биодеградации. Аномальные содержания в почвенном воздухе углекислого газа также характерны для участков загрязнения тяжелыми нефтепродуктами, поскольку последние практически не образуют летучих фракций. Вместе с тем на интенсивность газовых аномалий, наблюдаемых в грунтах, залегающих над участками развития нефтепродуктового загрязнения, существенное влияние оказывает проницаемость зоны аэрации [4]. На заглинизированных участках аномалии могут быть существенно ослаблены или не регистрироваться вовсе. Поэтому данные газогеохимических исследований следует рассматривать в комплексе с результатами других геофизических методов.

Методы электроразведки, в первую очередь электрозондирование, используются как для изучения геологических и гидрогеологических условий территории, так и для непосредственного картирования нефтепродуктового загрязнения. В условиях песчано-глинистого разреза при наличии опорных данных по результатам опытных откачек (наливов) на основе материалов количественной интерпретации данных электрозондирования возможен расчет коэффициентов фильтрации водовмещающих пород и пород зоны аэрации. Полученные результаты служат основой для выделения каналов миграции нефтепродуктов в транзитной зоне и прогноза динамики загрязнения на площади работ.

Участки сосредоточения нефтепродуктов отмечаются в поле электросопротивления как низкоомные аномалии. Тот факт, что нефтепродукты, являясь в чистом виде изоляторами, в естественных природных условиях снижают удельное электросопротивление грунтов, имеет несколько объяснений. Во-первых, в большинстве случаев, вещество, слагающее тело линзы, является не чистым нефтепродуктом, а его водной эмульсией, которая сама по себе на фоне сухих пород зоны аэрации не является высокоомным объектом. Во-вторых, активные процессы аэробной и анаэробной биодеградации нефтепродуктов, протекающие в естественных условиях, приводят к образованию и накоплению как в пределах интервалов в разной степени насыщенных нефтепродуктами, так и зоне аэрации над ними органических и неорганических (угольной) кислот и их солей [5], существенно снижающих электросопротивление породы.

Методы инженерной сейсморазведки, в частности, сейсмозондирование методом преломленных волн (МПВ), незаменимы при картировании положения уровня грунтовых вод и его уклонов, что позволяет определить глубину до возможных скоплений гравитационно-подвижных нефтепродуктов и спрогнозировать их динамику. Кроме того, на подавляющем большинстве исследованных объектов, характеризующихся существенной мощностью линз, отмечено, что преломляющая граница, фиксируемая МПВ на участках развития нефтепродуктового загрязнения, соответствует не кровле линзы, а ее подошве, то есть границе раздела нефтепродукты-вода. Это наблюдение позволяет при благоприятных условиях использовать данные сейсморазведки МПВ для оценки запасов нефтепродуктов. В ряде случаев, интервалы разреза, загрязненные нефтепродуктами, характеризуются снижением прочностных и деформационных характеристик грунтов, что позволяет применить для их локализации методы, нацеленные на изучение скорости распространения сдвиговых волн, в частности MASW.

Из геофизических методов, ориентированных на изучение акваторий, наибольшее применение при геоэкологических исследованиях находят (С.З.Козак, 2002) резистивиметрия и термометрия – измерение электропроводности и температуры вод поверхностных водотоков. По сравнению с поверхностными, грунтовые воды характеризуются повышенной минерализацией и характерной температурой 5...7°С. Измерения температуры и электропроводности (условной минерализации) придонного слоя воды в непосредственной близости от берега позволяют по наличию и интенсивности аномалий обоих параметров выявить места разгрузки грунтовых вод, выносящих нефтепродукты, и оценить интенсивность фильтрации.

Свалочный газ и нефтепродукты представляют существенный резерв в общей системе нетрадиционных источников углеводородного сырья. Эффективное освоение этих видов горючих полезных ископаемых может быть осуществлено на основе геофизического изучения геологических и гидрогеологических условий их залегания. Существенна своевременная оценка экологической обстановки территории распространения техногенных месторождений.

Литература

1. *Гелетуха Г.Г.* Перспективы производства и использования биогаза в Украине / Г.Г. Гелетуха, П.П.Кучерук, Ю.Б. Матвеев и др. // Промышленная теплотехника. – 2013. – № 6. – С. 81.

2. *Боровский, М.Я.* Свалочный газ: эколого-геофизические аспекты / М.Я.Боровский // Материалы IX Межрегиональной научно-практической конференции «Промышленная экология и безопасность». – Журнал ЭиПБ. – № 1–2. – 2014. – С.9–12.

3. *Боровский М.Я.* Методология геофизической оценки влияния полигонов и свалок твердых отходов на окружающую среду / М.Я. Боровский // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы XXXVI Сессии Международного семинара имени Д.Г. Успенского, г. Казань, 26–31 января 2009 г. – Казань : Изд-во Казан.гос. ун-та, 2009. – С. 69–72.

4. *Пустозеров М.Г.* Возможности геофизических методов при изучении свалок твердых отходов / М. Г. Пустозеров // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2002. – № 2. – С. 182–191.

5. *Шакуро С.В.* Обнаружение и локализация техногенного нефтепродуктового загрязнения с использованием геофизических методов / С.В.Шакуро, М.Я.Боровский, В.И.Богатов, В.Н. Филимонов // Сб. тр. VI Международного Конгресса «Чистая вода. Казань» 25–27 марта 2015 г: науч. изд. – Казань: Типогр. ООО «Куранты», 2015. – С.209–213.

6. *Шакуро С.В.* Применение геофизических методов при изучении техногенных линз нефтепродуктов / С.В.Шакуро // Разведка и охрана недр. – 2005. – № 8. – С. 24–26.

7. *Шакуро, С.В.*Геофизическая оценка площадей, загрязненных нефтепродуктами, на урбанизированных территориях / С.В.Шакуро, М.Я.Боровский// Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан // Тр. X Международного симпозиума, Казань, 1–3 декабря 2009 г. – Казань: Изд-во Печатный салон «Онегин», 2009. – С. 202–212.

РАЗВЕДОЧНАЯ ГЕОФИЗИКА НА НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

М. Я. Боровский[1], А.С.Борисов[2], В.И.Богатов[1], В.Н.Филимонов[1], И.В.Успенский[2]

[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru

[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

К альтернативным (дополнительным) источникам углеводородов относятся техногенные залежи (свалочный газ – биогаз, нефтепродукты) и природные полезные ископаемые: торф, горючие сланцы, природные битумы, угли, сланцевый газ и нефть, газогидраты.

На всех этапах и стадиях геологоразведочных работ на эти горючие полезные ископаемые используются или могут применяться различные методы разведочной геофизики [1–17].

Ниже рассмотрим возможности геофизической разведки на ряд видов нетрадиционных источников углеводородного сырья.

Торф. В последние годы для картирования торфяных залежей широко применяется (Зверев Е.О., Клепикова С.М., Монахов В.В) георадиолокационная разведка. По данным ООО «**НПЦГеоТех**» (2005) выявлены картировочные признаки торфяных залежей:

1. При сравнительно высоких коэффициентах затухания и низких значениях УЭС отражающая граница, соответствующая подошве торфяной залежи, хорошо коррелируема за счет высокого значения Котр.

2. Частотная характеристика отражающей границы имеет центральную частоту в 2–3 раза меньшую, нежели центральная частота всей записи.

3. По рисунку записи подошва торфяных отложений характеризуется наличием большого количества точек дифракции, что свойственно речным и озерным отложениям; по геометрии подошва торфа имеет сильно изрезанную форму.

Горючие сланцы. Залегают, как правило[16], в виде горизонтальных пластов, среди которых развиты прослои керогена.Основные типы месторождений выделяются с учетом специфики строения залегания в преимущественно глинистых, песчанистых и карбонатных породах, а также приуроченности сланцевых толщ к закарстованным и (или) к практически не затронутым карстовыми процессами карбонатным разрезам. Продуктивные образования обычно представлены глинисто-песчанистыми и известняковыми породами, в которых до 56–65% их объема занимают продукты разных степеней разложения и преобразования органического вещества.

Задачи, решаемые геофизическими методами (по П.В.Вишневскому, 1996):

– уточнение геологического строения и структурно-тектонических особенностей территории (района, площади,участка) установленной и (или) потенциальной сланценосности (используется электроразведка ВЭЗ, СЭП, ДЭЗ и др., малоглубинная сейсморазведка);

– выявление зон повышенной трещиноватости (раздробленности), обводненности и закарстованности продуктивных и вмещающих толщ (высокоточная гравиразведка, геотермия, «полярные» (крестовые и круговые) исследования методами электроразведки и сейсморазведки);

– изучение гидрогеологических особенностей разреза сланценосных площадей (электроразведка ЕП, ВЭЗ, СЭП и др., сейсморазведка МПВ).

Природные битумы. Прогнозирование нефтебитумоносности верхней части геологического разреза геофизическими методами осуществляется [1, 2, 9, 15, 17] на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса. Согласно целевой ориентации на региональном этапе производится выявление возможных зон битумонакопления путем заложения ряда региональных геофизических профилей. Технологический комплекс обусловливает постановку электроразведочных работ с шагом измерений по профилю 500 м. Поисковый этап геофизических исследований предполагает картирование и подготовку потенциально продуктивных локальных структур (ловушек) к поисковому бурению. Это полное опоискование земель с детальностью, обеспечивающей выявление всех экономически рентабельных объектов и исключающей неоднократный возврат на одни и те же площади. При поисковом прогнозировании полевые геофизические работы проводятся комплексом методов высокоразрешаюшей электроразведки в площадном варианте: шаг измерений по профилю 100 м, расстояние между профилями 100–150–200 м. На разведочном этапе геофизические методы применяются при составлении проектов и технологических схем промышленной разработки битумных месторождений. Целесообразен комплекс полевой геофизики, включающий высокоточную гравиразведку и электроразведку методом сопротивлений. Такой набор геофизических методов позволяет выделять зоны развития неогеновых долин, сопряженных с тектонически ослабленными зонами, и участки обводнения залежей. Для выделения тектонически ослабленных зон в пределах битумных месторождений необходимо проведение целенаправленных гравиметрических съемок с соотношением расстояний между точками измерений к профилям 1:2 – 3 (50х100–150 м).

Угли. Приурочены к верхним и средним звеньям осадочного покрова. В верхней части разреза для поисков залежей угля в пермских и неогеновых отложениях необходима информация об областях глубокого размыва коренных пород. Палеореки выделяются по данным ВЭЗ и высокоточной гравиразведки. Зоны развития нижнекаменноугольных врезов, контролируют размещение угольных пластов, которые вытянуты вдоль палеорусел, а к бортам па-

леодолин выклиниваются [12] сообразно особенностям строения аллювиальных толщ. Выявление и трассирование древних речных систем осуществляется [8, 12, 13, 16] электроразведкой ЗСБЗ и сейсморазведкой МОГТ.

Углеводороды сланцевых формаций. Широко применяется [1, 4,5, 7, 10] сейсморазведка МОГТ в модификациях 3Д и 4Д. Имеются [11] примеры использования электрической разведки в сочетании с дистанционным зондированием Земли (ДЗЗ). Перспективно [6] внедрение аэрогеофизических исследований. Рекомендуется [1, 7] на площадях развития сланценосных толщ (семилукско-речицкие отложения), выявленных в региональном плане по геологическим данным, для разработки рациональной методики геофизических поисков и разведки в условиях Волго-Уральского региона:

– переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов съемок 3Д и высокоточных гравиметрических работ на новом научно-методическом уровне;

– проведение целенаправленных (опытно-методических) комплексных геофизических (сейсморазведка МОГТ-3Д, высокоточная гравиразведка) исследований на опорных полигонах.

Концепция геофизического изучения сланцевых толщ предполагает и составление сводных карт тектонических нарушений по имеющимся данным (гравиразведка, магниторазведка, сейсморазведка, электроразведка). Критерии выделения проявлений диастрофизма земной коры являются общепринятыми [1, 2,5, 16, 17]. Анализ разломов, в частности их напряжений и ориентации, необходим [7, 10] как для регионального, так и детального масштаба интерпретации коллектора: разломы и разрывы могут динамически воздействовать на потенциал коллектора.

Газогидраты. Используется [14] электроразведка методом становления поля для неполяризующихся сред. По материалам морских исследований выявлены поисковые признаки отображения газогидратов, базирующиеся на явлении индукционно вызванной поляризации (ИВП). Разработаны технология полевых (морских) наблюдений и методические приемы геологического истолкования данных высокоразрешающей электроразведки.

Технологии геофизической разведки обеспечивают возможность снижения объемов капиталоемких видов затрат (прежде всего бурения) на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья.

Литература

1. *Боровский М.Я.* Геофизическое изучение нетрадиционных источников углеводородного сырья / М.Я.Боровский // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 42-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Пермь, 26–30 января 2015 г. – Пермь: Горный ин-т УрО РАН, Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2015. – С. 23–26.

2. *Боровский М.Я.* Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов:автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук : 25.00.10 / Боровский Михаил Яковлевич. – Казань: КГУ, 2001. – 23 с.

3. *Боровский М.Я.* Свалочный газ: эколого-геофизические аспекты / М.Я. Боровский // Материалы IX Межрегиональной научно-практической конференции «Промышленная экология и безопасность». – Журнал ЭиПБ. – № 1–2. – 2014. – С.9–12.

4. *Боровский М.Я.* Эколого-геофизические аспекты процессов освоения углеводородов сланцевых формаций / М.Я. Боровский // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 41-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, 27–31 января 2014 г. – Екатеринбург: ИГФУрО РАН, 2014. – С. 52–53.

5. *Боровский М.Я.* К вопросу о применении геофизической разведки на углеводороды сланцевых формаций / М.Я. Боровский // Тр. XIV Междунар. симп. «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан», Казань, 18–20 марта 2014 г. – Казань: Изд-во ООО «ТаГраф», 2014. – С.132–135.

6. *Боровский М.Я.* Аэрогеофизическая разведка на углеводороды сланцевых формаций / М.Я. Боровский,П. С. Бабаянц, А.А. Трусов // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 6. – С.16–19.

7. *Боровский М.Я.* Возможности разведочной геофизики при поисках и разведке углеводородов сланцевых формаций в Республике Татарстан / М.Я. Боровский, А.С.Борисов, И.Н. Плотникова, И.В. Успенский // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы : материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во Фэн АН РТ, 2014. – С.173–176.

8. *Боровский М.Я.* Разведочная геофизика при изучении угленосных толщ Татарстана / М.Я. Боровский, Р.З.Мухаметшин, В.И. Богатов // Геологическое изучение земных недр Республики Татарстан. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2002. – С.138–139.

9. *Боровский М.Я.* Геофизические методы подготовки и контроля процессов эксплуатации природных битумов / М.Я. Боровский, Э.К. Швыдкин, Р.З. Мухаметшин, Ю.Э. Халабуда, Б.В. Успенский. – М.: Геос, 2000. – 170 с.

10. *Гошевский С.В.* Развитие новых геофизических технологий для разведки и разработки сланцевого газа / С.В. Гошевский, П.Т. Сиротенко //Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2012. – № 1. – С.9–32.

11. *Левашов С. П.* Обнаружение и картирование скоплений газа в сланцевых породах мобильными геофизическими методами / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 39-й сессии Международного научного семинара имени Д.Г.Успенского, Воронеж, 30 января – 2 февраля 2012 г. – Воронеж, 2012. – С. 162–165.

12. *Мухаметшин Р.З.* Эрозионные врезы Татарстана: нефте- и угленосность, методы изучения / Р.З. Мухаметшин, М.Я.Боровский, В.А. Трофимов // Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона:докл. засед. «Круглого стола» 10–11 ноября 1998 г. – Казань: Мастер Лайн, 2000. – С.102–110.

13. *Мухаметшин Р.З.* Прогнозирование угленосных толщ Татарстана по геофизическим данным / Р.З. Мухаметшин, М.Я.Боровский, Г.Е.Кузнецов, Ю.Б.Антонов // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Тез.докл. Второго междунар. симпозиума 23–27 июня 1997 г., С.-Петербург. – СПб: ВНИГРИ, 1997. – С.125–126.

14. *Небрат А.Г.* Электроразведка методом становления поля для неполяризующихся сред / А.Г. Небрат В.В. Сочельников // Геофизика. – 1998. – № 6. – С.27–30.

15. *Хисамов Р.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан / Р.С. Хисамов, М.Я. Боровский, Н.С. Гатиятуллин.– Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2007. – 247 с.

16. *Шабалин Н.Я.*Сохранение энергетической независимости субъектов федерации: своевременный поиск альтернативных источников углеводородного сырья (на примере Республики Татарстан) / Н.Я.Шабалин, М. Я.Боровский, Б.В.Успенский, Р.З.Мухаметшин, Ю.Б.Антонов, А.С.Якимов // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Тр. научн.-практич. конфер. VI междунар. специализир. выставки «Нефть, газ-99» 8–9 сентября 1999 г., г. Казань. – Т.II. – Казань: Экоцентр, 1999. – С.148–155.

17. *Швыдкин Э.К.* Техногенные и естественные электрические поля в проблемах освоения ресурсов природных битумов (контроль за разработкой, разведка, экология): автореф. дис. … докт. геол.-мин. наук : 04.00.12 / Швыдкин Эдуард Кузьмич. – Москва: ВНИИГеосистем, 1996. – 30 с.

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ (С ПРИМЕНЕНИЕМ МУН) ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕЙ ИСТОЩЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

А.Т.Габдрахманов

Альметьевский государственный нефтяной институт

В данной работе приведены результаты комплексных исследований на основе статистической обработки динамики добычи нефти и материалов лабораторного экспресс-метода исследования оптической плотности нефти на примере анализа прироста запасов нефти от закачки щелочно-полимерной композиции на Ново-Елховской площади Ново-Елховского месторождения и Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Анализ данных проводился на основе промысловой информации НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Альметьевнефть».

Технология закачки ЩПК-Н основана на закачивании в нагнетательные скважины композиций на основе щелочи, водорастворимых полимеров и минерализованной воды, используемой для заводнения продуктивных пластов [1].

Согласно данным института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», нефть Ново-Елховского месторождения по своему составу сернистая (от 1,25 до 1,35%), парафинистая (4,2%), выход светлых фракций 49,6%.

Вязкость пластовой нефти 3,97 мПа·с. Плотность дегазированной нефти в среднем по месторождению равна 864 г/см^3.

Для достижения поставленной цели использовались характеристики вытеснения [2, 3].

Были проанализированы два участка **6А, **52, на которых 06.2013 г. и 07.2013 г. соответственно была произведена закачка щелочно-полимерной композиции. Были рассчитаны приросты извлекаемых запасов нефти как по добывающим скважинам, так и по участкам в целом.

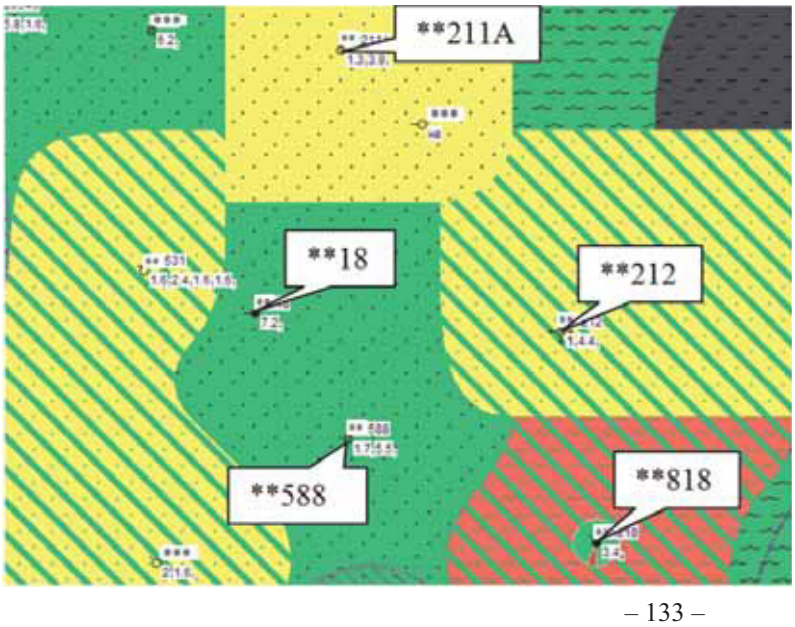


Рис. 1. Участок **212 Миннибаевской площади

Таблица 1

Параметры работы добывающих скважин по участку **6А Ново-Елховской площади

Пласты, вскрытые нагнетательной скважиной	Номер добывающей скважины	Пласты, вскрытые добывающей скважиной	Коэффициент влияния	Средний дебит нефти до МУН, т/сут	Средний дебит нефти после МУН, т/сут	Средняя обводненность продукции скважин до МУН, %	Средняя обводненность продукции скважин после МУН, %	Прирост запасов, т
а, $б_1$	**33	а, $б_{2+3}$, в	0,35	2,15	3,82	51,76	45,85	5132,1
	**05	$б_1$	1,00	0,38	0,4	95,99	95,61	Эффект отсутствует

Высокий коэффициент влияния скважины **6 А на добывающую скважину **05 связан с относительно близким расположением забоев данных скважин. Поэтому объясним низкий технологический эффект по этой добывающей скважине, несмотря на максимальный коэффициент влияния. Другой причиной отсутствия дополнительной добычи нефти является высокая обводненность продукции скважины **05.

По второму участку (нагнетательная скважина **52) также отсутствует эффект именно на скважинах с относительно высоким содержанием воды в продукции скважин (добывающие скважины **5 и **5А).

Таблица 2

Параметры работы добывающих скважин по участку **52 Ново-Елховской площади

Пласты, вскрытые нагнетательной скважиной	Номер добывающей скважины	Пласты, вскрытые добывающей скважиной	Коэффициент влияния	Средний дебит нефти до МУН, т/сут	Средний дебит нефти после МУН, т/сут	Средняя обводненность продукции скважин до МУН, %	Средняя обводненность продукции скважин после МУН, %	Прирост запасов, т
$б_1$, $б_{2+3}$, в	**4А	$б_{2+3}$, в	0,30	0,61	0,72	34,37	45,03	265,78
	**5	$б_{2+3}$	.00	8,5	3,76	74,14	90,95	Эффект отсутствует
	**5А	$б_{2+3}$	.00	5,45	2,25	91,1	93,87	Эффект отсутствует
	**50	$б_1$, $б_{2+3}$, в	.00	2,27	2,00	95,5	95,8	530

Также было установлено, что важным фактором является глубина залегания пластов. При всех прочих условиях, больший технологический эффект наблюдается по тем добывающим скважинам, которые вскрывают верхние пласты: скважина **33 вскрыла пласт «а» (нагнетательная влияющая скважина вскрыла пласты «а», «$б_1$»), по ней самая большая величина прироста запасов нефти. Добывающая скважина **50 вскрыла все те же пласты (в том числе и самый верхний пласт), что и нагнетательная скважина **52. В других добывающих скважинах данного участка самый «верхний» пласт $б_1$ не представлен – по этим добывающим скважинам наблюдается меньший технологический эффект, либо прирост запасов не наблюдается.

Исходя из данного анализа можно сделать вывод, что высокая обводненность продукции проанализированных участков скважин Ново-Елховского месторождения связана с высокой выработанностью участков в целом, а не преждевременным прорывом воды к забоям добывающей скважины.

Далее рассмотрим Миннибаевскую площадь, которая является одной из центральных площадей Ромашкинского месторождения. Параметры пластовых и поверхностных нефтей девонских отложений этой площади изменяются в следующих пределах: плотность пластовой нефти от 765 кг/м^3 до 856,9 кг/м^3, среднее значение 802,3 кг/м^3.

На нагнетательной скважине **212 22.08.14 произвели закачку щелочно-полимерной композиции в два цикла: 1 цикл – закачали в скважину раствор ЩПК в объеме 250 м^3 на основе гидрооксида натрия и полимера; 2 цикл – закачали в скважину щелочной раствор в объеме 50 м^3 при давлении закачки 100–140 атм. По этой площади также были проведены лабораторные исследования добываемой нефти.

Была исследована динамика свойств добываемой нефти из реагирующих скважин **818, **18 (пробы со скважины **588 оказались не представительными, а на скважине **211А во время проведения закачек внедрили технологию ОРЭ). Надо отметить, что высокая эффективность ОРЭ для повышения выработки запасов доказывается также оптическими методом: уже в первые три месяца после внедрения технологии ОРЭ и закачки ЩПК Ксп понизился существенно – более чем на 20%.

Возвращаясь к технологии ЩПК-Н, можно с уверенностью констатировать, что в случае скважины **18 уже в первые месяцы Ксп понизился на 13%, продукция скважин стала более «легкая», произошло дренирование новых зон, чего не скажешь про скважину **818 – за первые три месяца после закачки ЩПК-Н Ксп повысился на 11%. По участку дренирования этой скважины происходит естественное увеличение Ксп добываемой нефти вследствие влияния заводнения, и падение дебита нефти, поскольку коэффициент влияния нагнетательной скважины **212

равен нулю, и ни о каком эффекте от применения МУН по данной добывающей скважине речи идти не может. Исследования свойств добываемой продукции по скважине **818 показали верность и сходимость результатов как наших, так и промысловых данных.

По каждой скважине были рассчитаны приросты запасов нефти с использованием характеристик вытеснения. По скважине **18 произошел прирост запасов на 3,1%. Надо отметить, что для оценки технологического эффекта от применения технологий МУН необходимо продолжительное время, чтобы скважина проработала и выявила свои добывные возможности. По скважине **818 наблюдается отрицательный эффект и по результатам расчетов характеристик вытеснения.

В данных исследованиях с использованием параметра коэффициента светопоглощения нефти нам удалось установить эффективность применения щелочно-полимерной композиции уже в первые месяцы и индивидуально для каждого участка скважин.

В связи с относительно малым периодом времени, прошедшим после применения анализируемой технологии повышения нефтеизвлечения, будет не корректно оценивать прирост дебита. Однако с использованием анализа динамики величин коэффициента светополгощения уже в первые месяцы после применения МУН можно делать предварительные выводы о влиянии анализируемых технологий МУН на прирост запасов, что является оперативным способом и играет значимую роль в условиях не стабильной цены на нефть.

Литература

1. РД 153-39.0-576-08. Инструкция по технологии повышения выработки пластов с использованием модифицированных щелочно-полимерных композиций (технология ЩПК-М). – 2008.

2. *Ибаттулин Р.Р.* Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.

3. *Габдрахманов А.Т.* Технологические процессы МУН: учебное пособие по дисциплине «Технологические процессы МУН» для бакалавров направления 21.03.01 (131000) «Нефтегазовое дело» профиля «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» всех форм обучения. – Альметьевск: Типография АГНИ, 2014. – 92 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ ПРИ ИНТЕГРИРОВАННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

А.Р.Галимзянова, Р.Н. Гатауллин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН), zagidullina_aliy@mail.ru

Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе и на месторождениях нетрадиционных углеводородов, сопровождается многолетним снижением нефтеотдачи пластов в недрах более 70 % неизвлеченной нефти. В целом уже потеряно около 15 млрд тонн потенциально извлекаемых запасов нефти, то есть примерно столько, сколько добыто за всю историю развития нефтяной промышленности России.

За последние 15 лет средняя проектная величина коэффициента извлечения нефти снизилась в 1,8 раза – с 0,5 до 0,28. Это объясняется тем, что сырьевая база уже много лет пополняется в основном за счет трудноизвлекаемых запасов, в том числе высоковязких нефтей и природных битумов, а утвержденные проекты их разработки предусматривают, как правило, традиционно применение заводнения, влекущего за собой большие потери.

К числу методов, с помощью которых решается проблема энергосбережения и интенсификациипроцесса добычи нефти и природного битума, относится метод интегрированного воздействия на продуктивный пласт, включая волновое как составляющую. Накопленный опыт использования предлагаемого волнового воздействия на продуктивные пласты свидетельствуют, что при выборе оптимальных объектов разработки и параметров применяемых технических средств возможно существенно интенсифицировать процесс фильтрации и повысить нефтеотдачу пласта, а также значительно сократить энергетические и материальные затраты [1-4]. Известно, что повышение эффективности волнового воздействия на призабойную зону и нефтяной пласт при нагнетании несжимаемой жидкости в ряде случаев достигается возбуждением резонансных колебаний столба жидкости в обсадной колонне скважины.

В целях энергосбережения и интенсификации добычи высоковязких нефтей и природных битумов, иногда целесообразно использовать технологию возбуждения резонансных колебаний столба скважинной жидкости, обеспечивающую больший перенос акустической энергии в нефтяной или битумный пласт и позволяющую одновременно понизить используемую мощность излучателя. В то же время,длительный и непрерывный режим работы излучателя колебаний на забое нагнетательной скважины способствует развитию усталостных напряжений в цементном кольце обсадной колонны и его разрушению в ослабленных участках. В связи с этим, выбор значения амплитуды генерируемых излучателем колебаний давления должен определяться с учетом прочности цементного

камня. Ранее выполненные теоретические исследования [5] также показали, что наиболее напряженной зоной при вынужденных частотах, например, от 1 кГц до 10 кГц (при использовании излучателя с камерой Гельмгольца) является участок цементного кольца, в котором размещены перфорационные отверстия. Уровень этих напряжений при динамической составляющей давления с амплитудой до 1,2 МПа только на расстоянии 1,5 диаметров от отверстия падает (при частоте вынужденных колебаний 10 кГц) до уровня, ниже допускаемого. Разрушение цементного кольца на удалении более 1,5 диаметра от отверстия не наблюдается. Вне зоны перфорированного участка максимальные эквивалентные напряжения в цементном кольце не превышают допускаемые. Таким образом, установление максимально допустимого значения амплитуды колебаний давления в условиях резонанса является крайне важным, поскольку при этом определяются условия работоспособности обсадной колонны скважины и эффективности излучателя колебаний. Одновременно значение амплитуды на выходе излучателя определяется выбранным режимом работы устройства на забое скважины с учетом механизма диссипации энергии упругих волн. Механизм диссипации обусловлен, главным образом, поглощением колебательной энергии на внутренней стенкеобсадной колонны вследствие трения слоев жидкости, а также поглощением энергии на препятствиях при наличии активной составляющей проводимости. На величину силы трения на стенке влияют только слои жидкости, находящиеся вблизи нее, а они имеют меньшую скорость и соответственно меньшую инерционность, чем жидкость в ядре потока. Это приводит при изменении градиента давления при колебаниях к более быстрому перестраиванию этих слоев жидкости, а вместе с ними и силы трения на стенке, в сравнении со средней скоростью потока. Глубина проникновения вязкой волны от стенок обсадной трубы оценивается зависимостью [6]:
$\delta = \sqrt{2v/w} = 0{,}004$ мм при рассматриваемой жидкости (вода) с кинематической вязкостью $\nu=10^{-6}$ м^2/с и угловой частоте колебаний $\omega=1256$ с$^{-1}$.

Влияние потерь, связанных с трением потока, предлагается учесть введением комплексного волнового числа [7], составляющей которого при мнимой части является коэффициент потерь: $K=k(1\text{-}i\eta/2)$ при $\eta^2<<1$ (η – коэффициент сдвиговой вязкости скважинной жидкости). В этом случае распределение звукового давления по высоте столба жидкости в обсадной колонне мало отличается от его распределения в отсутствие резонанса и поглощения. Однако амплитуда резонансных колебаний существенно зависит от величины значения коэффициента потерь.

Схема размещения излучателя в интервале продуктивного пласта приведена на рис.1.

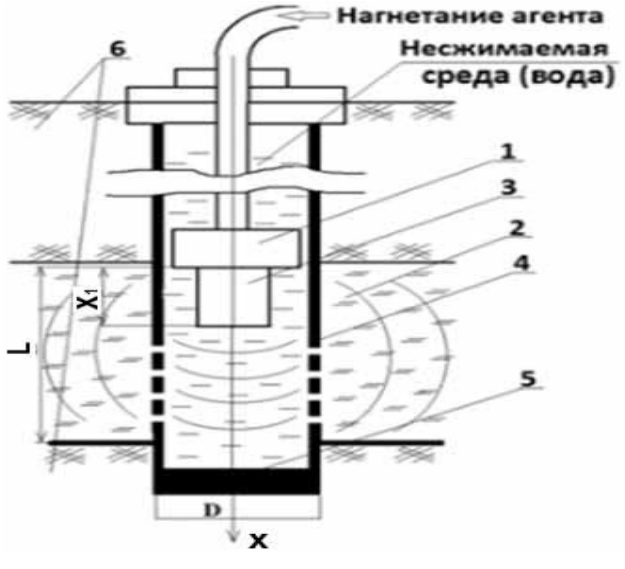


Рис. 1. Принципиальная схема размещения излучателя колебаний в нагнетательной скважине: 1 – фильтр; 2 – продуктивный пласт; 3 – излучатель колебаний; 4 – обсадная колонна скважины с цементным кольцом; 5 – дно обсадной колонны (зумпф); 6 – горная порода

Высокая эффективность волнового воздействия на пласт при нагнетании несжимаемой жидкости может быть достигнута за счет возбуждения резонансных колебаний столба жидкости в обсадной колонне скважины путем согласования режимов работы излучателя и скважины. Столб жидкости в обсадной колонне скважины, ограниченный сверху дном фильтра излучателя, а снизу – цементной подушкой-камнем при резонансе продольных колебаний образует контур, в котором устанавливается волновое поле. Частота собственных колебаний столба жидкости в скважинах может быть оценена рассмотрением колебаний в замкнутой трубе с учетом волновой проводимости фильтра и дна обсадной колонны скважины. Дно массивного металлического фильтра рассматривается как абсолютно жесткое препятствие для распространения упругих волн с входной проводимостью $Y_0=0$.

Дно обсадной колонны можно считать обладающим свойствами сосредоточенной массы. Эта масса с волновым импедансом $Zм$ нагружена на породу, характеризуемую акустическим импедансом Z'. При этом дно обсадной колонны, опирающееся на породу, частично поглощает энергию падающей на нее упругой волны.

В целом акустический импеданс указанного препятствия выражается зависимостью:

$$Z=Z_м+Z'=-i\omega\mu+\rho'c', \qquad (1)$$

где μ – поверхностная плотность сосредоточенной массы дна обсадной колонны; $\rho'c'$ – волновое сопротивление породы, расположенной ниже подошвы продуктивного пласта.

Выражение (1) используется для определения общего значения волновой проводимости препятствия Yк (дно колонны и порода пласта), которая в общем виде имеет вид:

$$Y_k = \frac{\rho'c'}{(\rho'c')^2+\mu^2\omega^2} + i\frac{\mu\omega}{(\rho'c')^2+\mu^2\omega^2}. \qquad 2)$$

Для рассматриваемого гидравлического тракта с распределенными параметрами характерно условие $L>r_0$

(L – высота обсадной колонны скважины от дна фильтра до зумпфа, r_0 – внутренний радиус обсадной колонны скважины). При соблюдении этого условия уравнением, которое определяет движение жидкости в радиальном направлении обсадной колонны, можно пренебречь, включая концы тракта. При решении задачи динамики граничное условие на стенке обсадной колонны скважины практически заменяется членом, учитывающем вязкое трение жидкости о стенку. Задание граничных условий однозначно определяет набор собственных частот, с которыми возможен резонанс при вынужденных колебаниях.

При этом вводятся следующие допущения:колебания в условиях резонанса сохраняются линейными; влияние градиента давления на каждый слой жидкости в скважине не учитывается; скорость жидкости по длине рассматриваемого участка скважины принята осредненной по сечению тракта; профиль скорости по длине тракта квазистационарный.

Исходные уравнения для определения распределения амплитуд колебаний давления и скорости частиц скважинной жидкости в нижней части обсадной колонны (в интервалах L-x_1) с учетом проводимости препятствия Y_k,имеют вид [8]:

$$p = \frac{p_0 \cdot \sin kx_1 \cdot \cos[k(L-x)+\beta]}{\sin(kL+\beta)} \text{ при } x_1<x<L, \tag{3}$$

$$u = \frac{p_0}{i\rho c} \cdot \frac{\sin kx_1 \cdot \sin[k(L-x)+\beta]}{\sin(kL+\beta)} \text{ при } x_1<x<L, \tag{4}$$

где p_0 – амплитуда колебаний на выходе излучателя; p – амплитуда колебаний давления в столбе скважинной жидкости за излучателем; β – начальная фаза колебаний параметра в момент начала отсчета времени; x – текущая координата по оси обсадной колонны; ρc – волновое сопротивление жидкости: u – амплитуда колебаний скорости частиц жидкости в нижней части обсадной колонны (за излучателем).

С учетом зависимости (2) начальная фаза колебаний определяется формулой:

$$\beta = \operatorname{arctg}(i\rho' c' Y_k) = \operatorname{arctg}\frac{\rho' c'}{\mu\omega}. \tag{5}$$

При выбранной высоте участка скважины – L=10,152 м собственная частота колебаний столба жидкости в ней составит 200 Гц (что соответствует 5-й гармонике основного тона колебаний). В этом случае параметры $\rho' c'$, определяемые значениями по [9], и найденное значение параметра μ позволяют определить величину $\beta = 1{,}023$.

В случае колеблющегося потока жидкости касательное напряжение (или силу трения) на стенке обсадной колонны можно представить в виде суммы осредненного по времени и пульсационного составляющих [6]. Под осредненным по времени гидравлическим сопротивлением (коэффициентом потерь) по [6] понимается отношение изменения средней по времени работы сил трения к полной кинетической энергии.

При ламинарном стабилизированном стационарном режиме течения жидкости, рассматриваемом в настоящей статье (при $Re_0 \approx 10^4$), коэффициент гидравлических потерь для цилиндрического канала определяется: η=64/Re_0. При турбулентном стационарном стабилизированном режиме течения ($Re_0 \approx 10^6$) коэффициент потерь определяется зависимостью: $\eta = 0{,}3164/\mathrm{Re}^{0{,}25}$.

Зависимость, полученная интегрированием уравнения движения по поперечной площади канала и характеризующая связь между осредненным по времени касательным напряжением на внутренней поверхности стенки обсадной колонны скважины и осредненной скорости жидкости в канале-w, имеет вид [6]:

$$\frac{\rho w \nu}{\tau_{w0} r_0} = \frac{1}{3} - \frac{r_0 \rho_0}{\tau_{w0}} \left[u \frac{\partial u}{\partial x}\right] \frac{1}{3} \frac{\delta_k}{r_0}, \tag{6}$$

где δ_k – толщина пограничного слоя ($\delta_k / r << 1$).

Из этого выражения следует, что коэффициент потерь складывается из соответствующего квазистационарного и пульсационного выражений:

$$\eta = \frac{64}{\mathrm{Re}_0} + 8 \frac{\left[u \frac{\partial u}{\partial x}\right]}{w^2} \sqrt{\frac{2\nu}{\omega}}, \tag{7}$$

где выражение $\frac{64}{Re_0}$ является квазистационарным значением коэффициента потерь на трение в цилиндрическом канале, последний член характеризует влияние колебательного движения жидкости в канале на осредненную по времени силу трения жидкости.

Для определения амплитуды колебаний скорости частиц в акустической волне и ее градиента изменения по длине канала обсадной трубы скважины необходимо провести преобразование уравнения (4). Оно сводится к следующему:

$$\frac{\sin[k(L-x)+\beta]}{\sin(kL+\beta)} = \frac{\sin[(kL+\beta)-kx]}{\sin(kL+\beta)} = \frac{\sin(kL+\beta)\cdot\cos kx}{\sin(kL+\beta)} - \frac{\cos(kL+\beta)\cdot\sin kx}{\sin(kL+\beta)} = \cos kx - \operatorname{ctg}(kL+\beta)\sin kx \tag{8}$$

С учетом полученного результата:

$$u = \frac{p_0}{i\rho c}[\cos kx - \operatorname{ctg}(kL+\beta) \cdot \sin kx] \tag{9}$$

Производная параметра v имеет вид:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = \frac{p_0}{i\rho c} \cdot [-k\sin kx - k\,\mathrm{ctg}(kL + \beta) \cdot \cos kx] \quad (10)$$

В целом произведение составляющей определяется при выбранных параметрах численным значением: $\frac{\partial u}{\partial x} = 11{,}9$.

При sinkx=1, coskx=0,044 (где x=5,41 м); ctg(kL+β)=-34,48; p_0=0,5 МПа; ρc=101988 при c=870 м/с[8], учитывающей модуль сдвига породы и модуль Юнга для материала обсадной колонны; $\sin kx_1$=1 (при x_1=1,027 м).

Подставляя числовые значения параметров в уравнение (7), получим величину коэффициента потерь: $\eta = 0{,}044$, где w=0,302 м/с; $d=2r_0$=0,13 м.

При резонансной частоте решение знаменателя в уравнении (3) имеет вид:

$$\sin(kL + \beta) = \sin\left[k\left(1 - i\frac{\eta}{2}\right)L + \beta\right] = \sin\left[(kL + \beta) - i\frac{\eta}{2} \cdot kL\right] = \sin(kL + \beta) - i\frac{\eta}{2} \cdot kL \cdot \cos(kL + \beta) = 0{,}03 - i0{,}322. \quad (11)$$

Таким образом, в условиях резонанса максимальное значение амплитуды колебания давленияв нижней части столба жидкости за излучателем, при выбранных величинах основных параметров, составит $p = 1{,}55$ МПа.

Полученное значение амплитуды колебания давления является исходным для оценки возможности применения этой технологии воздействия на пласт и призабойную зону, исходя из продолжительности воздействия при учете механического состояния конкретной скважины. Применительно к конкретным характеристикам нагнетательных скважин и параметрам технологической эксплуатации допустимое значение амплитуды вынужденных колебаний излучателя обеспечивается соответствующим выбором режима и длительности его работы. При невозможности продолжительного применения технологии в указанном режиме следует понизить величину амплитуды вынужденных колебаний давления на выходе излучателя приемлемым способом, тем самым обеспечивая снижение величины амплитуды в скважинной жидкости в условиях резонанса. Таким образом, величина амплитуды вынужденных колебаний, генерируемых излучателем, в условиях резонанса, определяется произведением максимально допустимого значения амплитуды резонансных колебаний и значения коэффициента потерь на поверхностное трение на стенках скважины, а также длиной участка.

Заключение

Предложен метод интегрированного воздействия на продуктивный пласт с целью интенсификации внутрипластовых процессов при освоении месторождений высоковязкой нефти и природного битума. В работе также представлен метод расчета коэффициента потерь в скважинной среде, включающий осредненные динамические параметры как стационарного, так и пульсационного режимов течения жидкости, обусловливающий снижение амплитуды колебаний давления в столбе жидкости при резонансе.

Показано, что максимальное значение амплитуды при резонансе в нижней части обсадной колонны скважины прямо пропорционально значению амплитуды вынужденных колебаний излучателя и обратно пропорционально значению величины диссипации энергии упругих волн.

Установлено, что при конкретных характеристиках нагнетательных скважин и параметрах технологического процесса их эксплуатации величина амплитуды вынужденных колебаний давления излучателя определяется произведением допустимого значения амплитуды резонансных колебаний и значения коэффициента потерь колебательной энергии жидкости на внутренних стенках обсадной колонны, а также длиной участка.

Показано, что при конкретных характеристиках нагнетательных скважин и параметрах технологического процесса их эксплуатации, допустимое значение амплитуды вынужденных колебаний давления на выходе излучателя обеспечивается как соответствующим выбором режима работы, так и его длительностью.

Литература

1. *Вахитов Г.Г., Симкин Э.М.* Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. – М.: Недра, 1985. – 231 с.

2. *Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж.* Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтяные пласты. – М.: Мир, 2001. – 260 с.

3. *Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Ганиев О.Р.* Резонансные фильтрационные потоки в пористой среде, насыщенной жидкостью // Доклады Академии наук. – М.:: Изд-во «Наука», 2007. – Т. 412. – № 1.

4. *Гатауллин Р.Н., Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Интенсификация добычи трудноизвлекаемых углеводородов за счет интегрированного тепловолнового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. – 2013 – № 1. – С. 90–93.

5. *Алемасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.А. и др.* Проведение промысловых испытаний технологии комбинированного воздействия на нефтяные пласты при нагнетании несжимаемой жидкости // Научно-технический отчет по Гос. контракту с МЭПР РТ, № 1.5.4. 1/05. – Казань:Исследовательский центр проблем энергетики КазНРАН, 2005. – Кн. 1. – 271 с.

6. *Галицейский Б.М., Рыжов Ю.А., Якуш Е.В.* Тепловые и гидродинамические процессы в колеблющихся потоках. – М.: Машиностроение. 1997. – 256 с.

7. *Скучик Е.* Основы акустики. – М.: Мир, Том 1. – 1976. – 520 с.

8. *Буторин Э.А., Загидуллина А.Р.* Распространение вынужденных колебаний и потери энергии на стенке вертикальной скважины // Известия академии наук. Энергетика. – 2008. – № 1. – С.131–136.

9. *Котяхов Ф.И.* Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 237 с.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПАРОТЕПЛОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ: ЭКОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

Р.М. Гареев[1], М.Я. Боровский[2], Г.И. Петрова[3], П.Н. Кубарев[3], В.И. Богатов[2], С.В.Шакуро[2], В.Н. Филимонов[2]

[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [2]ООО «Геофизсервис», г. Казань,[3]ТатНИПИнефть, г. Бугульма

В связи с перспективой интенсивного освоения сверхвязкой нефти на территории Черемшано-Бастрыкской зоны (ЧБЗ) существуют экологические риски, обусловленные возможным прорывом теплоносителя в зону пресных вод, загрязнением пресных поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха и почв.

Эколого-гидрогеологические аспекты разработки месторождений сверхвязкой нефти (СВН) тепловыми методами изучаются в институте «ТатНИПИнефть» с 1992 года.

С 2006 года исследования ведутся на разрабатываемом Ашальчинском поднятии Ашальчинского месторождения СВН в следующих направлениях:

а) изучение гидрогеологических условий битумных залежей:

1) фиксирование фоновых показателей состава вод битумных залежей и вод зоны активного водообмена;

2) оценка природной защищености подземных вод от загрязнения «сверху» и «снизу»;

3) создание/развитие сети гидромониторинга.

б) прогноз возможных негативных последствий разработки на подземную гидросферу:

1) дальнейшее изучение природной защищенности подземных вод «снизу»;

2) ведение гидромониторинга (гидрохимические и гидродинамические наблюдения в контуре и за контуром залежи СВН);

3) экологическая оценка техногенных изменений в зоне активного водообмена.

Ашальчинское месторождение состоит из четырех поднятий: Ашальчинское разрабатывается с 2006 года, остальные 3 готовятся к разработке. С позиции гидрогеоэкологии наиболее изученным является Ашальчинское поднятие. В ближайшие годы на 3 поднятиях Ашальчинского месторождения СВН: Северо-Ашальчинском, Южно-Ашальчинском и Большекаменском – согласно технологическим схемам разработки планируется запустить в работу 170 добывающих и 33 нагнетательные скважины.

С учетом вовлечения в разработку еще 11 поднятий ЧБЗ (согласно Бизнес-проекту СВН-2000) в ПАО «Татнефть» осуществляется «Комплексная программа гидрогеологического и экологического мониторинга для управления рисками при разработке залежей сверхвязких нефтей Черемшано-Бастрыкской зоны».

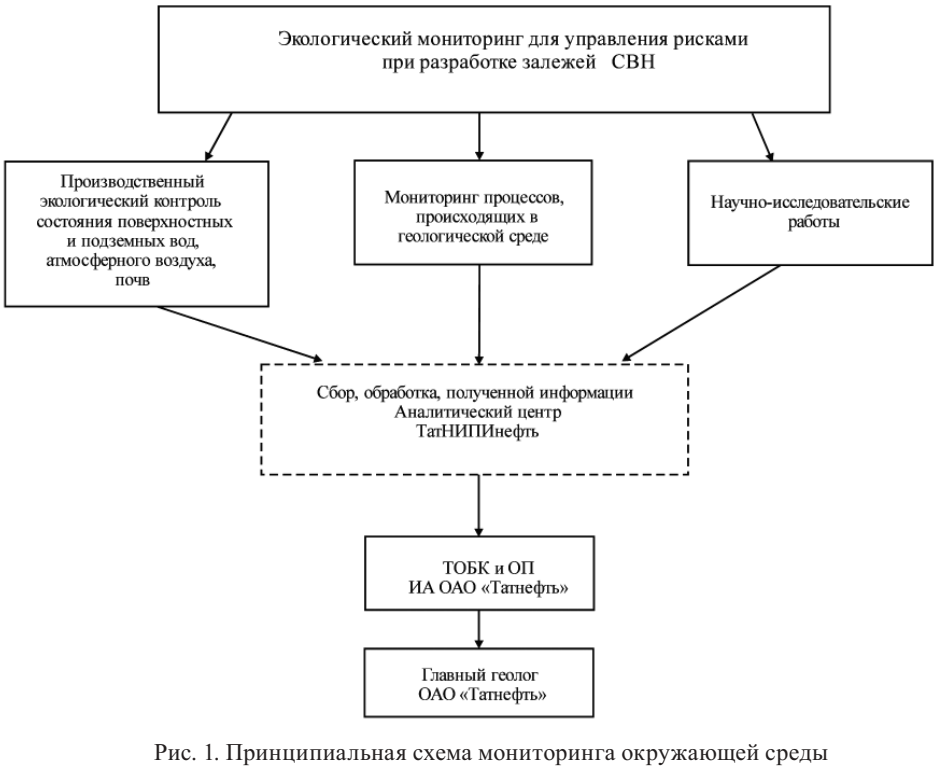


Рис. 1. Принципиальная схема мониторинга окружающей среды

Программа гидрогеологического и экологического мониторинга включает в себя (рисунок 1):

– мониторинг компонентов окружающей среды, подверженных возможному негативному воздействию: поверхностные и подземные воды, животный и растительный мир, активизация экзогенных и эндогенных процессов;

– мониторинг процессов, происходящих в геологической среде, главным образом в подземных водах, при влиянии очага паротеплового воздействия;

– продолжение научно-исследовательских работ по экологическому прогнозированию техногенных изменений в окружающей среде при разработке сверхвязких нефтей (СВН).

Для успешного решения вопроса по прогнозированию и выявлению факторов, способствующих загрязнению верхнего интервала осадочных пород, содержащего пресные водоносные горизонты, необходима информация об особенностях строения и изменения верхней толщи. Это может быть достигнуто с применением комплекса новейших методов и методик в рамках научно-исследовательских работ.

Установлено, что при паротепловом воздействии на зону активного водообмена имеются физико-химические, геолого-гидрогеологические предпосылки изменения геологической среды, проявляющиеся в геофизико-геохимическом поле.

При извлечении углеводородного сырья по внутрипластовой технологии могут наблюдаться аномальные явления: преждевременный прорыв теплоносителей к забоям добывающих скважин, либо проникновение газообразных продуктов физико-химических реакций в покрывающую залежь толщу, вплоть до дневной поверхности [1, 2]. Вследствие этого представляется существенным раннее обнаружение зон, опасных с точки зрения прорыва теплоносителя. Это могут быть как природные пути перетоков (литологические окна, тектонические трещины), так и техногенные (заброшенные стволы старых, плохо ликвидированных структурных скважин).

Искусственное повышение давления в битумном пласте может привести к перетокам продуктов горения и сероводорода в вышележащие водоносные горизонты питъевых вод и воздушную среду.

Основные ожидаемые изменения верхней части геологического разреза, связанные с эксплуатацией месторождения сверхвязких нефтей, проявляющиеся в геофизическом поле:

– Подток высокоминерализованных вод из нижележащих горизонтов по затрубному пространству скважин. Конфигурация и глубина залегания ореолов широко варьируют. Наблюдается значительное снижение электросопротивления пород [3].

– Поступление горячих вод и пара из нагнетательных скважин. Повышение температуры подземных вод сопровождается заметным (как минимум в несколько раз) понижением электросопротивления грунтов.

– Компактные зоны внедрения тяжелых нефтепродуктов и ореолы их рассеяния в растворенном и эмульгированном виде. Зоны развития собственно тяжелых нефтепродуктов могут характеризоваться повышенным электросопротивлением, ореолы рассеяние продуктов разложения и биодеградации нефтепродуктов, как правило, проявляются в электроразведочных полях как области с заметно пониженным электросопротивлением. При этом области с неглубоким (до 10–15 метров) залеганием нефтепродуктов характеризуются газовыми аномалиями в приповерхностном слое, в основном – высокими (первые проценты) концентрациями углекислого газа [4, 5].

Таким образом, на территории месторождения СВН ожидается очень пестрое строение поля удельного электрического сопротивления как в плане, так и в разрезе. Электроразведочным методом, который может достоверно локализовать сложнопостроенные техногенные аномалии, на сегодняшний день является электротомография.

Как правило, участки сосредоточения нефтепродуктов отмечаются в поле электросопротивления как низкоомные аномалии [6, 7]. Тот факт, что нефтепродукты, представляя в чистом виде изоляторы, в естественных природных условиях снижают удельное электросопротивление грунтов, имеет несколько объяснений. Во-первых, в большинстве случаев, вещество, слагающее тело линзы является не чистым нефтепродуктом, а его водной эмульсией, которая сама по себе на фоне сухих пород не является высокоомным объектом. Во-вторых, активные процессы аэробной и анаэробной биодеградации нефтепродуктов, протекающие в естественных условиях, приводят к образованию и накоплению как в пределах интервалов в разной степени насыщенных нефтепродуктами, так и зоне аэрации над ними органических и неорганических (угольной) кислот и их солей [8], существенно снижающих электросопротивление породы. Так, над одной из «старых», истощенных линз нефтепродуктов, залегающей на глубине порядка 20 метров, электрозондированием зафиксирован низкоомный ореол в зоне аэрации на глубинах не более 5–10 метров, сформировавшийся в течение 20–30 лет под действием восходящих потоков углеродсодержащих газов [3,5].

Результаты моделирования демонстрируют, что в указанном интервале глубин электротомография позволяет детально закартировать низкоомные ореолы загрязнения (минерализованные воды, горячие воды, продукты физико-химических реакций) и локализовать их источники.

На рисунке 2 показана условная модель, где на фоне разреза с удельным сопротивлением 25 Ом·м имеется внедрение низкоомного (5 Ом·м) субстрата сложной конфигурации и расчетный разрез кажущегося сопротивления для предлагаемой дипольной установки зондирования.

Изучение распределения концентраций углеродсодержащих газов в почвенном воздухе является одним из наиболее эффективных геохимических методов картирования загрязнения [9,10,11].

Интенсивность газогеохимических аномалий определяется рядом независимых факторов. В зоне развития линзы нефтепродуктов, при ее неглубоком залегании, состав почвенного газа существенно отличается от фонового за счет присутствия как собственно углеводородных газов, так и продуктов естественной биодеградации поллютантов (в аэробных условиях – CO_2, в анаэробных условиях – CH_4[4, 5, 9]). В местах дислокации «старых» загрязнений нефтепродуктами в почвенном воздухе присутствуют те же компоненты, но в несколько иных пропорциях – здесь преобладает углекислый газ как продукт аэробной деградации. Аномальные содержания в почвенном воздухе углекислого газа также характерны для участков загрязнения тяжелыми нефтепродуктами, поскольку

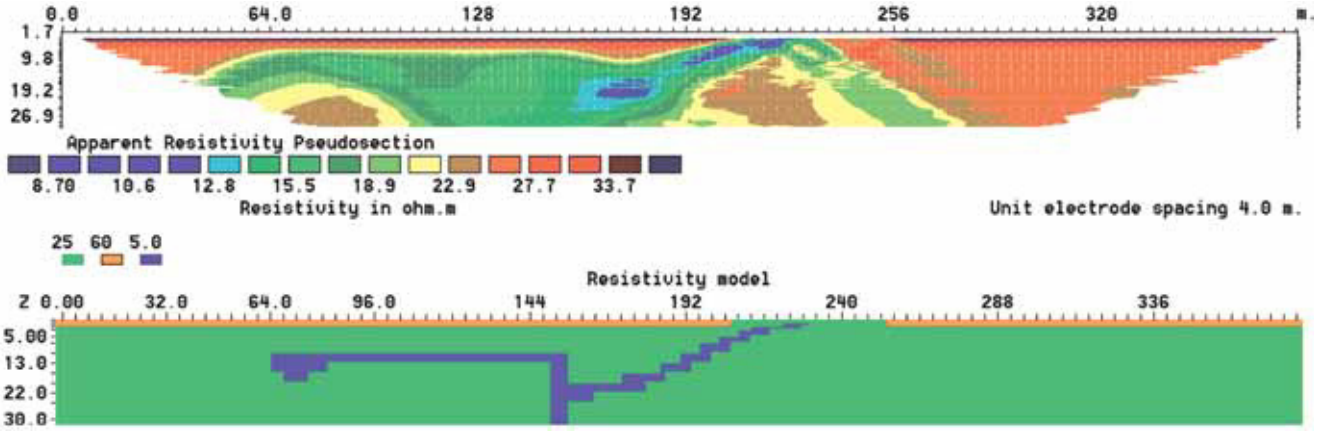


Рис. 2. Геоэлектрическая модель засоления (внизу) и расчетный разрез кажущегося сопротивления для дипольной установки зондирования (сверху)

последние практически не образуют летучих фракций. Выявленные аномалии, возможно, картируют каналы миграции гравитационно-подвижных нефтепродуктов.

Обнаружение аномальных концентраций сероводорода, CO_2 и CH_4 представляет особенный интерес.

Учеными ТатНИПИнефть установлено, что массовое содержание серы в сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения составляет 6 %[12]. При повышении температуры карбоксильные соединения распадаются с выделением двуокиси углерода, а серосодержащие органические вещества – сероводорода. Учитывая величину обводненности добываемой эмульсии, равную 80 %, получено, что при паротепловом воздействии на Ашальчинском месторождении продуцируется от 0,61 до 1,51 кг сероводорода в пересчете на одну тонну добываемой СВН. Основная часть сероводорода, образовавшегося в результате акватермолиза, находится в растворенном состоянии в попутно добываемой воде – до 150 мг/дм^3. В состав этой воды входят пластовая минерализованная вода и конденсат закачиваемого пара. Растворимость газов в воде при постоянной температуре прямо пропорциональна давлению, под которым находится жидкость. На растворимость влияет и множество других факторов, таких как химический состав воды и газов.

Полученная зависимость подтверждает общее правило, что растворимость газов в воде понижается при повышении минерализации. Отсюда можно заключить, что чем больше доля сконденсирововавшегося пара в добываемой воде, тем большую концентрацию сероводорода в ней можно ожидать.

В таблице представлен состав газа в затрубном пространстве добывающих скважин. Установлено, что газ в затрубном пространстве горизонтальных добывающих скважин представлен углекислым газом (до 80 %).

По данным А.И.Обжирова, количество углекислого газа в воздухе, как правило, не превышает 0,1–0,2%. Зафиксировано, что при достижении в общем объеме 10–11% углекислого газа, имеются случаи смертельного исхода человека[13]. Отмечается, что «…Углекислый газ не пахнет, не имеет цвета, и не является вредным газом. Но опасность его состоит в том, что при увеличении его концентрации в воздухе более 1–2% парциального давления,

Таблица

Состав газа в затрубном пространстве добывающих скважин (данные ТатНИПИнефть)

Компоненты	Мольная доля, %						
	Скв. 240 н. 18 авг. 2009	Скв.230 н. 7 окт. 2009	Скв.232 н. 7 окт. 2009	Скв.230 н. 11 ноябрь 2009	Скв.232 н. 11 ноября 2009	Скв. 232 24 декабря 2009	Скв. 230 24 декабря 2009
H_2S	0,56	2,38	0,9	2,37	0,72	1,33	1,66
CO_2	4,58	47,4	85,44	78,43	84,72	86,76	58,29
N_2	1,92	1,6	-	-	-	-	-
C_1	92,64	47,78	12,35	18,47	13,5	9,82	31,59
C_2	0,01	0,02	-	-	-	0,01	0,03
C_3	0,04	0,02	-	-	-	0,04	0,01
iC_4	0,01	0,03	0,02	0,02	0,02	0,04	1,91
nC_4	0,01	0,01	-	-	-	0,01	2,06
iC_5	0,03	0,04	0,06	0,03	0,05	0,03	0,11
nC_5	0,05	0,05	0,01	-	-	0,09	0,14
C_6	0,08	0,28	0,34	0,3	0,38	0,8	3,38
C_7+выше	0,07	0,39	0,88	0,38	0,61	1,07	0,82
Итого	100	100	100	100	100	100	100

кислорода становится недостаточным для поступления в кровь и поддержания в организме окислительно-обменных реакций, то есть человек погибает от удушья». Указывается и другая опасность углекислого газа, которая состоит в том, что он тяжелее воздуха почти в 1,5 раза. Акцентируется, что углекислый газ может накапливаться в низинах, в почвах, на дне пещер и других местах.

Следовательно, накопление углекислого газа представляет опасность удушья. Появление повышенных концентраций CO_2является результатом паротеплового воздействия на карбонатные породы. Установлено, что основным компонентом газовыделения при тепловом воздействии до 400°С служит углекислый газ[14].

Все карбонаты могут выдерживать достаточно высокие температуры, однако в среде водяного пара они начинают диссоциировать (В.И.Семкин, Т.Н.Юсупова, Л.М.Петрова, Г.В.Романов; 1992) при более низких температурах – от 100 до 350–400°С [1]. Эта реакция выражается следующим уравнением:

$$CaCO_3 + H_2O \rightarrow Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaO + H_2CO_3. \quad (1)$$

При этом возможна генерация значительного количества углекислоты (Р.Г. Панкина, В.Л.Мехтиева, 1981) в зоне термического воздействия. Присутствие в небольших количествах в породе таких некарбонатных минералов, как пирит, марказит, пирротин, свободная сера, нефть (битум), равно как и солей щелочных металлов, в том числе и хлористого натрия, также значительно снижает (А.М.Бернштейн, О.Ю.Дорохов, 1981) температуру диссоциации карбонатов [1]. Данный процесс требует тщательного изучения.

Наличие карбонатных пород характерно как для самой залежи СВН (в виде цемента), так и вмещающих пород. Коэффициент карбонатности продуктивной части песчаниковой пачки может достигать 30%.

Сложные термические и гидравлические процессы могут привести к нарушению целостности покрышки («лингуловые» глины) и возникновению путей миграции, по которым продукты физико-химических реакций могут попасть в вышележащие горизонты, в том числе сложенные карбонатными породами («среднеспириферовый» известняк).

Таким образом, при эксплуатации Ашальчинского месторождения СВН с помощью паротеплового воздействия не исключено наличие высоких концентраций CO_2 в приповерхностной части разреза. Это явление следует учитывать в районе нефтепромысла (подвалы, гаражи различных инженерно-технических сооружений и др.). Особенно внимательным надо быть при чрезвычайных природных явлениях, разливах рек (р. Шешма) и подтоплении объекта.

Р.Х. Муслимов, Ш.Ф Тахаутдинов, Г.И. Васясин и др. отмечают, что сложные физико-химические явления, сопровождающие процесс термодеструкции битуминозной нефти при паротепловом воздействии приводят к образованию газовыделений состава CH_4, C_6H_6 и др[15].

По данным Е.С. Смерковича, А.Б. Близеева и др. паротепловое воздействие на пластовый битум сопровождается его низкотемпературным фракционированием с выделением преимущественно углеводородов C_5-C_6, незначительных количеств C_2-C_4, появления заметного числа непредельных углеводородов и сероводорода [16].

Появление в приповерхностной зоне над залежью битумов повышенных концентраций метана и других непредельных углеводородов служит подтверждением сообщаемости продуктивного пласта с вышележащими отложениями. Наличие аномальных содержаний углеводородных газов свидетельствует об их миграции по трещиноватым породам.

Важно учитывать, что при разработке залежи СВН, метан может проникать в подземные помещения, имеющиеся на нефтепромысле. При накоплении метана в атмосфере воздуха в закрытом помещении до концентрации 6–12% от искры происходит взрыв.

Существующие предпосылки по изменению геологической среды как непосредственно в пласте, так и в вышележащей зоне могут быть доказаны результатами электротомографических и газогеохимических исследований.

Электротомография позволяет получать детальную геологическую картину и выявлять весьма «тонкие» особенности геологического разреза. Электротомографические исследования в площадно-профильной интепретации выявляют субвертикальные и площадные зоны пониженных сопротивлений, связанные с возможной миграцией углеводородов, продуктов паротеплового воздействия в вышележащие верхне- и нижнеказанские отложения.

По материалам газогеохимической съемки определяется суммарное содержание углеводородных газов по метану ΣCH_4и концентрации углекислого газа. Геохимические исследования позволяют оценить экологическую обстановку, выделить и указать места техногенных загрязнений окружающей среды, выявить возможность вертикальной миграции углеводородных газов из пласта.

Достоверность прогноза увеличивается при комплексировании различных методов, в частности электротомографии с газогеохимической съемкой. Целесообразно геофизические и геохимические исследования проводить по одним и тем же профилям в местах наибольшей мощности песчаниковой пачки. Дополнительно выполняется кондуктометрия по поверхностным водотокам.

Для контроля экологической обстановки принимается следующая технология:

– исследование характера распределения геофизических и геохимических полей по профилям и в плане;

– эколого-гидрогеологическое истолкование полученных геофизических и газо-геохимических материалов.

Предполагается:

– вертикальное электрическое зондирование (электротомография), которое осуществляется в профильно-площадном варианте: уточняется геологическое строение приповерхностной толщи (литологическое расчленение

разреза), выделяются грунты, подверженные загрязнению, трассируются каналы миграции загрязняющих веществ (соленые воды, нефтепродукты, продукты физико-химических реакций, происходящих в пласте в результате парогравитационного дренажа);

– газогеохимическая съемка выполняется в профильно-площадном варианте для выделения аномальных зон нефтепродуктового загрязнения и подтверждения трасс движения поллютантов. Регистрируются следующие компоненты: сумма углеводородных газов и углекислый газ;

– акваториальная геофизика (термометрия и резистивиметрия) проводится вдоль береговой линии поверхностного водотока: фиксируются выходы подземных вод, возможно загрязненных.

Комплексная интерпретация геофизико-геохимических исследований включает:

– трассирование зон повышенной проницаемости верхней части геологического разреза;

– выявление участков с аномальным содержанием углеводородных газов и областей с повышенным содержанием углекислого газа в почвенном воздухе (газогеохимическая съемка);

– выделение температурных аномалий, зон повышенной минерализации поверхностных водотоков (резистивиметрия/термометрия).

В соответствии с требованиями к проведению геоэкологических исследований определяется система мониторинга геологической среды с привязкой к наиболее информативным точкам возможного проявления гидрогеохимических и литологеохимических аномалий. Поэтому для контроля экологической обстановки в локальных зонах разработки залежей СВН на месторождении должен проводиться мониторинг особо опасных объектов, участков, зон, т.е. импактный мониторинг.

Импактный мониторинг геологической среды включает электротомографические исследования и газогеохимическую съемку. Рекомендуется контроль по оценке техногенного воздействия при паротепловом методе разработки скопления СВН осуществлять по той же сети профилей, по которой уже получены результаты, являющиеся основой для дальнейших исследований. Данная система геофизико-геохимических наблюдений охватывает всю площадь месторождения как единого объекта, с расстоянием между профилями в среднем 200–300 м, размещенных, как правило, в местах наибольшей мощности продуктивного пласта. Целесообразно, увеличение плотности сети профилей газогеохимической съемки, путем уменьшения расстояния между ними до 50–100 м. Электроразведку следует осуществлять по ранее проведенным профилям.

Литература

1.*Боровский М.Я.* Геофизические методы подготовки и контроля процессов эксплуатации месторождений природных битумов / М.Я. Боровский, Э.К. Швыдкин, Р.З. Мухаметшин, Ю.Э. Халабуда, Б.В. Успенский; под ред. Р.З. Мухаметшина. – М. : ГЕОС, 2000. – 170 с.

2. *Хисамов Р.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан / Р.С. Хисамов, М.Я. Боровский, Н.С. Гатиятуллин ; под ред. Р.С. Хисамова. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2007. – 247 с.

3. *Харьковский К.С.* Поиск и оконтуривание очагов засолонения подземных вод методами наземной электроразведки (на примере нефтедобывающих районов Республики Татарстан) : автореферат дис. ... канд. геол.-минер. наук: 04.00.06 / Харьковский Константин Станиславович. – СПб.: СПбГГИ, 1998. – 21 с.

4. Геоэкологическое обследование предприятий нефтяной промышленности / под ред. проф. В.А. Шевнина и доц. И.Н. Модина. – М. : РУССО, 1999. – 511 с.

5. Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан; под ред. А.И. Короткова, В.К. Учаева. – Казань : Изд-во Репер, 2007. – 300 с.

6. *Шакуро С.В.* Комплексные геофизические исследования техногенных линз легких нефтепродуктов / С.В. Шакуро // Материалы VI Международной научно-практической конференции «Инженерная и рудная геофизика-2010». EAGE. – г. Геленджик, 2010.

7. *Шакуро С.В.* Геофизическая оценка площадей загрязненных нефтепродуктами на урбанизированных территориях. Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан / С.В. Шакуро, М.Я. Боровский // Труды X Междунар. симп, Казань, 1–3 декабря 2009 г. – Казань : Изд-во Печатный салон Онегин, 2009. – С.202–212.

8. *Мингазов М.Н.* Оценка эколого-гидрогеологической ситуации при разработке месторождений сверхвязких нефтей тепловыми методами / М.Н Мингазов, И.А. Терновская, Г.И. Петрова, М.Я. Боровский, В.А. Большов, Е.Г. Фахрутдинов // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 2. – С. 26–30.

9. *Пинчук Н.П.* Изучение и очистка водоносных горизонтов и зоны аэрации, загрязненных нефтепродуктами / Н.П. Пинчук, А.И. Юнак, А.С. Покутник, И.Л. Хархордин, В.Ю. Абрамов [и др.]. – М, 2002.

10. Sauck W.A. A Model for the Resistivity Structure of LNAPL Plumes and their Environs in Sandy Sediments. Journal of Applied Geophysics, 44 (2000), p. 151–165, 1999.

11. Waddill D.W., Parker J.C. Simulated Recovery of Light, Nonaqueous Phase Liquid from Unconfined Heterogeneous Aquifers. Vol. 35, No 6 GROUND WATER, 1997.

12. *Сахабутдинов Р.З, Малофеев В.В., Шаталов А.Н.* Появление сероводорода в продукции скважин в результате паротеплового воздействия на пласт при разработке Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, вы. 28. – М., 2010 – С.254–260.

13. *Обжиров, А.И.* Углекислый газ, метан и детективные истории / А.И. Обжиров // Геофизический вестник. – Тверь: Изд-во Полипресс. – 2014. – № 4. – С.33–36.

14. *Семкин, В.И.* Изучение термического поведения карбонатных пород при моделировании паротеплового воздействия на пласт / В.И. Семкин, Т.Н. Юсупова, Г.В. Романов, Б.Я.Маргулис, Ю.А. Волков // Тезисы докладов научно-практической конференции «Математическое и физическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов» (16–18 октября 1990 г., г.Казань). – Альметьевск, 1990. – С.46–48.

15. *Муслимов, Р.Х.* Мониторинг природной среды при разработке битумных залежей / Р.Х. Муслимов, Ш.Ф.Тахаутдинов, Г.И. Васясин, В.В. Чендарев, М.С. Чаганов, Н.С. Гатиятуллин, Г.В. Романов, И.Г. Юсупов, В.А. Покровский, А.В. Иванов, А.Ф. Магалимов; под ред. Э.М. Хакимова. – Казань : Мониторинг, 1995. – 244 с.

16. *Смеркович, Е.С.* Обзор газогеохимических исследований в геоэкологических и геологоразведочных целях на залежах природных битумов / Е.С. Смеркович, А.Б. Близеев, Ю.В. Волков, И.В. Колокольникова // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений : труды научно-практической конференции VII Международной выставки «Нефть, газ – 2000» (Казань, 5–7 сентября 2000 года). – Казань : Экоцентр, 2000. – С.228–232.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕБИТУМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМБИНИРОВАННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ

Р.Н. Гатауллин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН), rustem.acadrome@mail.ru

В связи с истощением разрабатываемых месторождений именно запасы высоковязкой нефти и природных битумов являются важнейшим сырьевым ресурсом нефтяной отрасли страны. На нефтяных промыслах Российской Федерации испытано более 300 различных методов добычи. Это объясняется тем, что в России более 75% запасов нефти относится к трудноизвлекаемым, а запасы природных битумов составляют треть всех запасов РФ. Важно также отметить, что значительная часть запасов битумов России находится на территории Республики Татарстан.

Помимо традиционных методов увеличения нефтеотдачи в качестве отдельной категории рассматриваются интегрированные, или комбинированные, методы, представляющие собой совмещение нескольких методов воздействия. При этом возникает возможность получения синергетического (сверхсуммарного) эффекта, превышающего сумму отдельно получаемых при этом эффектов.

Решение поставленной задачи предлагается осуществить применением системы горизонтальных скважин и комплексного теплового и волнового воздействия на продуктивный пласт. Достоинство предлагаемого подхода состоит в том, что часть энергии нагнетаемого в пласт рабочего агента преобразуется в энергию упругих волн. В качестве теплоносителей могут быть использованы газы и жидкости. При этом формирующееся волновое поле позволяет регулировать интенсивность воздействия на пласты с различными коллекторскими свойствами и легко совмещается с другими традиционными методами обработки, не нарушая известные технологические процессы. Применение подобных технологий возможно как в условиях вертикальных, так и горизонтальных скважин [1].

Анализ результатов применения технологии добычи высоковязкой нефти и природного битума при помощи горизонтальных скважин показал, что наиболее эффективным является использование двух горизонтальных скважин, расположенных одна над другой [2]. Верхняя служит для нагнетания теплоносителя, нижняя – для извлечения продукции. Этот процесс называется гравитационным дренированием с помощью пара. Аналогом такого способа добычи углеводородов является технология SAGD (SteamAssistedGravityDrainage) (рис.1). Этот вариант воздействия на пласт представляет особый интерес для условий нефтяных и битумных месторождений Татарстана, поэтому при добыче высоковязких нефтей и природного битума с применением интегрированного тепловолнового воздействия на пласт целесообразно принять именно эту технологию, когда пар подается через излучатель колебаний давления в верхнюю горизонтальную скважину. При этом формируется волновое поле, воздействующее совместно с температурой на пласт, а из нижней горизонтальной скважины происходит отбор извлекаемой продукции.

Из прогретой зоны нефть (битум) и конденсат стекают к нижней перфорированной горизонтальной скважине. При применении неперфорированной верхней горизонтальной скважины прогрев пласта происходит за счет теплопроводности и протекает в течение длительного времени. Поэтому верхняя труба перфорируется. Благодаря этому возникает напорный режим добычи. Производится это также для эффективного прохождения волнового поля из скважины в пласт. При этом регулируется режим закачки пара путем изменения расхода нагнетания рабочего агента, во избежание большого паро-нефтяного соотношения.

Анализом литературных данных [2, 3] установлено, что при циркуляции пара в горизонтальной скважине образуется поверхность теплового контакта и битум прогревается до подвижного состояния. Процесс может быть

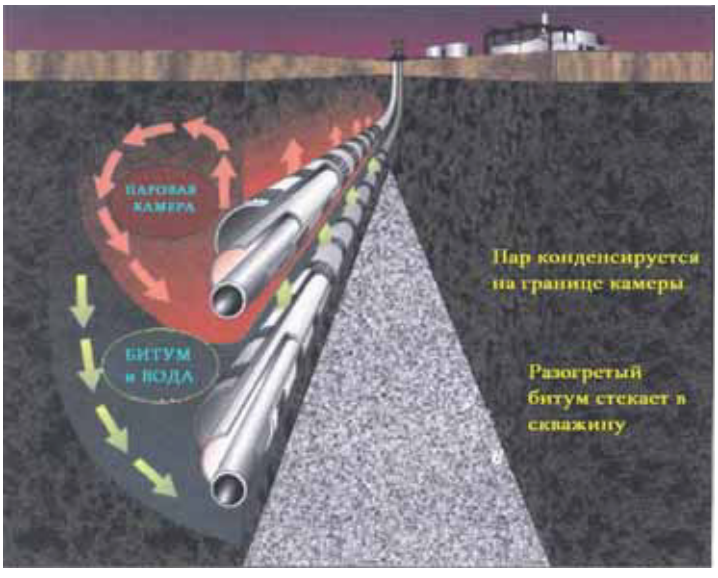


Рис. 1. Схема разработки продуктивного пласта с помощью горизонтальных скважин: нагнетательной (сверху) и добывающей

реализован на залежах практически при любой вязкости углеводородов.

В связи с увеличением теплопроводности насыщенных горных пород в упругом поле повышается эффективность совместного применения термического и волнового воздействия. В этом случае, меняя интенсивность и частоту акустического поля, можно увеличить или уменьшить радиус прогрева приствольного массива.

Формирование технологических параметров при комбинированном воздействии на залежи природных битумов происходит в объеме температурного и волнового полей генератора колебаний. При этом предполагается, что условия залегания и параметры ГС известны. Характеристики пласта и горизонтальных скважин принимаются аналогичными условиям Мордово-Кармальского месторождения природных битумов (ПАО «Татнефть»).

Дебит добывающей горизонтальной скважины при заданной длине может быть определен по формуле (1)–[4]:

$$q = 2\cdot10^{6}\cdot\pi\cdot k\cdot h\cdot(P_k - P_c) / \mu\cdot \ln(4R_k / l) + (\ln(h / 2\pi\cdot r_c)\cdot(h / l)), \quad (1)$$

где q – дебит скважины, т/сут; k – проницаемость пласта, мкм^2; $P_к$ – давление на контуре питания, Па; P_c – давление на стенку скважины, Па; μ – коэффициент динамической вязкости нефти, Па··с; $R_к$ – радиус контура питания, м; l – длина скважины в продуктивном пласте, м; h – мощность (толщина по вертикали) пласта, м; r_c – радиус скважины, м.

Анализ формулы (1) показывает, что наиболее значимое влияние на продуктивность горизонтальной скважины оказывают следующие параметры: проницаемость пласта k, градиент пластового давления ΔP, длина горизонтальной скважины l и коэффициент динамической вязкости пластовой жидкости μ,на значение которого можно влиять изменением температуры пласта. Волновое воздействие на продуктивный пласт, осуществляемое при размещении излучателя в горизонтальной скважине, может существенно повысить проницаемость пористой среды k, что непосредственно отражается на дебите скважины.

В результате исследования теплофизических свойств пластовой жидкости устанавливается зависимость ее вязкости от температуры с помощью зависимости, предложенной Рейнольдсом [5]:

$$\mu(t) = \mu_o\cdot \exp(-a\cdot t), \quad (2)$$

где μ(t) – значение вязкости пластовой жидкости при температуре t; μ_o – значение вязкости при температуре t = 0 єС; a – эмпирическая постоянная.

Необходимо отметить, что среди теплофизических свойств нефти и особенно природных битумов, наибольшее влияние температура оказывает на величину коэффициента динамической вязкости (2) [1]. В результате исследования выявлено, что с увеличением температуры вязкость нефти многократно снижается, особенно в интервале 10–100°С. При дальнейшем увеличении температуры от 100°С и выше снижение вязкости происходит существенно менее интенсивно. Так как дебит нефти обратно пропорционален ее вязкости, то производительность скважин может быть увеличена в несколько раз. С этой точки зрения тепловое воздействие на процесс добычи природных битумов и высоковязких нефтей является весьма перспективным.

Комбинированное воздействие на продуктивный пласт рентабельно также с точки зрения очистки призабойной зоны пласта, поскольку при эксплуатации пласта в ствол добывающей скважины совместно с нефтью выносятся парафины, асфальто-смолистые вещества, механические примеси, вода и др. Понижение температуры и давления приводит к интенсивным отложениям парафинов. Температура плавления многих парафинов находится в пределах 40–80°С. Тепловое поле вызывает плавление парафина в призабойной зоне пласта и вынос его при эксплуатации скважины на земную поверхность.

Средняя температура прогреваемого пласта определяется параметрами теплоносителя, теплофизическими свойствами и приемистостью пласта:

$$\bar{t} = t_0 + \left[(t_T - t_0)\cdot(1 - x) + \Delta J / C_T\cdot x\right] / \left|1 + \left(A / \bar{q}\right)\cdot H / 2r_c\cdot\lambda / C_T\right|, \quad (3)$$

где $\bar{t}$ – средняя температура прогреваемого пласта, ^{0}С; t_0 – начальная температура пласта, ^{0}С; t_T – температура теплоносителя на входе в пласт, ^{0}С; x – сухость конденсирующегося пара; ΔJ – теплота конденсации; C_T – теплоемкость теплоносителя; A – постоянная, зависящая от теплофизических свойств пласта и пластовой жидкости; H – толщина пласта, м; $\bar{q}$ – приемистость пласта; r_c – радиус скважины, м; λ – теплопроводность пласта.

Количество теплоты, потребляемое при прогреве пласта толщиной H, длиной L от начальной температуры T_0 до средней температуры, равно:

$$Q = 0{,}067 H^2 L \rho c_p (\overline{T} - T_0) lnH / d_c, \quad (4)$$

где ρ – плотность пласта, кг/м^3; c_p – теплоемкость пласта, кДж/(кг·K); d_c – диаметр скважины, м.

Если количество подводимой в пласт энергии определяется исходя из теплового баланса, то оно может быть выражено формулой:

$$q = 10^{-2} \frac{HL}{d_c} \lambda (\overline{T} - T_0), \quad (5)$$

С помощью соотношений (4) и (5) определяется время прогрева пласта τ. Это есть отношение количества теплоты Q к тепловой мощности q, подводимой в пласт.

В результате исследования битумонасыщенного пласта Мордово-Кармальского месторождения РТ способ тепловолнового воздействия на битумный пласт в условиях горизонтальной скважины реализуется при количестве теплоты, подведенном в пласт и равном Q = 9,2·10^8 кДж. Время прогрева пласта, необходимое для нагрева пласта до средней температуры t = 150 єС, составляет 9,5 суток.

Коэффициент затухания колебаний жидкости определяется по формуле Стокса [6]:

$$\alpha_ж = 8\pi^2 \cdot \omega^2 \cdot \mu_ж / 3\rho_ж \cdot C_ж^3, \quad (6)$$

где $\mu_{ж}$ – вязкость жидкости, Па··с; $\rho_{ж}$ – плотность ее, кг/м^3; $C_{ж}$ – скорость звука в жидкости, м/с; ω – частота колебаний волнового поля, с$^{-1}$.

Коэффициент затухания колебаний горной породы вычисляется следующим образом [5]:

$$\alpha_п = b_п \cdot \omega / 2C_п, \quad (7)$$

где b_n – эмпирическая постоянная, определяющая количество энергии, теряемой за один цикл колебания; значение ее зависит от вида горной породы; C_n – скорость звука в породе, м/с.

Из данных значений эмпирической постоянной b_n для различных горных пород следует, что у плотных и кристаллических пород (базальт, доломит, гранит) постоянная b_n существенно меньше, чем у менее плотных и крупнозернистых (известняк, мел, гипс, песчаник). Это значит, что в первом случае коэффициент затухания волнового поля меньше, чем во втором.

Поскольку затухание колебаний обусловлено сопротивлением, возникающим при распространении волн, то эффективный коэффициент затухания колебаний определяется правилом сложения сопротивлений [6]:

$$\alpha = m^{1/3} \cdot \alpha_{ж} + (1 - m^{1/3}) \alpha_n \quad (8)$$

где m – пористость породы в долях единицы.

Произведем теперь оценку коэффициента затухания волн в пласте на примере промысловых условий Мордово-Кармальского месторождения: температура пласта t = 100^{0}С; частота ω = 2000 Гц; скорость звука в битуме, $C_{ж}$ = 1300 м/с; плотность песчаника, ρ_n =2500 кг/м^3; скорость звука в песчанике, C_n = 4280 м/с; пористость песчаника, m =0,3; постоянная коэффициента затухания, b_n = 0,138.

В соответствии с формулами (6–8) получаем:

$\alpha_{ж}$ = 1,35··10^{-6} м$^{-1}$; α_n = 0,0322 м$^{-1}$; α = 0,0106 м$^{-1}$.

Таким образом, в низкопористых коллекторах фактором, определяющим значение коэффициента затухания волнового поля, является свойство породы, а не жидкости.

Если в качестве характерного размера взять величину проницаемости пласта k, то интенсивность волнового поля в скважине равна:

$$J_0 = \frac{\omega^2 k \rho c}{2} \sqrt{\frac{R_к}{r_c}} exp\left[\alpha (R_к - r_c)\right]. \quad (9)$$

Амплитуда давления в породе определяется по формуле:

$$\Delta p_c = \sqrt{2 J_0 \rho c}. \quad (10)$$

Мощность потока энергии, передаваемого в пласт W, определяется произведением интенсивности волнового поля J_0 и площади боковой поверхности горизонтальной скважины F_c. Таким образом, формулы, приведенные выше, при заданных характеристиках породы пласта и битума, а также известных параметрах скважины позволяют оценить параметры генератора волн и наземного оборудования.

Поскольку волновое воздействие существенно влияет на проницаемость пористой среды, то необходимо учесть проницаемость, характеризующую влияние волнового поля на пласт, которая определяется с помощью следующей зависимости [5]:

$$\overline{k} = \frac{p_0^2}{2\rho^2 c^2 w_0^2} \sqrt{\frac{r_c}{R_k}} \cdot e^{-\alpha (R_k - r_c)}. \quad (11)$$

В результате коэффициент проницаемости k при тепловолновом воздействии определяется суммой начального коэффициента проницаемости (без учета волнового воздействия) и проницаемостью, учитывающей влияние волнового поля на пласт.

В дальнейшем определяется дебит горизонтальной скважины при тепловом воздействии на продуктивный пласт по формуле (1) с учетом зависимости (2) и комбинированного воздействия по формуле (1) – с учетом (2) и (11).

На рисунке 2 приведена сравнительная оценка теплового и тепловолнового воздействия на пласт Мордово-Кармальского месторождения природных битумов. На графике показано, что при достижении средней температуры прогрева пласта до 150°С и более при комбинированном воздействии на пласт возможно кратное увеличение дебита скважин по сравнению с тепловым.

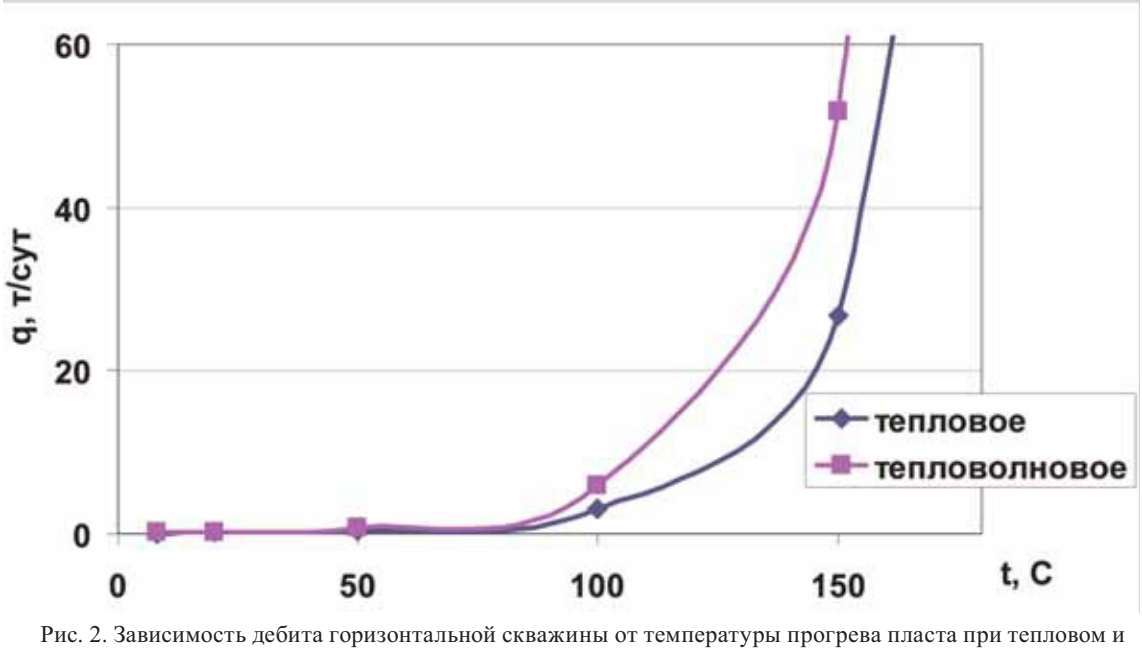


Рис. 2. Зависимость дебита горизонтальной скважины от температуры прогрева пласта при тепловом и тепловолновом воздействии на пласт

Анализом проведенных исследований и литературных данных [4, 6, 7] показано, что существуют факторы, которые позволяют обеспечить максимальный приток нефти к горизонтальным скважинам. Геологические характеристики разреза, фильтрационные параметры пласта и физико-механические свойства породы и пластовых жидкостей влияют на распределение теплового и волнового полей при предлагаемом воздействии на нефтяной пласт и, следовательно, на процесс фильтрации и продуктивность скважин.

Установлено, что интенсифицировать процесс добычи углеводородов при интегрированном тепловолновом воздействии на пласт возможно путем снижения вязкости пластового флюида нагнетанием пара в пласт и повышения проницаемости пористой среды при волновом воздействии на него.

Литература

1. *Гатауллин Р.Н., Кравцов Я.И., Коханова С.Я.* Особенности метода интегрированного воздействия на продуктивный пласт при применении горизонтальных скважин // Вестник КГТУ им. А.Н. Туполева. – 2008. № 3. – С. 9–14.

2. *Chung K.H., Butler R.M.*A theoretical and experimental study of SAGD. The fouth UNITAR/UNDP International conference on heavy crude and tar sands: In situ recovery. – 1988. vol.4. – P 191–210.

3. *Шандрыгин А.Н.* Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С.92–96.

4. *Иктисанов В.А.* Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. – Казань: Изд-во «Ялутон», 2007. – 124 с.

5. *Гатауллин Р.Н.* Моделирование процесса тепловолнового воздействия на продуктивный пласт в условиях горизонтальных скважин: дис. ... канд. техн. наук. Казань. 2009. – 150 с.

6. *Вахитов Г.Г., Симкин Э.М.* Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. – М.: Недра, 1985. – 232 с.

7. *Гатауллин Р.Н., Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Экспериментальное исследование процесса формирования волнового поля в перфорированной скважине // Труды Академэнерго. – 2012. – № 3. – Казань: Фолиант. – С. 108–119.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

И.А. Гуськова, А.Т.Габдрахманов, Е.В. Леванова, Р.И. Музипов

Альметьевский государственный нефтяной институт

К потенциальным источникам углеводородов на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции относят породы, известные как доманикиты, или доманикоиды, содержащие рассеянное органическое вещество сапропелевого типа.

Доманикиты представлены глинистыми, глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными и кремнистыми разностями пород. На территории востока Восточно-Европейской платформы доманикиты развиты в Пермской, Самарской областях, Татарстане и Башкортостане.

Доманикиты приурочены к отложениям от саргаевского горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона до кизеловского горизонта турнейского яруса нижнего карбона и образуют битуминозную кремнисто-глинисто-карбонатную формацию. В данной работе были проанализированы свойства добываемой нефти из заволжских и данково-лебедянских отложений НГДУ «Бавлынефть». Проанализированные скважины НГДУ «Бавлынефть» эксплуатируются в основном с применением ГРП.

ПАО «Татнефть» может обеспечить прирост запасов нефти за счет сланцевой нефти в доманиковых отложениях во всех регионах, где работает компания. Сегодня в этом направлении активные работы на опытных скважинах проводят нефтегазодобывающие управления «Бавлынефть» и «Ямашнефть» в Татарстане, в Оренбургской и Самарской областях. Карбонатные коллекторы относятся к трудноизвлекаемым залежам нефти ввиду слабой проницаемости, неоднородной по строению геологической структуры, «тяжелому» составу нефти. Поэтому традиционные методы для освоения этих пород не подходят. Необходимо создание отдельной системы разработки, системы поддержания пластового давления, новые методы обработки призабойных зон, гидравлических разрывов пластов [1].

В лаборатории кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Альметьевского нефтяного института были исследованы оптические свойства проб нефти со скважин **44, **12, **41, эксплуатирующих доманиковые отложения НГДУ «Бавлынефть». Плотность нефти, добываемой этими скважинами, варьирует от 896 кг/м^3 до 941 кг/м^3, содержание асфальтенов от 3,21 % до 15,18 %, парафинов от 1,3 5 до 5,55 %, смол от 14,3 % до 37,31 % и сильно меняется в динамике.

Спектрофотометрические методы анализа на протяжении нескольких десятилетий достаточно широко использовали в промысловой практике для решения ряда задач разработки нефтяных месторождений. Фотоколориметры и спектрофотометры, работающие в видимой и ближней ультрафиолетовой и ближней инфракрасной областях светоизлучения позволяют определить оптическую плотность – параметр, характеризующий способность вещества поглощать свет – и затем получить пересчетный параметр. Коэффициент светопоглощения нефти зависит от содержания в нефти асфальтенов и смол и определяется по закону Бугера – Ламберта – Бера и не зависит от концентрации нефти в растворителе и толщины слоя нефтяного раствора. По оптической плотности среды, которая может быть охарактеризована показателем поглощения, можно судить о групповом углеводородном составе нефти и нефтяных дистиллятов. К настоящему моменту времени накоплен большой опыт применения этих методов для контроля процессов разработки нефтяных месторождений.

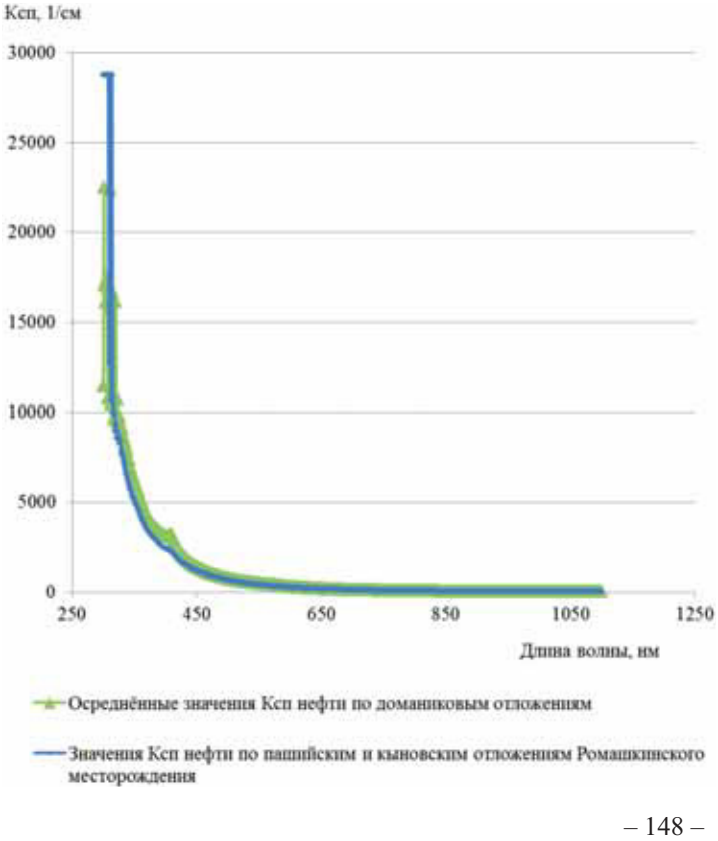


Рис. 1. Спектры коэффициента светопоглощения нефти пашийско-кыновских и доманиковых отложений

Впервые спектрофотометрический метод контроля за разработкой нефтяных месторождений, использованный для определения закономерностей распределения коэффициента светопоглощения нефти, был применен в 1960 году И.Ф.Глумовым и А.Ф.Гильманшиным. Исследования проводились на Ромашкинском и Бавлинском месторождениях [2]. Основные этапы применения оптических методов исследования нефти Республики Татарстан представлены в работах [2; 3, 4, 5, 6]. Однако, учитывая, что по мере извлечения нефти характер распределения *Ксп* нефти по пласту становится все менее закономерным, вышепере-

численные закономерности распределения коэффициента светопоглощения в основном характерны для ранних стадий разработки месторождения [7, 8].

Для проб нефти со скважин **44, **12, **41, эксплуатирующих доманиковые отложения НГДУ «Бавлынефть», было установлено, что коэффициент светопоглощения нефти варьирует от 4061,13 1/см, до 3151,62 1/см.

При сопоставлении спектров поглощения данных проб можно заметить, что они имеют одинаковый характер и практически повторяют друг друга. На рисунке 1 представлены спектр коэффициента светопоглощения нефти при длинах волн от 300 нм до 1100 нм для пашийских-кыновких отложений и осредненный спектр в том же диапазоне для доманиковых отложений.

В результате предварительных исследований также можно отметить, что существенных отличий в свойствах нефти пашийских-кыновских и доманиковых отложений не наблюдается.

Выводы

Спектр поглощения нефти доманиковых отложений НГДУ «Бавлынефть» варьирует от 4061,13 1/см до 3151,62 1/см;

технология ГРП позволила успешно добывать нефть из плотных коллекторов;

плотность нефти, добываемой этими скважинами, варьирует от 896 кг/м^3 до 941 кг/м^3, содержание асфальтенов от 3,21 % до 15,18 %, парафинов от 1,3 5 до 5,55 %, смол от 14,3 % до 37,31 % и сильно меняется в динамике;

разработка данных коллекторов является перспективной, необходимо продолжить исследовательские и опытно-промышленные работы в данном направлении;

необходимо провести исследования динамики изменения свойств нефти в процессе разработки, что даст возможность исследования стабильности ее состава и преобразования в процессе разработки.

Литература

1. *Маликов А*. Ресурсы карбонатной нефти в Татарстане достигают 1 млрд тонн – http://www.oilru.com/news/403690 (дата обращения 13.06.15).

2. *Глумов И.Ф.* Временная инструкция по применению фотоколориметрии добываемых нефтей для решения геологопромысловых задач [текст] / И.Ф. Глумов, А.Ф. Гильманшин // Бугульма: ТатНИИ, 1965. – 37 с.

3. *Гильманшин А.Ф.* Характер и причины изменения во времени величины $k_{сп}$ добываемой нефти на Ромашкинском и Бавлинском месторождениях [текст] / А.Ф. Гильманшин // Труды ТатНИИ. – Ленинград: Недра, 1964. выпуск VI – С.281–291.

4. *Девликамов В.В. Хабибуллин З.А*. Физика пласта: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во уфимс. нефт. ин-та, 1986. – 82 с.

5. *Ибатуллин Р.Р.* Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений [текст] / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов // Теория. Методы. Практика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292 с.

6. *Девликамов В.В.* Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений [текст] / В.В. Девликамов, И.Л. Мархасин, Г.А. Бабалян // М.: Недра, 1970. – 160 с.

7. Пат. 2429343 РФ, МПК E21B 43/16. Способ разработки нефтяной залежи [текст] / Н.Г. Ибрагимов, И.А. Гуськова, Р.Р. Ибатуллин, А.Р. Рахманов, А.Т. Габдрахманов, М.В. Швецов; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2010142776/03; заявл. 20.10.10; опубл. 20.09.11, бюл. № 26.

8. *Гуськова И.А.* Исследование влияния применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на изменение свойств добываемой нефти [текст] / И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов // Нефтяное хозяйство. – 2011, № 4. – С. 101–103.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТРЕЩИННО-КАВЕРНОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Н.А. Докучаева[1], Б.В. Успенский[2], Е.Е. Андреева[1], А.Г. Баранова[1], С.Е. Валеева[1]

[1]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, aee8277@rambler.ru

[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет

Из литературных данных известно, что в разрезе уникального по размерам запасов и очень сложного строения Юрубчено-Тохомского месторождения, расположенного в западной части Сибирской платформы, особое положение занимают нефтегазоносные отложения, сформированные в период предвендского перерыва в осадконакоплении и приуроченные к отложениям рифейского возраста. Они, как правило, слабосцементированные, рыхлые, пористые и проницаемые и представляют собой трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы. По мнению большинства геологов, природу кавернозности нефтегазонасыщенных рифейских доломитов считают порождением гипергенных явлений [1–6]. Так, по мнению А.Э. Конторовича, В.С. Суркова и др., длительный предвендский континентальный перерыв в осадконакоплении сопровождался развитием процессов карсто- и кавернообразования вдоль существовавших трещин, что способствовало формированию пористых проницаемых пород в верхней части рифейского разреза, выведенных на предвендскую дневную поверхность [2].

Исследования Коробова А.Д., Коробовой Л.А. [3], проведенные в Западной Сибири, показали, что в условиях тектоно-гидротермальной активизации ископаемого континентального рифта карбонатные толщи фундамента и непосредственно залегающие на нем терригенные породы чехла испытывали процессы растворения (кавернообразования), перекристаллизации и вторичной доломитизации. Такие преобразования, по их мнению, были наиболее значительными на контакте фундамент-чехол и вызывались горячими ресургентными растворами, возникавшими при смешении восходящих нагретых вод рифтовых мегапрогибов и нисходящих – осадочного чехла. Эти же растворы ответственны за миграцию УВ и заполнение коллекторов жидкой нефтью.

Данные Вараксина И.В., Хабарова Е.М. (2000), Мухаметзянова Р.Н. и др. (2003), Славкина В.С. и др. (1999), Харахинова В.В. и др. свидетельствуют, что наилучшие нефтегазонасыщенные коллекторы приурочены именно к линейно-очаговым зонам аномальной тектонической трещиноватости [5].

В предлагаемой ниже статье, с учетом данных о кавернозности нефтегазонасыщенных рифейских доломитов Юрубчено-Тохомской зоны, предлагается аналогичная работа по прогнозированию нетрадиционных коллекторов в отложениях рифей-вендского комплекса на западном борту Камско-Бельского авлакогена (КБА), расположенного в пределах западного обрамления Восточно-Европейской платформы. До сегодняшнего дня, на наш взгляд, не изучался вопрос наличия эрозионно-карстового или трещинно-кавернового коллектора в рифейско-вендском комплексе, как это было сделано на территории Сибирской платформы.

Используя опыт работ по Юрубчинскому месторождению нефти о связи нефтяных месторождений с тектоникой, с расположением глубинных разломов в земной коре, нами рассматривается вопрос существования локальных участков или площадей вдоль зон тектонической трещиноватости, в пределах которых могли сформироваться в породах протерозойского возраста нефтегазонасыщенные трещинные или трещинно-кавернозные коллекторы в рифейско-вендских отложениях.

Создавая условия для накопления мощных толщ осадочных пород в образующихся вследствие опускания по разломам глубоких впадинах, коей и является Камско-Бельский авлакоген, глубинные разломы контролируют распространение как коллекторов, так и покрышек в образованиях, выполняющих ложе авлакогена [7-9]. Кроме того, возможно формирование пор и каверн в уже погребенных отложениях, возникшее на глубине, на границе двух структурных этажей, – в кровле рифейской и основании несогласно перекрывающей вендской карбонатной толщи. То есть могло и здесь сформироваться пустотное пространство новой генерации (иной природы).

Местоположения разломов фундамента, зон тектонической трещиноватости и морфологически выраженных приразломных объектов в плане выявляются в основном по данным легких геофизических методов – гравиразведки и магниторазведки. Кристаллический фундамент Восточно-Европейской платформы, восточной окраиной которой является КБА, имеет блоковое строение и является мобильной, постоянно развивающейся системой, в которой в результате различных деструктивных процессов формируются специфические межблоковые геологические образования – зоны деструкции. А разломная тектоника и платформенный магматизм выступают как взаимосвязанная система геологических процессов, которые определяют условия формирования структур и имеют не только пространственную, но и генетическую связь с распределением залежей углеводородов в осадочном чехле [8, 10, 11].

Проведение исследовательских нефтепоисковых работ на северо-востоке Республики Татарстан, в пределах распространения рифейско-вендских отложений, обусловливается открытием залежей нефти в аналогичных отложениях в Пермской области, Удмуртии и Башкортостане. Нефтепроявление распространяется от нижнерифейских (калтасинская свита) до средненерифейских (гожанская свита) отложений [7]. То есть прогноз нефтеносности рифейско-вендской толщи на территории Республики Татарстан в пределах западного борта КБА, также как и на сопредельных площадях, можно рассматривать как оптимистичный.

Исследования возможной нефтегазоносности рифейско-вендских отложений, как правило, были направлены в основном на изучение пород кристаллического фундамента и на выявление структурных, структурно-текто-

нических или структурно-литологических разновидностей ловушек углеводородов. Породы кристаллического фундамента западного борта КБА имеют ступенчато-моноклинальное залегание (рис.1, 2) что, на взгляд авторов [7], может способствовать формированию вышеперечисленных разновидностей ловушек углеводородов в покрывающих фундамент рифейско-вендских отложениях, мощность которых в пределах территории Республики Татарстан изменяется от первых метров до 4–6 км. А уступообразное залегание пород кристаллического фундамента Камско-Бельского авлакогена и длительный период денудации рифейской поверхности дают основание предполагать наличие в геологическом разрезе рифейско-вендских образований нетрадиционных для Республики Татарстан коллекторов, к которым можно отнести и трещинные или трещинно-каверновые коллекторы в рифейско-вендских отложениях.

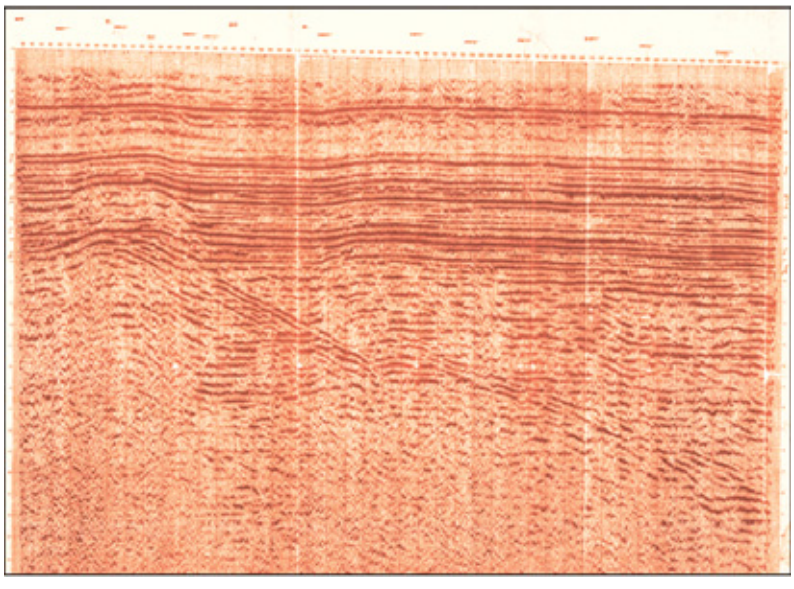


Рис. 1. Пример отражения в волновом сейсмическом поле уступообразного залегания поверхности кристаллического фундамента и, соответственно, покрывающих его рифейско-вендских отложений

Используя опыт работ по Юрубчинскому месторождению нефти и принимая во внимание связь коллекторов новой генерации с тектоникой, с расположением глубинных разломов в земной коре, нами рассматривается вопрос возможного выявления, по данным легких геофизических методов, локальных участков или площадей прогнозного карсто- и кавернообразования вдоль зон тектонической трещиноватости пород протерозойского возраста.

На основании распределения аномалий поля силы тяжести, магнитного поля и данных сейсморазведки имеются хорошие предпосылки для выявления геологических объектов в протерозойских отложениях, связанных с деятельностью долгоживущих разрывных нарушений. По разломам неоднократно транспортировались интрузивные и эффузивные образования, изменяя вдоль зон тектонической трещиноватости (в пределах динамического влияния глубинных разломов) облик и коллекторские свойства вмещающих рифейско-вендских отложений.

Многоэтапность формирования разреза в раннем и позднем протерозое, внедрение тел гранитоидов и, по меньшей мере, двух разновозрастных интрузий основного состава, развитие вертикальных и субгоризонтальных трещин и активность гидротермальных процессов, происходивших при формировании КБА [7], свидетельствуют о длительной и унаследованной высокой тектонической активности западного борта КБА в северо-восточной части Республики Татарстан.

Комплексный анализ материалов гравиразведки, магниторазведки, сейсморазведки и данных глубокого бурения [11–15] позволяет выявить «приразломные» аномалии-объекты, генетически связанные с зоной динамического влияния разлома, в пределах которой могли сформироваться коллекторы, приуроченные к линейно-очаговым зонам тектонической трещиноватости рифейско-вендских отложений (рис.2).

К основным объектам, способствующим формированию трещинных, трещинно-каверновых коллекторов, относятся тектонические разломы длительного действия и интрузивные тела, внедрившиеся по разломам в породы фундамента и часто прорвавшие отложения рифейско-вендского комплекса [13–15].

Перечисленные объекты фиксируются определенными параметрами аномальных геофизических полей. Выделяя приразломные аномалии, прогнозируем местоположение объектов, генетически связанных с зоной динамического влияния разрывного нарушения и ассоциирующихся с интрузивными телами. Перспективными на поиски залежей нефти в рифейско-вендских отложениях объектами могут быть как эрозионные выступы пород кристаллического фундамента и выступы, сформированные интрузивными телами, так и локальные трещино-каверновые (трещино-порово-каверновые) образования вдоль зон тектонической трещиноватости пород протерозойского возраста. Приразломные объекты и площадь в целом, представленные на рисунке 2, могут рассматриваться как прогнозно-перспективные на обнаружение залежей нефти в трещино-каверновых (трещино-порово-каверновых) коллекторах отложений протерозоя. Основанием для этого являются данные глубокого бурения.

Так, скважина 20005, пробуренная в пределах КБА на северо-востоке Республики Татарстан до глубины 4029 м, прошла непосредственно по породам рифей-венда 2892 м и по кристаллическому фундаменту 250,97 м. Породы венда (1884–2084 м) представлены переслаиванием алевролитов, кварцевых песчаников и глин. Рифейские отложения (1892,03 м) – переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов различной цветовой окраски с зеркалами скольжения и с трещинами усыхания. На глубине 3463–3709 м скважина вскрыла дайку конго-диабазов с крутопадающими, почти вертикальными трещинами. Ниже – 69 м песчаников с трещинами, выполненными кальцитом. На глубине 3778,03 м вскрыты гранито-гнейсы с вертикальной трещиноватостью, выполненные

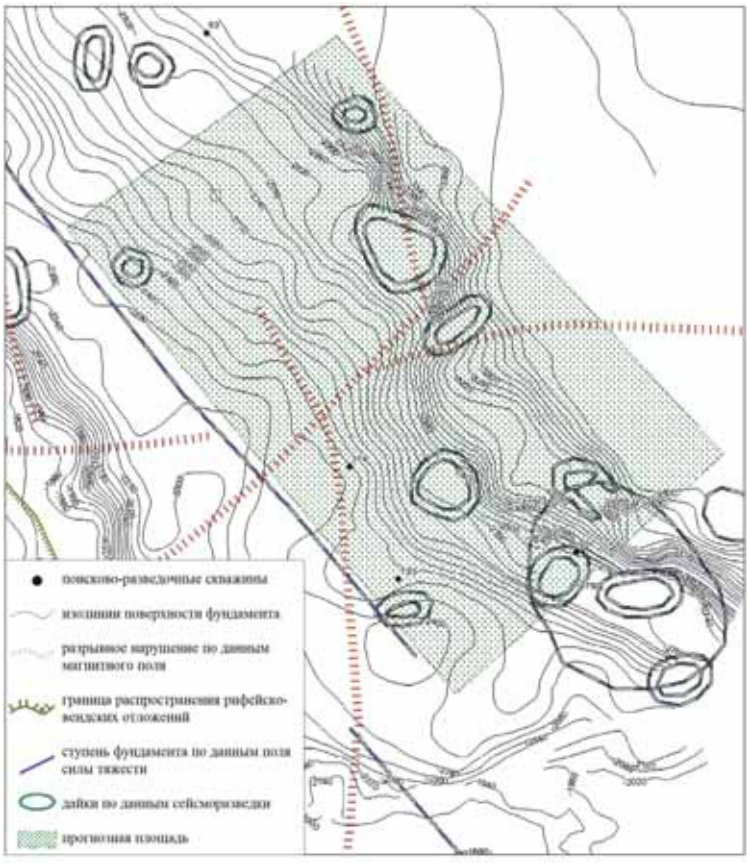


Рис. 2. Прогнозно-перспективная площадь на поиски коллекторов в рифейско-вендских отложениях

зеленым слюдистым материалом. Характерны зеркала скольжения почти вертикальные. Ниже – порода основного состава, изрезанная различно ориентированными трещинами и прожилками, выполненными карбонатным и кварц-полевошпатовым материалом. Далее вскрыты амфиболиты с зеленоватым и темно-розовым оттенками. Порода трещиноватая и перемятая. Трещины выполнены зеленым хлоритовым материалом.

Результаты испытания скв. № 20005 показали, что скважина прошла в отложениях рифея 5 водоносных пластов с повышенной газонасыщенностью, залегающих на различных глубинах. Скважина № 203 была пробурена до глубины 3543 м, пройдя по отложениям рифей-венда 1717 м и 12 м интрузивных пород основного состава, так и не вскрыв породы кристаллического фундамента. По результатам испытания выявлено 2 водоносных объекта, что подтверждает нахождение в разрезе протерозоя пластов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами.

Скважина № 183, пробуренная до глубины 2668 м (рис. 2), вскрыла 693 м пород рифей-венда и 145 м пород основного состава. Интересным фактом является широкое распространение в продуктах изменения в скважине № 183 алунита (инт. 2543,8–2548,2 м; 2591,0–2593,6 м; 2637,6–2640,9 м), кальцита, имеющего в первом интервале гидротермальный облик, а во втором – гидротермально-метосоматический. Это указывает на последовательную смену режима гидротермальных растворов от кислого до щелочного. Наличие сульфидов в ассоциации с кальцитом свидетельствует о восстановительной среде. Такие условия являются вполне благоприятными для устойчивости углеводородов в образованиях рифей-венда.

Все вместе взятое говорит о том, что есть вероятность обнаружения залежей нефти в трещинно-каверновых (трещинно-порово-каверновых) коллекторах отложений протерозоя. Прогноз перспективных на нефть и газ площадей в рифей-вендских отложениях базируется на выявлении зон тектонической трещиноватости, являющихся зонами активной гидротермальной деятельности, возможно, приведшей к появлению в трещиноватых породах рифейско-вендских отложений большого числа каверн, трещин и пор. Породами-индикаторами таких зон могут являться ложные карбонатиты [3,4], развитые по интрузивно-эффузивным породам, в отложениях рифея.

Итак, в геологическом разрезе рифейско-вендских отложений Камско-Бельского авлакогена на территории Республики Татарстан, также как и на сопредельных территориях Удмуртии и Пермской области, где открыты залежи нефти в аналогичных отложениях, существуют определенные условия для формирования залежей углеводородов, и рифейско-вендскую толщу в пределах Республики Татарстан можно оценивать как потенциально нефтеперспективную [13–16].

Литература

1. *Гулин С.А.* О формации щелочных и карбонатных метасоматитов Центрального Таймыра // Карбонатиты и щелочные породы Севера Сибири. – Л.: Изд-во НИИгеологии Арктики, 1970.

2. *Конторович А.Э.* Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э.Конторович, А.Н.Изосимова, А.А.Конторович // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8.

3. *Коробов А.Д., Коробова Л.А.* Эпигенетические изменения рифей-вендских карбонатных толщ и пермотриасовых интрузивов Байкитской антеклизы в связи с проблемой формирования трещинно-каверновых коллекторов // Геология нефти и газа. – 2008. – № 1.

4. *Пустыльников А.М.* Происхождение и формы выделения кремнезема в рифейских отложениях Байкитской антеклизы (Сибирская платформа) в связи с проблемой формирования трещино-каверновых коллекторов / А.М.Пустыльников, Л.Г.Вакуленко // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 12.

5. *Харахинов В.В.* Перспективы открытия крупных и уникальных скоплений углеводородов на западе Сибирской платформы / В.В.Харахинов, Р.Н.Мухаметзянов, Е.П.Соколов // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М.: Изд-во ООО «Геоинформмарк», 2004.

6. *Харькив А.Д.* Нефтепроявления в трубках взрыва Сибирской платформы / А.Д.Харькив, Е.И.Борис, З.В.Шабо, Г.П.Мамчур и др. // Советская геология. – 1988. – № 4.

7. Эволюция, особенности тектонического строения и предпосылки нефтегазоносности рифейско-вендского и палеозойского комплексов в Камско-Бельском авлакогене на территории Татарстана / И.А. Ларочкина, Н.А. Докучаева, В.А. Сухова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – 136 с.

8. *Докучаев С.А., Докучаева Н.А., Андреева Е.Е.* Ранние этапы эволюции континентальной литосферы Волго-Камской антеклизы и возможная природа Ромашкинского месторождения // Отечественная геология. – 2008. – № 1. – С. 75–78.

9. *Ларочкина И.А., Докучаева Н.А., Андреева Е.Е.* Прогноз и перспективы выявления ловушек углеводородов в рифейско-вендских отложениях в Камско-Бельском авлакогене (северо-восток Республики Татарстан) // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3.

10. *Боронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л.* Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии. – Казань: Изд-во Казан. ун-та. – 1982. – 200 с.

11. *Малышев Н.А.* Разломы европейского северо-востока СССР в связи с нефтегазоносностью. – Л.: Наука, 1986. – 112 с.

12. Характер залегания рифейско-вендских отложений по данным легких геофизических методов и сейсморазведки / Н.А. Докучаева, Ю.М. Арефьев, Е.Е. Андреева, С.Е. Валеева (Салун) // Георесурсы. – 2010. – № 3. – С. 7–9.

13. *Савельев В.А.* Особенности геологического строения вендских залежей на примере Шарканского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2004, . – № 12. – С. 14–16.

14. *Докучаева Н.А., Андреева Е.Е.* Оценка возможностей локализации объектов, перспективных на поиски ловушек углеводородов в отложениях рифейско-вендского комплекса на северо-востоке Республики Татарстан // Георесурсы. – 2011 – № 4 – С.19–21.

15. *Ситдиков Б.С.* Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР // Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1968 г.

16. *Лозин Е.В.* Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. В 2-х ч. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 137 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СУПЕРДЛИННЫХ ПАРНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

А.Т. Зарипов[2], Р.С. Хисамов[1], , Ф.Ф. Ахмадишин[1], Д.К. Шайхутдинов[1,3]

[1]ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, г.Альметьевск

[2]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, zat@tatnipi.ru

[3]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск

В процессе установления оптимального расположения проектных скважин на залежах СВН было выявлено, что наиболее эффективное вовлечение запасов в разработку достигается при расположении пар вдоль простирания залежи. Такая тенденция наблюдается вследствие особенности геологического строения залежи нефти – «выгнутости» при рассмотрении профиля поперек простирания барового тела (рис. 1). Расположение пар скважин поперек залежи снижает эффективную длину нагнетательной горизонтальной скважины и соответственно рабочий интервал добывающей скважины. Меньшая изогнутость вдоль простирания баровых тел позволяет расположить пары горизонтальных скважин с вовлечением максимального количества запасов тяжелой нефти.

Наличие затапливаемых зон привело к ограничению возможности расположения устьев горизонтальных скважин непосредственно над залежью нефти. По изложенной причине были рассмотрены варианты с разбуриванием залежи вдоль простирания барового тела скважинами протяженностью продуктивного интервала свыше 1500 м (рис. 1а) и с разбуриванием части залежи поперек барового тела (рис. 1б). Вариант с расположением горизонтальных скважин вдоль барового тела являлся более оптимальным с точки зрения разработки. Но максимальная достигнутая длина пар скважин до текущего момента составляла 1150 м. Возможные риски при бурении и эксплуатации «сверхдлинных» скважин требовали дополнительного изучения.

Из-за погрешности измерений инклинометров траектория ствола будет находиться в конусе неопределенностей и носок горизонтального ствола скважины длиной 1600 м может располагаться от проектной траектории на 52 м влево/вправо на горизонтальной плоскости и на 3,5 м вверх/вниз в вертикальной плоскости (рис. 2).

Для определения потерь добычи нефти, которые могут возникать при расхождении конечного участка ствола («носка») пары скважин относительно друг друга были выполнены гидродинамические расчеты на секторных моделях, описывающих условия Южно-Ашальчинского поднятия.

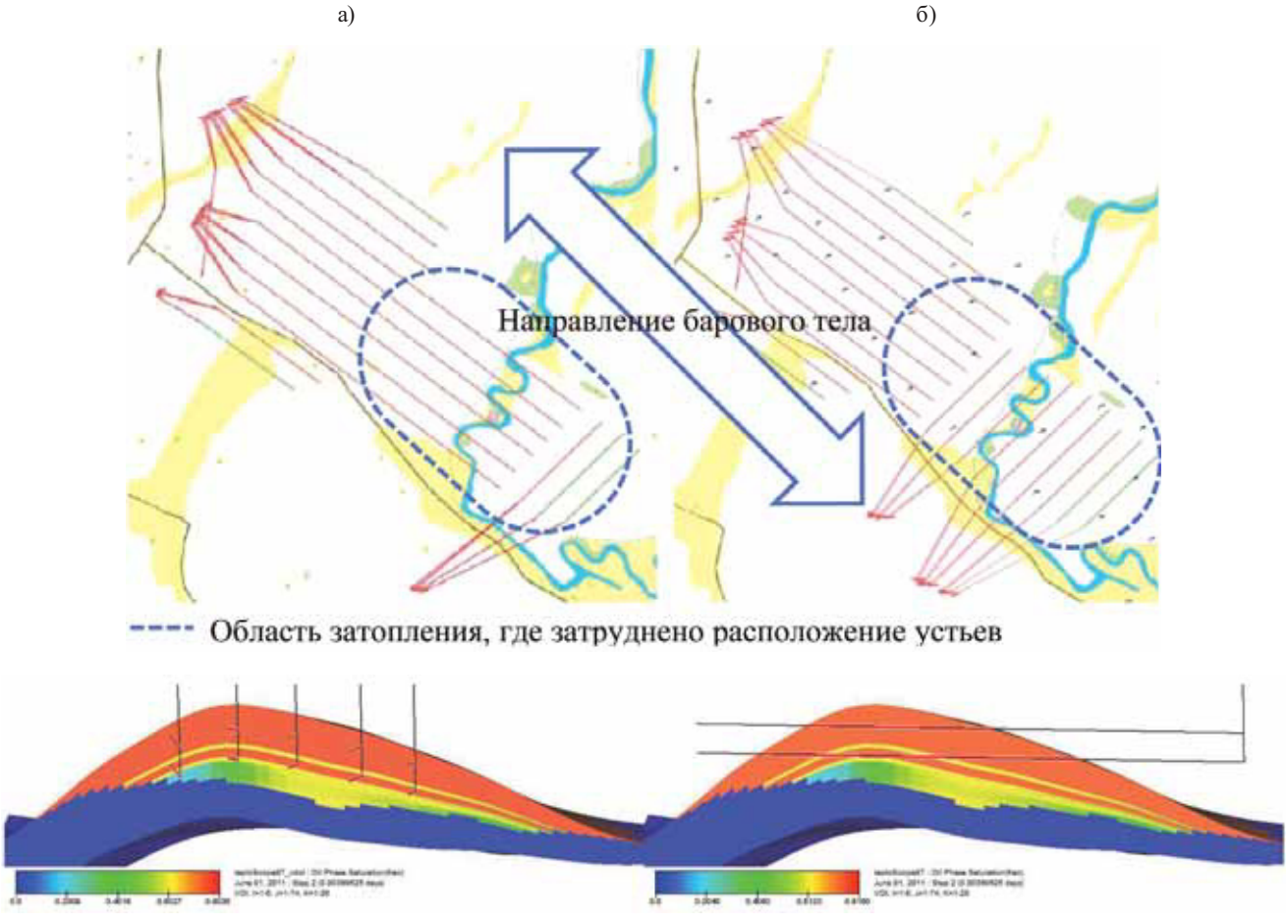


Рис. 1. Расположение проектных скважин на участке Южно-Ашальчинского поднятия и схематичный профиль распределения нефтенасыщенности поперек простирания барового тела залежи. а – расположение скважин вдоль барового тела, б – расположение скважин поперек барового тела

Технология парогравитационного дренажа предусматривает создание паровой камеры над добывающей скважиной путем закачки пара в нагнетательную скважину. Смещение «носка» нагнетательной скважины в горизонтальной плоскости относительно добывающей скважины (рис. 2 а) приведет к нежелательному изменению формы паровой камеры в сторону уменьшения ее объема. В работе были рассмотрены варианты, когда забои скважин (носок) отклоняются относительно друг друга в горизонтальной плоскости от 0 до 104 м (рис. 3).

Кроме того что при увеличении расхождения к «носку» скважин по горизонтали уменьшается возможная потенциальная добыча нефти, момент выхода на максимальную добычу нефти сдвигается на более поздний срок ввиду изменения формы паровой камеры и необходимости закачки большего объема тепла для получения притока нефти из неработающего интервала добывающей скважины (рис. 4).

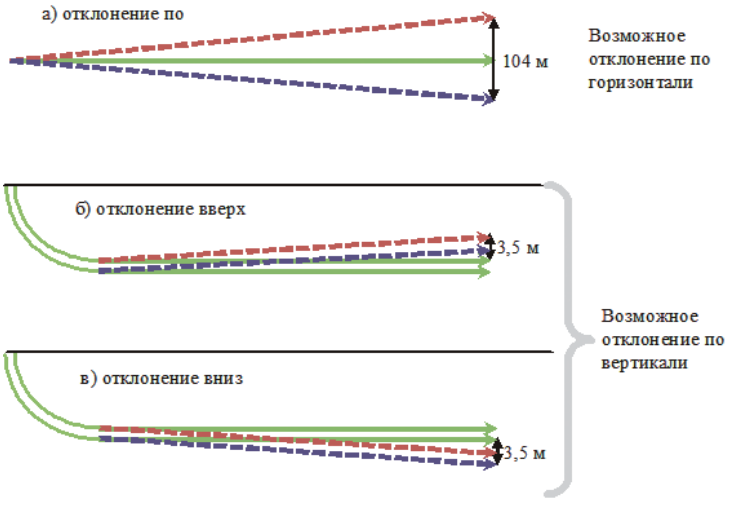


Рис. 2. Возможные отклонения горизонтальных скважин

С увеличением длины скважин максимально возможное отклонение их забоев от проектной точки и друг от друга возрастает. На рисунке 5 представлены потери в зависимости от длины скважин при максимально возможном отклонении «носка» от проектной точки.

Как видно из графика, даже при длине скважин 750 м могут наблюдаться потери около 5,4 % нефти. С увеличением длины скважин степень вовлечения всего интервала добывающей скважины может сдвигаться на более поздний срок разработки.

На рисунке 6 представлено распределение нефтенасыщенности при отклонении забоев скважин в вертикальной плоскости от проектных точек.

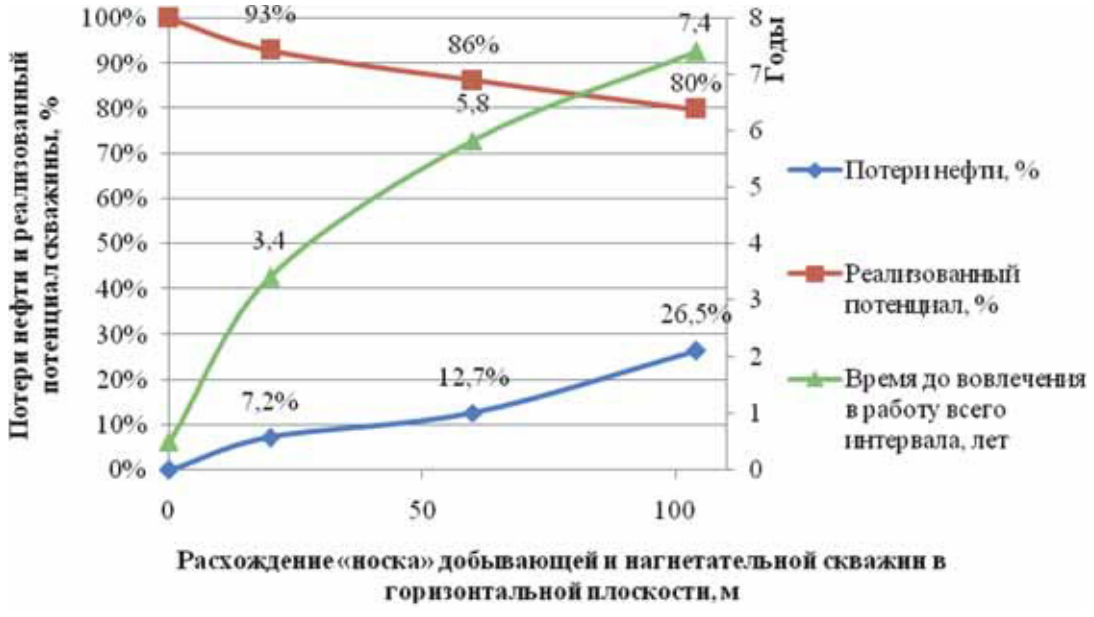


Рис. 3. Влияние расхождения «носка» пары скважин относительно друг друга в горизонтальной плоскости на эффективность технологии парогравитационного дренажа для 1600 м длины горизонтального участка

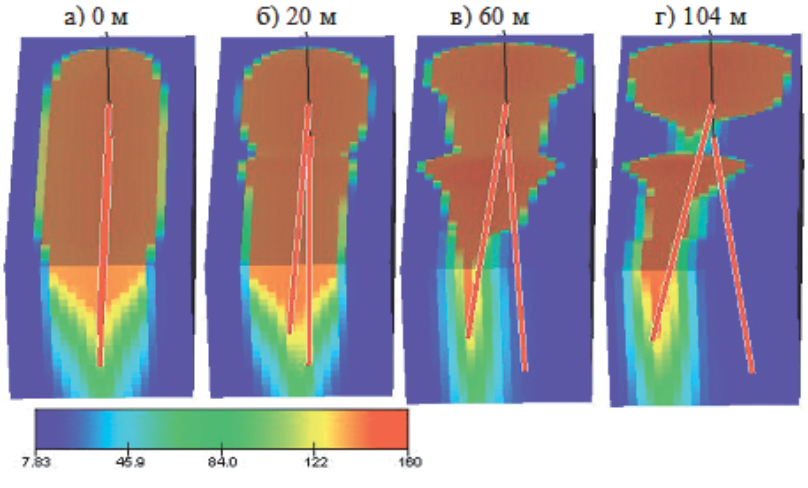


Рис. 4. Распределение температуры в пласте при разном расхождении «носков» скважин относительно друг друга (вид в плане)

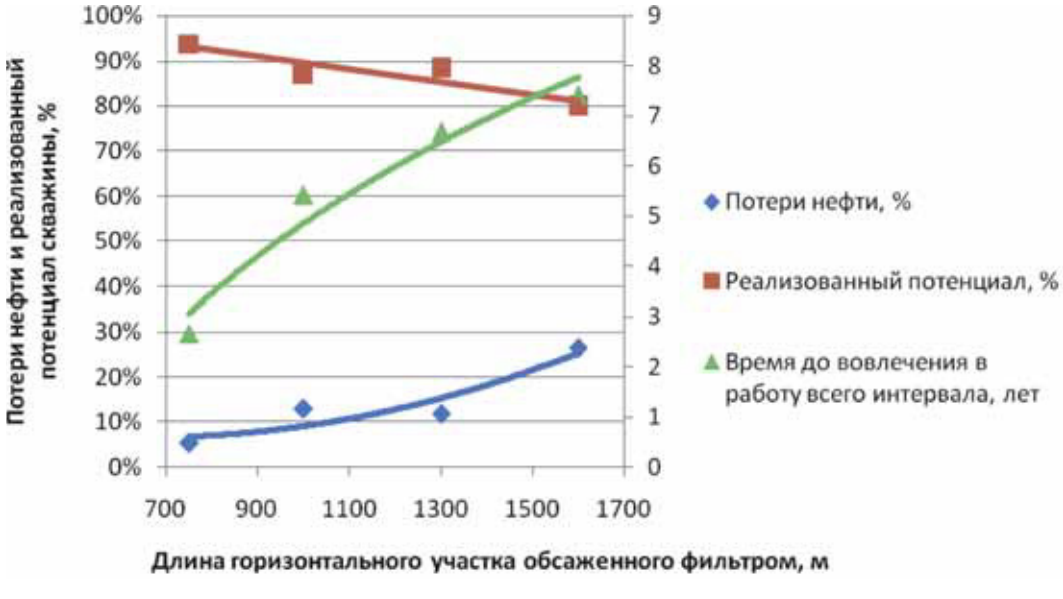
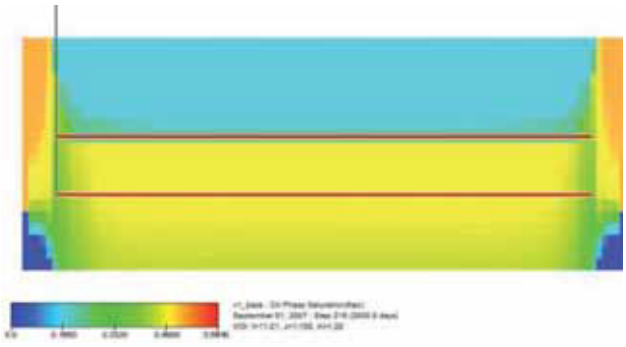
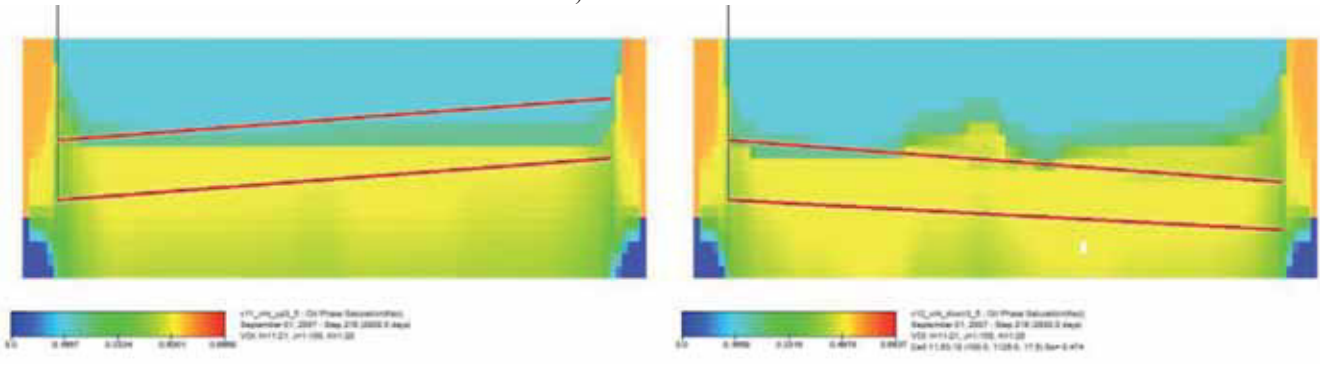


Рис. 5. Зависимость потерь от длины скважин при максимально возможном отклонении от проектной траектории (на 1000 м отклонение «носков» скважин составляет 52 м по горизонтали)



а) базовый



б) отклонение забоя вверх на 3,5 в) отклонение забоя вниз на 3,5 м

Рис. 6. Распределение нефтенасыщенности и форма паровой камеры при отклонении скважин длиной горизонтального участка 1600 м в вертикальной плоскости от проектной точки

Результаты моделирования показали, что отклонение скважин вверх на 3,5 м от проектной точки не приводит к существенному ухудшению эффективности технологии парогравитационного дренажа. Отклонение забоя скважин на 3,5 м ниже проектной точки приводит к снижению добычи нефти на 5,3 % и росту паронефтяного отношения на 4%.

Кроме возможных рисков, возникающих при увеличении протяженности горизонтального участка скважин, были рассмотрены тепловые потери при доставке пара в носок скважины.

На рисунке 7 представлено распределение температуры вдоль ствола пары скважин с длиной горизонтального участка 1600 м. Горизонтальные участки скважин параллельны друг другу, расстояние между ними выдержано в требуемых пределах (без учета погрешности).

Расчет распределения температуры по длине горизонтальной скважины с длиной транспортного ствола 300 м и фильтровой части 1600 м показывает, что из-за тепловых потерь качество пара у носка горизонтального участка на начальном этапе будет низким (порядка 0,45 д.ед в первые дни и 0,6 д.ед через три месяца). По мере продолжения закачки пара и внесения тепла в пласт температура в интервале носка скважины постепенно повышается (рис.7), что означает отставание формирования паровой камеры на расстоянии более 1500 м (соответствует 1200 м по рисунку 7) от устья скважины.



Рис. 7. Температурный профиль добывающей скважины

Результаты расчетов позволили установить следующее:

– для обеспечения равномерности фор-

мирования паровой камеры и вовлечения всей длины горизонтального участка в разработку, а значит эффективной добычи и степени охвата пласта выработкой, особо важным является обеспечение точной проводки в пласте скважин относительно друг друга на определенном расстоянии;

– критичным при существующей технологии бурения и проводки ствола в пласте является длина горизонтального участка более 1000 м, при превышении которой погрешность проводки приводит к снижению потенциала парных горизонтальных скважин более чем на 10 %;

– при условии обеспечения рекомендуемых расстояний между стволами ограничивающим фактором является длина ствола от устья 1500 м, при превышении которой падает качество пара и снижается эффективность формирования паровой камеры у носка горизонтальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ОСВОЕНИЯ ПАРНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН КАК ОДНОГО ИЗ ВАЖНЫХ ЭТАПОВ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ

Я.В. Захаров[1], А.Т. Зарипов[1],М.И. Амерханов[1], Д.К. Шайхутдинов[1,2]

[1]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, damir@tatnipi.ru

[2]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск

Вовлечение в разработку запасов высоковязкой нефти в настоящее время является одной из сложных и актуальных задач топливно-энергетического комплекса России. Закачка пара на сегодняшний день является самым распространенным методом разработки месторождений высоковязкой нефти.

Опыт разработки залежи высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения показал возможность эффективного освоения подобных залежей по технологии парогравитационного дренирования [1]. В соответствии с технологией в скважины одноименной пары производится нагнетание теплоносителя для прогрева призабойной зоны и установления термогидродинамической связи между ними. После закачки необходимого объема пара и выдержки для термокапиллярной пропитки нижняя скважина переводится в добычу.

Разная длина горизонтального участка, оснащенного фильтром парных скважин, поставила вопрос решения задачи по оптимизации процесса освоения скважин.

Для изучения эффективности работы парных горизонтальных скважин и разработки рекомендаций по оптимальному режиму их освоения было выполнено 262 расчета на секторных моделях, описывающих геолого-физические условия Ашальчинского месторождения высоковязкой нефти [1]. В соответствии с реализуемой ПАО «Татнефть» технологией горизонтальные скважины размещены на расстоянии 5–6 м строго одна над другой. Минимальное расстояние от поверхности ВНК до ствола нижней добывающей скважины равно 2–3 м. В секторных моделях изучалось влияние параметров, представленных в таблице 1, на эффективность освоения пары горизонтальных скважин без учета потерь тепла по длине ствола.

Таблица 1

Диапазон исследования параметров влияющих на эффективность освоения парогравитационных скважин

Влияющие параметры	Диапазон исследования
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	10 000–28 000
Удельный суммарный объем закачки пара за период освоения на пару скважин, тыс.т/100 м длины пары ГС (т.е. в добывающую и нагнетательную скважины одной пары)	3,2–7,1
Время освоения скважин, дней	100–350
Соотношение закачиваемого объема пара в нагнетательную и добывающую скважины при освоении, д.ед	0–3

По результатам моделирования было выявлено, что технология освоения в среднем оказывает влияние на первые 3,5 месяца эксплуатации скважин (~100 дней), затем, по мере формирования паровой камеры, происходит переход на стабильный режим отбора. В связи с этим, основным параметром, по которому определялась эффективность режима освоения, принята накопленная добыча нефти за первые 100 дней добычи.

Наибольшее влияние на накопленную добычу нефти оказывает начальная вязкость нефти. На рисунке 1 представлена зависимость удельной накопленной добычи нефти (на 100 м длины фильтровой части ГС) от вязкости нефти за время выхода скважины на стабильную эксплуатацию после режима освоения.

С повышением вязкости пластовой нефти накопленная добыча нефти снижается, что связано с ростом энергозатрат на увеличение подвижности нефти. Влияние вязкости нефти было исключено делением значений накопленной добычи нефти, полученной по исследованиям, и рассчитанной по зависимости $Q_н=f(\mu_н)$ (в дальнейшем будем называть данный алгоритм исключением влияния параметра на результаты). В результате удалось определить следующий наиболее влияющий на эффективность освоения параметр – это объем закачиваемого пара в добывающую и нагнетательную скважины за время освоения (рис. 2).

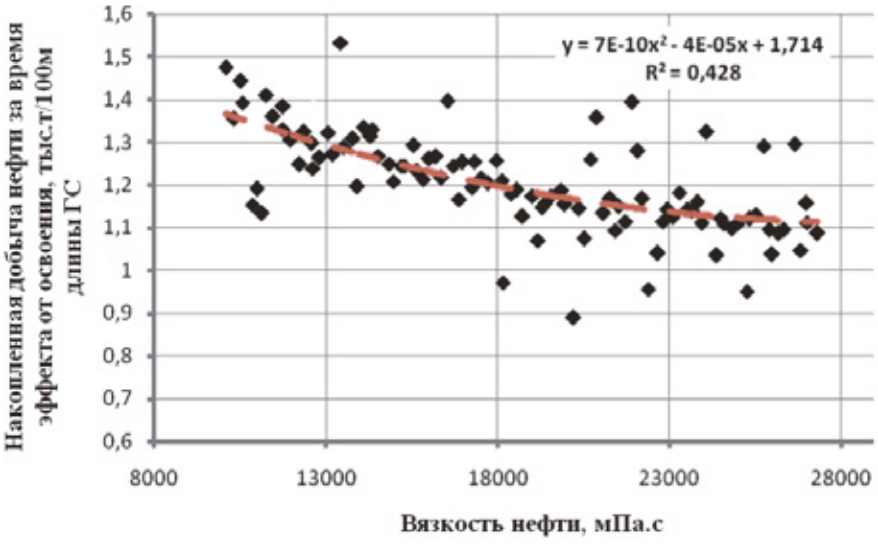


Рис. 1. Зависимость накопленной добычи нефти (на 100 м длины ГС) за 3,5 месяца от вязкости нефти

Из рисунка 2 следует, что при объеме закачки пара менее 1,28 тыс. т на 100 м длины пары ГС наблюдается резкое снижение накопленной добычи нефти. В то же время при превышении суммарного объема закачки 1,28 тыс.т кратного прироста добычи не наблюдается, хотя в целом отмечается положительное влияние на эффективность освоения скважин.

Исключение влияния вязкости нефти и накопленной закачки пара позволило выявить зависимость эффективности работы скважин от времени освоения (рис. 3).

При малых значениях суммарного объема закачки пара (менее 1,28 тыс.т на 100 м длины пары скважин) необходимо сокращать время освоения (увеличивать темп закачки). Это связано с тем, что при медленных темпах закачки пар успевает сконденсироваться, а тепло – рассеиваться по пласту.

При увеличении объемов закачки пара оптимальное время освоения также увеличивается. При сокращении продолжительности освоения за счет наращивания темпа закачки,с ограничением давления закачки ниже давления гидроразрыва пласта, тепловой фронт не успевает распространиться по пласту, вследствие чего разогревается в основном только призабойная зона и значительная часть тепла отбирается обратно при начале добычи.

Одним из важных вопросов, возникающих при определении оптимального режима освоения скважин, является соотношение закачиваемых в нагнетательную и добывающую скважины объемов пара (рисунки 4–5).

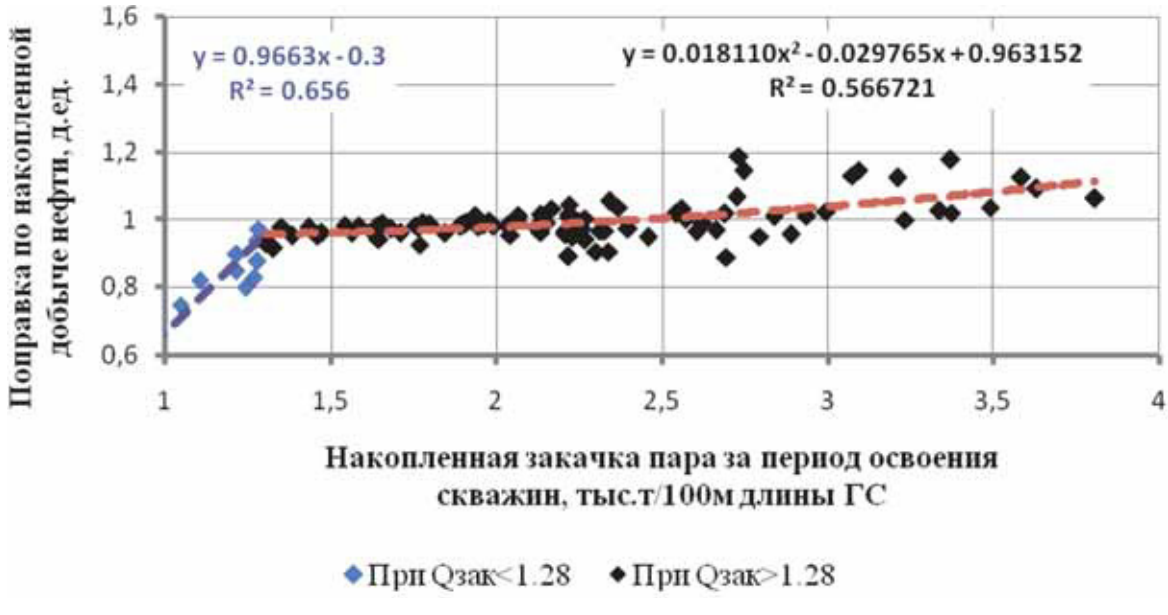


Рис. 2. Влияние накопленной закачки пара на эффективность освоения

Из представленных графиков видно, что изменение соотношения объемов закачки в нагнетательную и добывающую скважины влияет незначительно на эффективность освоения. Тем не менее отмечен тренд, позволяющий сделать следующие выводы.

При малых объемах закачки пара предпочтительным является прогрев только добывающей скважины (рисунок 4, «0» по оси абсцисс соответствует отсутствию закачки пара в нагнетательную скважину).По-видимому, это связано с тем, что объема закачанного в нагнетательную скважину пара недостаточно для влияния на процесс освоения добывающей скважины.В то же время объем закачиваемого в нагнетательную скважину пара может превышать до 1,3 раз без потери добычи нефти за первые 100 дней эксплуатации добывающей скважины.

При удельном суммарном объеме закачки пара свыше 1,28 тыс.т на 100 м длины пары ГС (Рис.5) соотношение от 1 до 2 д.ед. является наиболее оптимальным. Это объясняется меньшими потерями тепла, внесенного в

пласт через нагнетательную скважину, и ограничением возможности наращивания закачки в добывающую скважину из-за ее близкого расположения к отметке водонефтяного контакта. Чрезмерная закачка пара в добывающую скважину приводит к оттеснению нефти далеко от забоя, что снижает ее эффективность.

Таблица 2

Оптимальные параметры освоения скважин

Закачка пара за период освоения, тыс.т	Оптимальное время освоения, дней	Оптимальное соотношение закачки в нагнетательную и добывающую скважины
<1.28	30	весь объем в одну скважину (предпочтительно добывающую)
1.28–2	40	в нагнетательную до 2 раз больше, чем в добывающую
2–2.5	45	
>2.5	50	

В результате проведенных исследований на основе моделирования различных режимов освоения парных горизонтальных скважин для исследуемых геолого-физических условий определено следующее:

– наибольшее влияние на эффективность процесса освоения оказывает начальная вязкость нефти продуктивного пласта;

– наращивание величины удельного суммарного объема закачиваемого пара за процесс освоения пары скважин более 1,28 тыс.т на 100 м длины пары ГС не дает кратного прироста добычи нефти;

– при малых объемах закачиваемого пара время освоения должно быть минимальным, закачку необходимо вести с максимально возможным темпом, не превышая давления гидроразрыва;

– определено, что отсутствие синергетического эффекта при освоении малыми объемами закачиваемого пара не позволяет в достаточной мере прогреть обе скважины;

– оптимальным режимом освое-

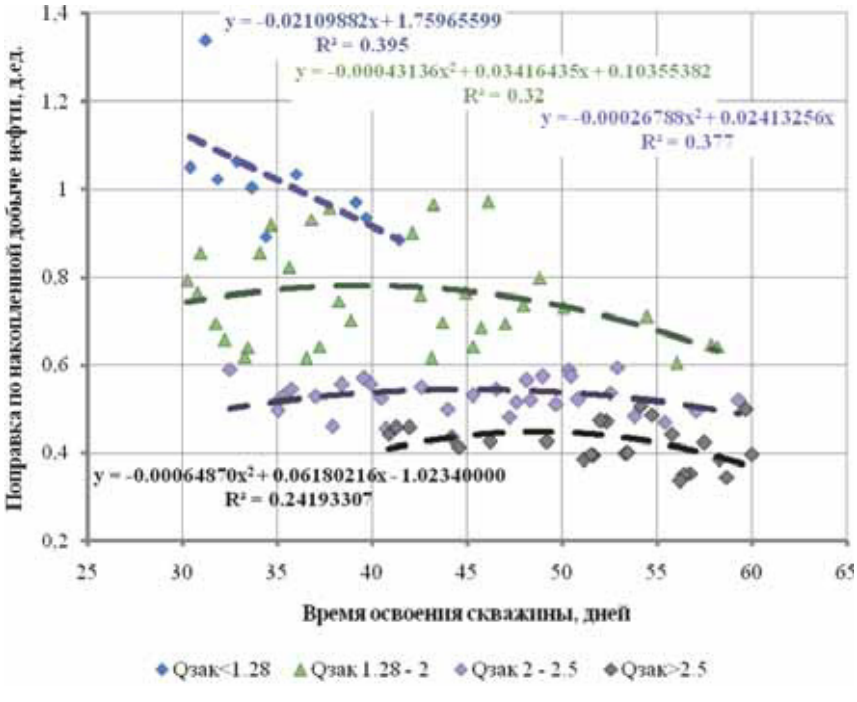


Рис. 3. Влияние времени освоения на эффективность работы скважин

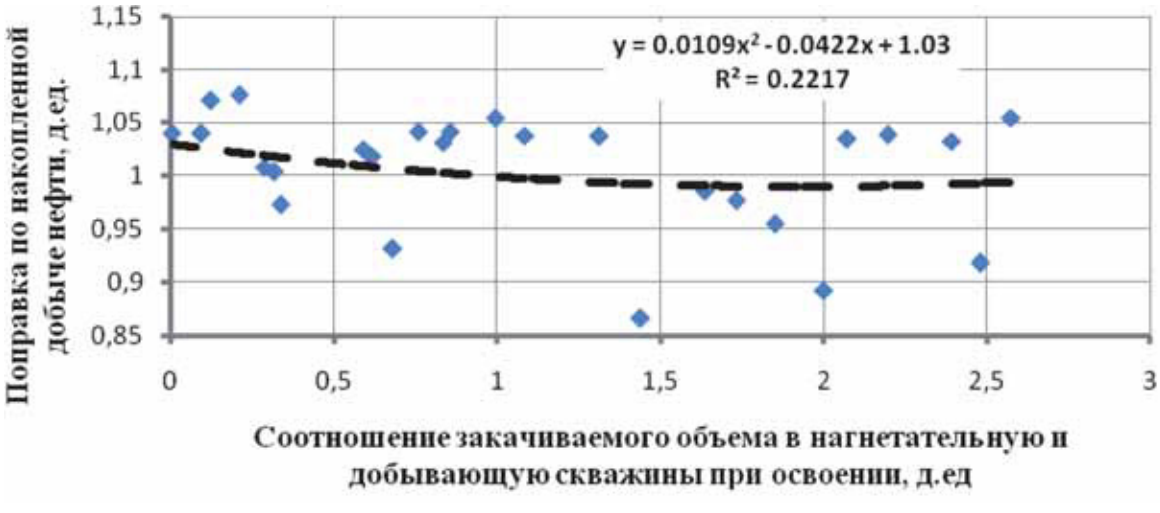


Рис. 4. Влияние соотношения закачиваемого объема пара в нагнетательную и добывающую скважины при освоении (суммарный объем пара менее 1,28 тыс.т на 100 м длины пары ГС)

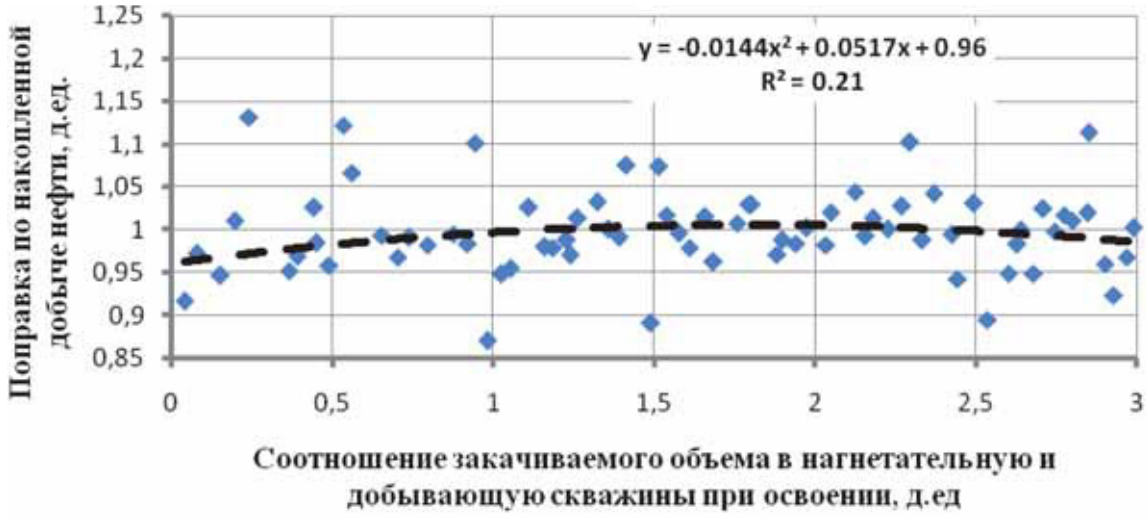


Рис. 5. Влияние соотношения закачиваемого объема пара в нагнетательную и добывающую скважины при освоении (суммарный объем пара более 1,28 тыс.т на 100 м длины пары ГС)

ния является закачка в пару ГС удельного суммарного объема пара 1,28 тыс.т при соотношении до 2 раз больше, чем в добывающую. Оптимальное время освоения при этом составляет 40 суток (время закачки расчетного объема пара);

– при реализации рекомендаций в промысловых условиях необходимо учитывать возможность влияния осложняющих факторов, присущих участку размещения пары горизонтальных скважин (наличие слабонефтенасыщенных интервалов, водоносных линз, высокопроницаемых зон и т.п.), и вносить корректирующие коэффициенты в режим освоения.

Таким образом, полученные на гидродинамической модели путем оптимизационных расчетов данные позволяют рассчитать оптимальные объемы закачки пара при освоении скважин, эксплуатирующихся по технологии парогравитационного воздействия на пласт. Данные рекомендации с внесением корректирующих коэффициентов, учитывающих теплопотери по длине скважины, были использованы при разработке программ подготовки к эксплуатации скважин Ашальчинского и Северо-Ашальчинского поднятий Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти, а также внесены в регламент по организации закачки пара при разработке месторождений сверхвязкой нефти.

Литература

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

2. *Зарипов, А.Т.* Развитие системы разработки и опыт пилотных работ ПАО «Татнефть» по добыче сверхвязкой нефти паротепловым воздействием [Текст] / А.Т. Зарипов // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 4–6 сент. 2013 г. – Казань : Изд-во Фэн, АН РТ. – 2013. – С. 65–69.

ТЕРМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОДУКТОВ АКВАТЕРМОЛИЗА СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Д.А.Ибрагимова[1], Ю.М. Ганеева[2], С.М.Петров[1,3], Л.Р. Байбекова[1], Я.И.И. Абделсалам[1], Н.Ю.Башкирцева[1]

[1]Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань,

[2]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт органической и физической химии имени А. Е. Арбузова» Казанского научного центра РАН, Казань

[3]Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань.

Разведанные запасы высоковязких нефтей и природных битумов с каждым годом увеличиваются. Однако доля такого сырья в добыче и переработке все еще не настолько существенна, чтобы можно было говорить о переходе нефтяной промышленности на так называемые «нетрадиционные» запасы углеводородов. Существующие в настоящее время технологии добычи и переработки не настолько развиты, что могут предложить рентабельное освоение этих ресурсов. И в развитии данных технологий кроется огромный потенциал всей мировой нефтяной отрасли. [1]

Для повышения нефтеотдачи месторождений «нетрадиционных» углеводородных запасов, характеризую-

щихся аномальной вязкостью и плотностью, актуальным является совершенствование тепловых методов воздействия на пласт.

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты [2,3], для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов.

Эксперименты проводились со сверхвязкой нефтью, добываемой технологией парогравитационного воздействия на Ашальчинском месторождении Республики Татарстан. Отличительной особенностью данной нефти является практическое отсутствие фракции, выкипающей до 200°С (до 5% масс.), малое содержание фракции до 350°С (до 21 % масс.). Содержание остаточной фракции выше 450°С является определяющим и составляет 44 %.

Были поставлены модельные эксперименты по акватермолизу сверхвязкой нефти в присутствии различных добавок. В экспериментах приготовляли модельные смеси на основе нефти и минеральных добавок, входящих в состав нефтевмещающих пород. В качестве минеральных добавок были использованы бентонитовая глина, карбонатная порода, состоящая из доломита и кальцита. Также добавлялись каустобиолиты и активный уголь, имеющие различную микроструктуру поверхности.

Акватермолиз модельных смесей проводился в закрытом автоклаве периодического действия, который выполнен из нержавеющей стали. Задавались следующие условия экспериментов: температура 280–375°С, время контакта – около 2,5 ч, соотношение нефть:вода составляло 3:1, давление изменялось от 21 до 23 МПа. Активирующие добавки вводили через водную фазу в количестве 8 % на нефть, предварительно диспергировав их в воде.

Термический анализ проводился на дериватографе Q-1500D фирмы МОМ (Венгрия) в интервале температур 20-1000єС со скоростью нагрева печи 10°С/мин. Атмосфера в печи воздушная стационарная. В качестве инертного вещества использовали окись алюминия. Навеска образца составляла 50 мг.

По данным термического анализа определено [4]:

1) Тн – температура, при которой наблюдается резкое уменьшение веса;

2) $\Delta m1$ – потеря веса в температурном интервале 20-420°С;

3) $\Delta m2$ – потеря веса в температурном интервале 420-530°С;

4) $\Delta m3$ – потеря веса в температурном интервале 530-710°С;

5) Показатель фракционного состава $F = \Delta m1/(\Delta m2+\Delta m3)$, характеризующий плотность сверхвязкой нефти;

6) Показатель $P = \Delta m2/\Delta m3$, характеризующий долю боковых алкильных заместителей в средней молекуле сверхвязкой нефти.

Кроме того, определены температуры 5, 10, 15, 20 30 и 50% потери веса – Т5%, Т10%, Т15%, Т20%, Т30%, Т50%.

Показатели термического анализа позволяют судить о степени преобразованности нефти и косвенно характеризовать устойчивость, входящих в нее фаз. Увеличение показателя Р может обусловлено также повышенным содержанием в сверхвязкой нефти высокомолекулярных соединений. Следует отметить, что количественное содержание в нефтях твердых высокомолекулярных углеводородов по данным термического анализа определить невозможно. Однако по характерному пику на кривой дифференциального термического анализа), приписываемому плавлению твердой фазы в образцах, можно определить, образует ли высокомолекулярные углеводороды отдельную фазу, и судить насколько, однородны входящие в нее молекулы по молекулярной массе и структуре.

Интересно, что в некоторых экспериментах под воздействием термобарических и каталитических факторов происходит образование легких углеводородов, в т.ч. н-алканов, однако их появление не приводит к заметному улучшению вязкостно-температурных характеристик продуктов акватермолиза. В других экспериментах в фракционном составе продуктов акватермолиза отмечается увеличение выхода фракции до 200°С и заметное снижение вязкости. Проведение процесса авкватермолиза сверхвязкой нефти в паротепловых условиях и в среде донора водорода обеспечивает снижение содержания смол и асфальтенов и уменьшение вязкости продуктов акватермолиза, способствует протеканию реакций гидрообессеривания, а также уменьшению доли реакций уплотнения с образованием высокомолекулярных продуктов и углистых веществ.

В соответствии с вышесказанным, предположено, что данные превращения имеют место быть и в процессе акватермолиза в сверхкритических условиях, а значит в системе инициируется протон водорода, что позволяет снизить вязкость тяжелой нефти, увеличить долю светлых фракций, уменьшить содержание образующегося в результате термолиза кокса.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента Российской Федерации МК-2054.2014.5 «Получение фундаментальных знаний о закономерностях протекания процессов конверсии тяжелого углеводородного сырья в светлые нефтепродукты с участием комплексов и наночастиц переходных элементов»

Литература

1. *Мусин М.М.* Состояние опытно-промышленной разработки залежей сверхвязкой нефти: материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2013. – Т. 1. – № 1. – С. 38–40.

2. *Петров С.М., Каюкова Г.П., Романов Г.В., Туманян Б.П., Петрухина Н.Н., Борисов Д.Н., Абдрафикова И.М.* Превращения высоковязкой нефти под действием катализаторов в пористой карбонатной среде // Материалы Все-

росс. конф. с междунар. уч. «Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения». – Москва: ИПНГ РАН, 2013. – С. 209–212.

3. *Антипенко В.Р.* Термические превращения высокосернистого природного асфальтита // Геохимические и технологические аспекты. – Новосибирск: Наука, 2013. – 184 с.

4. *Юсупова Т.Н.* Идентификация нефти по данным термического анализа/ Т.Н. Юсупова, Л.М. Петрова, Ю.М. Ганеева и др.// Нефтехимия. – 1999. – № 4. – С.254–259.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

З.С. Идиятуллина, В.В. Ахметгареев, Е.К. Плаксин, И.Н. Музоваткин

Институт ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть», г. Бугульма.

razrab_pr1@tatnipi.ru

Основную долю добычи нефти по ПАО «Татнефть» обеспечивают крупные достаточно истощенные месторождения с выработанностью запасов нефти более 80 % и обводненностью на уровне 90%.

Нефтедобывающие предприятия компании «Татнефть», осуществляющие длительное время (на протяжении нескольких десятков лет) разработку нефтяных месторождений Татарстана, большую часть запасов нефти оставляют неразведанными. Это означает, что развитие нефтедобывающего комплекса не может быть обеспечено на длительное время ввиду ограниченности доли активных запасов нефти в общей структуре.

С применением современных технологий разработки месторождений (уплотнение сетки скважин, бурение горизонтальных скважин (ГС), многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС), боковых горизонтальных стволов (БГС), внедрение оборудования для одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), широкомасштабное применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН)) появляются возможности вовлечения в разработку остаточных ресурсов нефти, являющихся дополнительным резервом, позволяющим не только стабилизировать и сохранить уровни добычи, но и нарастить (восполнить) резерв по добыче. За последнее десятилетие за счет получения дополнительной добычи нефти от применения новых технологий компания смогла сохранить оптимальные уровни добычи.

Разрабатываемые в ПАО «Татнефть» эффективные технологии и оборудование, созданные в процессе опытно-промышленных работ на объектах с трудноизвлекаемыми запасами, могут быть применены при освоении подобных месторождений в других регионах России.

Для эффективной выработки остаточных запасов на истощенных месторождениях авторы поставили задачу выбора наиболее оптимальной системы разработки с точки зрения достижения максимального КИН и наиболее полной выработки остаточных запасов путем разбуривания основного базисного нефтеносного объекта терригенного девона, в котором содержится 62,1 % балансовых запасов категории $A+B+C_1+C_2$.

Основываясь на опыте разработки и эксплуатации эффективных скважин, пробуренных на отложения терригенного девона в НГДУ «Азнакаевскнефть», НГДУ «Джалильнефть», НГДУ «Альметьевнефть»,авторами были предложены несколько технологий для разработки таких коллекторов. Разработку рекомендуется проводить путем эксплуатации залежей как новыми скважинами с горизонтальным окончанием (СГО), так и вводом бездействующего высокообводненного низкорентабельного фонда скважин путем бурения многозабойных боковых стволов.

Главной проблемой при бурении на пласт $Д_0$кыновского горизонта является прохождение аргиллитов верхней половины кыновского горизонта, залегающих над пластом $Д_0$. Вертикальная толщина их в разрезе залежей НГДУ «Альметьевнефть», «Джалильнефть» и «Азнакаевскнефть» составляет 12–14 метров. Прохождение при бурении аргиллитов кыновского горизонта осложнено осыпью, обвалами пород в скважину и образованием густых паст из глины на забое, препятствующих бурению, ввиду образования сальников на бурильной колонне.

В этой связи, с целью уменьшения опасности создания аварийных ситуаций, авторами рекомендуется применение специализированного оборудования, которое позволит проводить буровой инструмент под определенным углом без рисков обваливания и осыпания породы.

В качестве примера для проектирования и расчетов технологии был выбран Азевский участок Азево-Салаушского месторождения путем сопоставления нескольких сценариев разработки, включающих размещение проектных наклонно-направленных скважин, ГС, МЗГС, БГС из высокообводненных малопродуктивных скважин. Объектами исследований являются терригенные отложения верхнего девона кыновско-пашийского горизонтов.

Прогноз технологических показателей проведен с использованием программного комплекса Roxar (Tempest) как для вариантов разработки участка только наклонно-направленными скважинами, так и для сценариев, предусматривающих совокупность бурения ГС и БГС.

Первый вариант (рис. 1 а) предусматривает разработку участка вертикальными скважинами (действующим фондом и дополнительно бурением трех проектных вертикальных скважин). Средний дебит нефти по участку составил 8,4 т/сут при обводненности – 11,4 %, накопленная добыча нефти – 442,8 тыс.т.

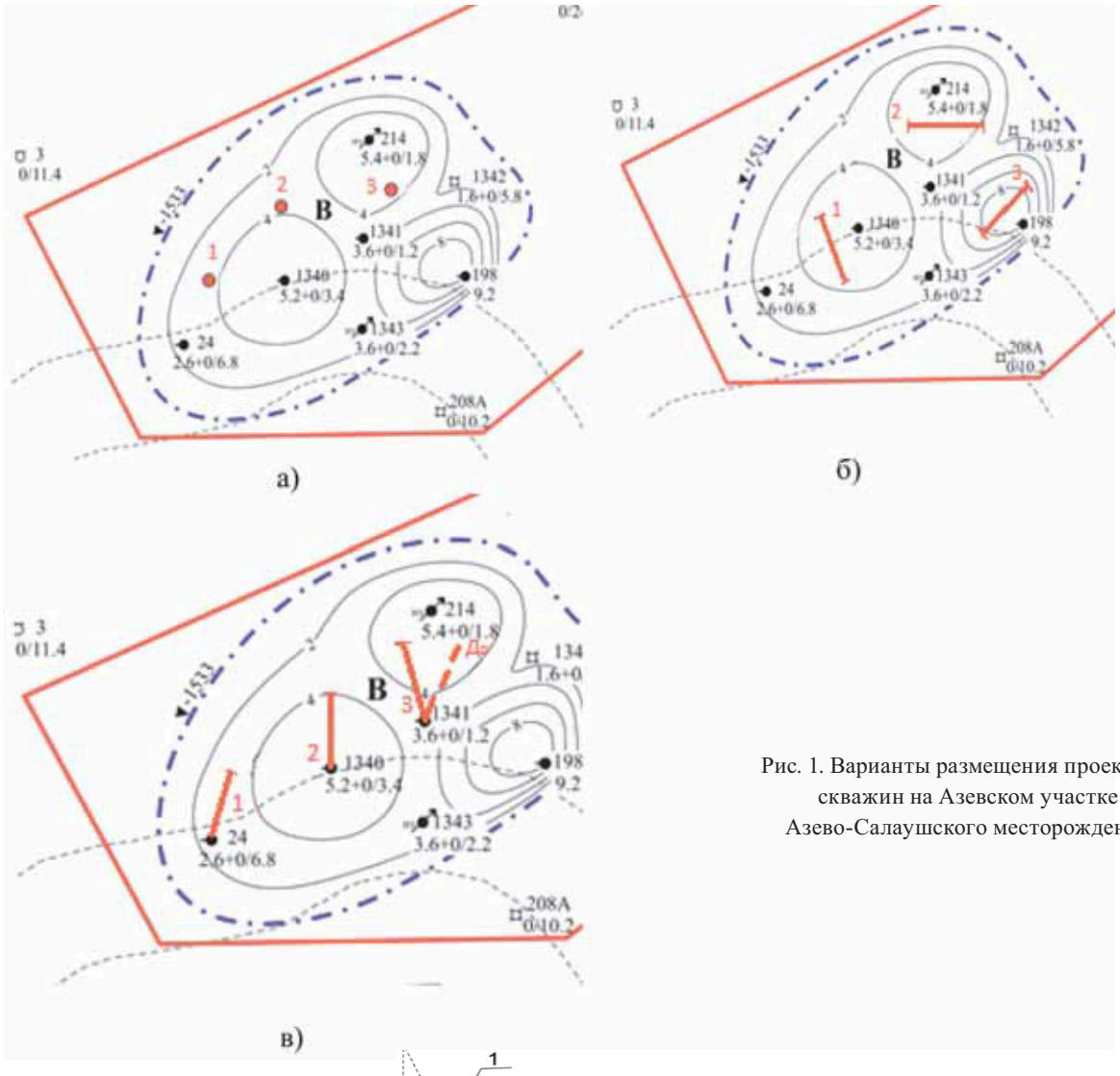
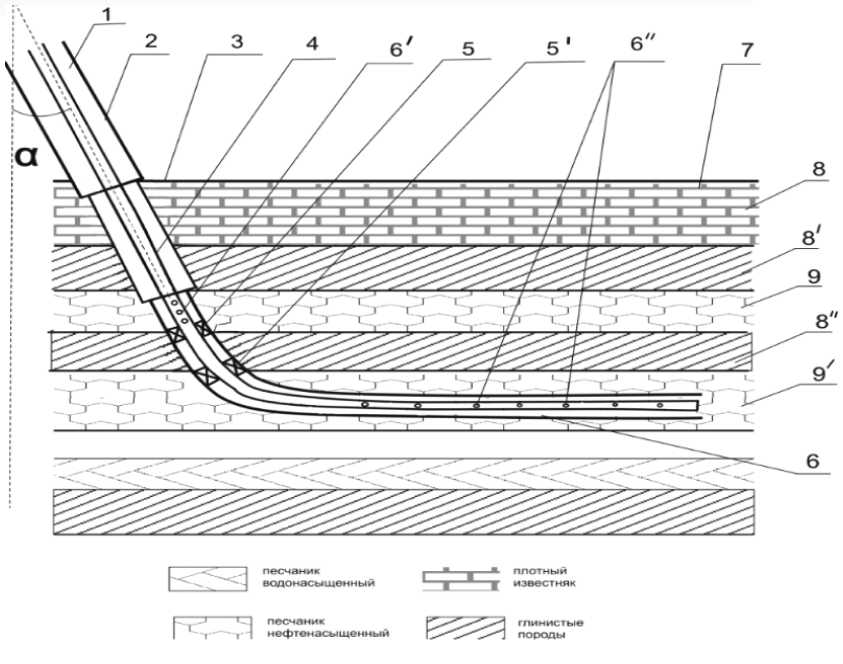


Рис. 1. Варианты размещения проектных скважин на Азевском участке Азево-Салаушского месторождения

Второй вариант (рис. 1 б) предусматривает разработку участка действующим фондом и дополнительно бурением трех горизонтальных скважин. Причем горизонтальные скважины проводят по разрезу продуктивной пачки под зенитным углом 60–70^0 и набором его до 85–90^0 в кровле продуктивного пласта долотом малого диаметра. При этом зоны осложнений с неустойчивыми породами перекрывают герметичной установкой расширяемых гофрированных труб, а также устанавливают пакеры для изоляции водоносных и неустойчивых интервалов. Далее после установки хвостовика производят его вторичное вскрытие напротив нефтеносных участков (рис. 2).



1 – горизонтальная добывающая скважина; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – кровля продуктивного пласта; 4 – расширяемая гофрированная труба; 5, 5$^/$ – пакеры из водонабухающего материала; 6 – хвостовик; 6$^/$, 6$^{//}$ – интервалы вскрытия; 7 – многопластовая залежь; 8, 8$^/$, 8$^{//}$ – зоны осложнений с неустойчивыми породами; 9, 9$^/$ – нефтеносные пропластки; α – зенитный угол ствола скважины.

Рис. 2. Схема разработки залежи при прохождении неустойчивых пород при бурении СГО на пласт Д$_о$

Согласно второму варианту разработки средний дебит нефти по участку составил 11,7 т/сут при обводненности – 11,8 %, накопленная добыча нефти – 448,6 тыс.т.

Третий вариант (рис. 1 в) предусматривает разработку участка действующим фондом и дополнительно бурением трех многозабойных боковых горизонтальных стволов.

Согласно данному варианту бурение многозабойных боковых горизонтальных стволов (БГС) осуществляется путем проводки нескольких горизонтальных ответвлений из вертикальных скважин, вышедших из эксплуатации или достигших предельного обводнения не менее чем на 95%. Длину БГС определяют обратно пропорционально темпу обводнения пропластков, зафиксированных во время эксплуатации основного вертикального ствола. Причем в пропластке с наибольшим темпом обводнения, БГС бурят с минимальной длиной, но не менее 50 м, а в пропластке с наименьшим темпом обводнения бурят БГС соответственно с максимальной длиной, но не менее 100 м. При этом рекомендуется между нефтенасыщенными пропластками в вертикальном стволе устанавливать профильные перекрыватели, а в каждом БГС применять перемещаемый пакер, который при каждом достижении обводнения ствола более чем на 95% перемещают последовательно от «носка» к «пятке» на расстояние 10–50 м (рис.3).

В табл. 1 представлена динамика основных показателей работы новых проектных скважин по трем сценариям разработки.

Таблица 1

Динамика основных показателей работы новых проектных скважин по трем сценариям разработки

Вариант I							Вариант II						Вариант III					
год	1ВС		2ВС		3ВС		1ГС		2ГС		3ГС		1БГС		2БГС		3БГС	
	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т	Дебит скв., т/сут	Накоп, Нефть, тыс,т
1	11,2	2,8	6,3	1,6	3,2	0,7	11,1	3,3	19,8	4,6	13,5	3,1	26,1	6,0	32,9	7,9	18,3	4,6
2	8,4	6,3	5,0	3,6	2,9	1,9	5,9	6,1	16,8	11,2	8,9	7,1	21,1	14,4	29,1	19,1	12,9	10,1
3	7,1	9,1	4,3	5,3	2,8	2,9	3,9	7,8	15,4	17,0	6,8	9,9	17,5	21,4	26,0	29,1	10,4	14,3
4	6,2	11,5	3,8	6,8	2,6	3,9	2,9	9,0	14,4	22,4	5,1	12,0	14,5	27,1	23,5	38,0	8,6	17,7
5	5,6	13,6	3,3	8,1	2,3	4,7	2,2	10,0	13,5	27,5	3,9	13,7	12,6	32,0	21,5	46,2	7,4	20,6
6	5,0	15,5	3,0	9,2	1,9	5,5	1,8	10,7	12,1	32,2	3,2	14,9	11,3	36,4	18,9	53,6	6,5	23,2
7	4,5	17,3	2,6	10,2	1,7	6,2	1,5	11,3	9,6	36,1	2,7	16,0	10,4	40,3	15,6	59,9	5,7	25,4
8	4,1	18,8	2,3	11,1	1,5	6,7	1,3	11,8	8,1	39,3	2,4	16,9	9,7	44,0	12,9	65,0	5,1	27,3
9	3,8	20,3	2,1	12,0	1,4	7,3	1,2	12,2	7,0	42,0	2,2	17,7	9,1	47,4	10,9	69,3	4,6	29,1
10	3,6	21,6	1,9	12,7	1,2	7,7	1,0	12,6	6,2	44,4	2,0	18,5	8,5	50,6	9,3	72,9	4,2	30,7
11	3,4	22,9	1,7	13,3	1,1	8,2	0,9	13,0	5,5	46,6	1,8	19,2	8,0	53,6	8,0	76,1	3,9	32,2
12	3,3	24,1	1,7	13,9	1,1	8,6	0,8	13,3	4,6	48,4	1,5	19,7	7,5	56,4	6,9	78,8	3,6	33,5
13	3,1	25,2	1,5	14,5	1,0	9,0	0,7	13,6	4,1	49,9	1,4	20,2	6,9	59,0	6,1	81,1	3,3	34,8
14	2,6	26,3	1,4	15,1	1,0	9,3	0,7	13,8	3,7	51,3	1,3	20,7	6,1	61,4	5,4	83,2	3,1	36,0
15	2,0	27,1	1,3	15,6	0,9	9,7	0,6	14,1	3,2	52,6	1,2	21,1	5,2	63,4	4,8	85,0	2,9	37,1

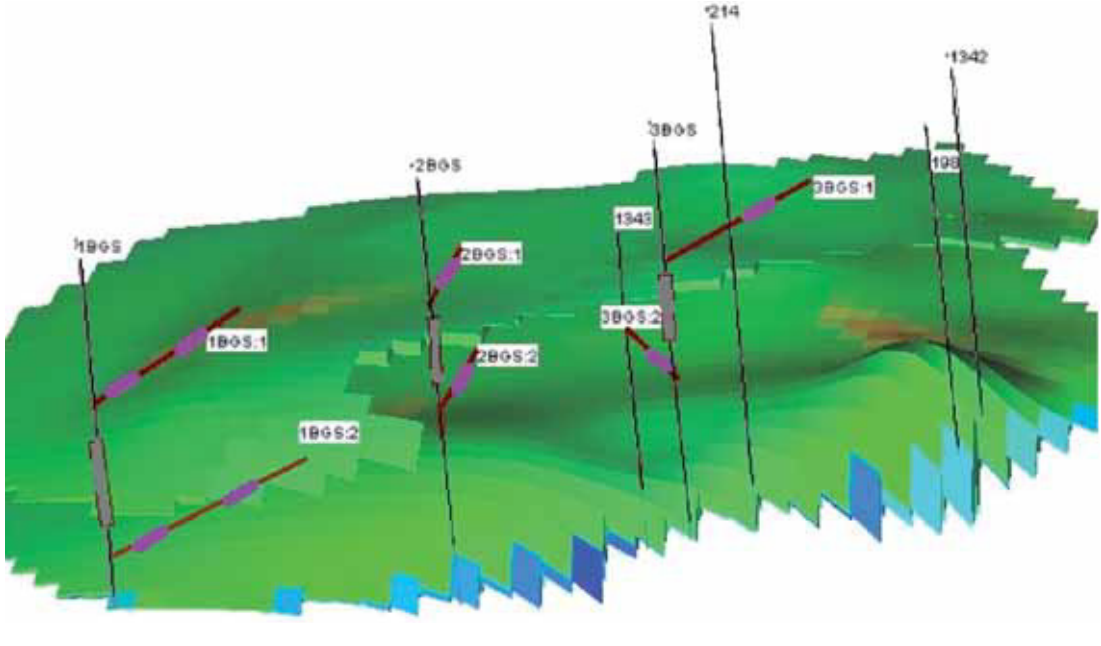


Рис. 3. Схема размещения проектных скважин на отложениях кыновско-пашийского горизонта Азевского участка

Согласно результатам расчетов во всех рассматриваемых случаях показатели по накопленной добыче выше по второму варианту, предусматривающему разработку участка действующим фондом вертикальных скважин и бурением новых горизонтальных скважин.Это значит, что в целом по участку разработка эффективней горизонтальными скважинами. Однако рассматривая показатели работы новых проектных скважин по данным моделирования, можно сделать вывод о том, что показатели работы многозабойных боковых горизонтальных стволов выше, чем у горизонтальных скважин. При этом затраты на зарезку боковых горизонтальных стволов ниже, что доказывает эффективность данного варианта разработки.

В табл. 2 представлены результаты расчетов по трем вариантам размещения скважин.

Таблица 2

Основные технологические показатели по трем вариантам разработки

Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Фонд скважин	7	7	4
Средний дебит нефти, т/сут	8,39	11,67	19,35
Средний дебит жидкости, т/сут	42	69,1	82,78
Обводненность, %	11,4	11,8	19,2
ВНФ, $м^3/т$	3,6	83,1	76,6
Годовая добыча нефти, тыс.т	19,5	25,21	24,88
Накопленная добыча нефти, тыс.т	442,81	448,56	448,23
Годовая добыча жидкости, тыс.т	83,60	121,52	90,07
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	1843,65	1881,64	1850,19
Давление, МПа	13,40	12,06	12,94
Капитальные вложения, млн руб.	137	205	163
Эксплуатационные затраты, млн руб.	1807	2023	1840
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	281	310	376

Таким образом, наилучший эффект может быть достигнут в процессе разработки и эксплуатации участка месторождения, сложенного терригенными отложениями верхнего девона путем бурения горизонтальных и многозабойных боковых горизонтальных стволов. Максимальный ЧДД (376 млн руб.) получен по варианту, предусматривающему бурение многозабойных горизонтальных стволов, при этом капитальные вложения и эксплуатационные затраты ниже по сравнению с вариантом, предусматривающим разбуривание участка только горизонтальными скважинами.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА

Н.И. Искрицкая, В.Н. Макаревич, О.Е. Савенкова

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), г. Санкт-Петербург, nii@vnigri.ru

Ухудшение сырьевой базы углеводородов – одна из основных причин снижения нефтегазовых доходов страны в краткосрочной перспективе. Доля трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ) растет, их состав и консистенция отличаются от обычных углеводородов, поэтому их извлечение требует повышенных затрат и налоговых льгот для рентабельной разработки.

Более 95% извлекаемых запасов нефти находится в распределенном фонде недр, а нераспределенный фонд также представлен ТИЗ. В «старых» нефтедобывающих регионах (республиках Татарстан и Коми) ТИЗ уже преобладают в структуре минерально-сырьевой базы, поэтому их добыча наращивается, но темпы прироста не соответствуют их доле в объеме запасов. Таким образом, возможности пополнения ресурсной базы за счет ввода новых месторождений невелика, и актуальной задачей является интенсификация добычи и продление жизненных циклов разрабатываемых месторождений. Решение этой задачи невозможно без налоговых льгот.

Система налогообложения НГК обладает высокой степенью изменчивости и часто тормозит развитие отрасли. Так, единый налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) был введен в 2002 году в связи с вступлением в силу главы 26 Налогового кодекса РФ взамен трех ранее действовавших ресурсных налогов: акциза, отчислений в фонд воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ) и платы за недра (роялти). Предыдущие налоги дифференцировались в зависимости от горно-геологических условий разработки месторождений и средней цены реализации нефти, сложившейся по компании. Ставка нового налога на добычу полезных ископаемых стала единой для всех нефтяных компаний и, кроме того, поставлена в зависимость от цен реализации нефти на внешнем рынке, без учета других рынков сбыта.

В результате введения единого недифференцированного налога компании, имеющие новые месторождения



Рис. 1. Динамика изменения объема добычи нефти и НДПИ по ПАО «Татнефть» [1]

и значительный потенциал нефти, получили сокращение налоговой нагрузки. Однако для компаний, в структуре запасов которых преобладают месторождения с высокой степенью выработанности, введение НДПИ привело к существенному росту налогов. Это наглядно представлено на рисунке 1 на примере ПАО «Татнефть».

Только за 2005 год превышение НДПИ над суммой действующих ресурсных налогов в сопоставимых условиях составило около 25 млрд рублей. С целью компенсации такого роста налоговой нагрузки компания вынуждена была сократить средства на реализацию инвестиционных программ, остановить убыточные скважины; для сокращения затрат был разработан и реализован большой комплекс технико-технологических и организационно-экономических мер, в т. ч. и по работе с нерентабельным фондом скважин. Всего же за период с 2004 по 2013 г. налоговая нагрузка по НДПИ для компании возросла в 4 раза, в то время как объем добычи увеличился на 4% и если в 2003 году средний размер налога составлял 1058 руб./т, то в 2013 – уже 4016 руб./т.

С момента введения НДПИ, схема его расчета претерпела изменения и стала более дифференцированной. Введен ряд корректирующих коэффициентов, которые позволяют снизить или даже отменить уплату НДПИ (методы расчета меняются постоянно). Но чтобы воспользоваться налоговыми льготами, предприятие должно затратить дополнительные капитальные вложения на организацию раздельного учета льготируемой нефти, вести отдельный бухгалтерский баланс по участкам добычи трудноизвлекаемых запасов.

Например, в ПАО «Татнефть» льготное налогообложение распространяется на пять месторождений компании с суммарной добычей в 16 млн т в год, или около 61% от общего объема добываемой нефти. В этот перечень попало крупнейшее и наиболее старое, с высокой степенью выработанности, месторождение – Ромашкинское.

Для получения полагающихся льгот по НДПИ ПАО «Татнефть» пришлось создать дополнительно три новых пункта подготовки, три узла учета льготируемой нефти и затратить на Ромашкинском месторождении 337 млн руб., на Мордово-Кармальском – 3,5 млн руб. С момента ввода льгот удалось предотвратить падение достигнутого уровня добычи нефти. На Ромашкинском месторождении ежегодно добывается 15,2 млн т нефти, в том числе тяжелой и вязкой – более 600 тыс. т.

Государство в 2013 году существенно расширило налоговые льготы и, по данным Минприроды, в 2014 году уже более 800 месторождений нефти могли ими воспользоваться. Расширение налоговых льгот привело к сокращению бюджетных поступлений от недропользователей, которое в 2013 году определено Минфином в объеме 300 млрд рублей и в дальнейшем – могло только увеличиваться.

В связи с этим государство в очередной раз ввело нововведения в систему налогообложения, и наметившиеся позитивные тенденции практически сходят на нет ввиду новых поправок в законодательство.

Вступивший с 1 января 2015 г. Федеральный закон от 24.11.14 № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ», предусматривает осуществление «налогового маневра», сущность которого заключается в синхронном изменении ставок основных налогов: ставки таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты – снижаются, ставки НДПИ на нефть и газовый конденсат – повышаются. Новые вводимые ставки приведены в таблице 1. Новые ставки вывозных таможенных пошлин и ставки НДПИ применяются с 1 января 2015 г. Так, из таблицы видно, что в налоговом маневре заложено почти двукратное снижение нагрузки по экспортной пошлине и примерно такое же увеличение по НДПИ, из-за чего может сложиться впечатление, что итоговый результат для отрасли не меняется.

Но необходимо принять во внимание, что доля экспорта нефти в добыче последние десять лет колебалась в интервале 45–55% [Росстат], а налоговая нагрузка на предприятия НГК складывается, исходя из доходов от реализации на внутреннем и внешнем рынках, цены на которых различаются на величину экспортной пошлины. Соответственно, если для продукции, идущей на экспорт, повышение НДПИ будет скомпенсировано снижением экспортной пошлины, то для продукции, идущей на внутренний рынок, повышение НДПИ ничем не будет скомпенсировано. В связи с чем, очевидно, что в действительности налоговая нагрузка на отрасли существенно возросла (рис. 2).

Исходя из логики налогового маневра, можно сделать вывод, что большее давление на свои финансовые показатели испытают те компании, в структуре выручки которых вес нефтепереработки больше. И соответственно, наоборот, дополнительные выгоды получают компании, фокусирующиеся на добыче и экспорте нефти. К первым можно отнести, к примеру, «Башнефть», «ТАТНЕФТЬ», «Газпромнефть», «ЛУКОЙЛ», ко вторым – «Сургутнефте-

газ» и «Роснефть». Перераспределение налоговых платежей в результате налогового маневра с уменьшающейся экспортной составляющей в пользу неуменьшающейся (или более стабильной) составляющей – НДПИ – фактически означает, что в будущем налоговая нагрузка на нефтяную отрасль будет увеличиваться. Кроме того, в условиях нестабильной политической ситуации, действия санкций и снижения объемов добычи нефти при резком сокращении мировых цен возможно сокращение экспорта в будущем.

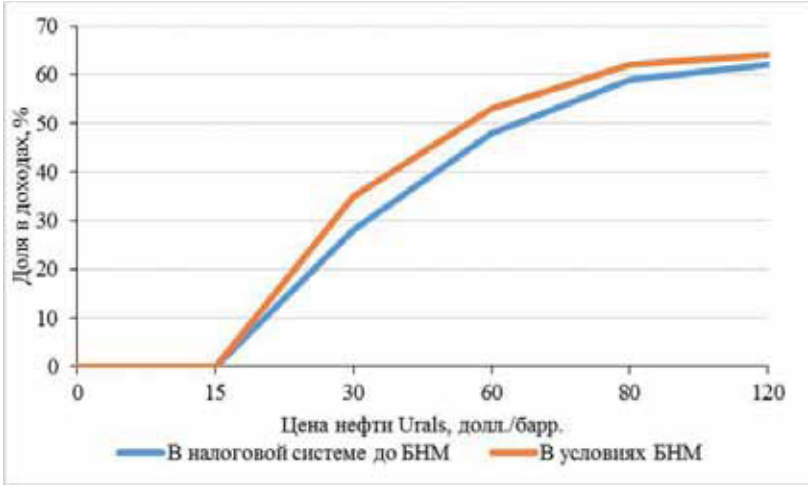


Рис. 2. Налоговая нагрузка на нефтедобычу в различных налоговых условиях при 50% доле экспорта (источник:Роснефть)

Кроме изменения базовых ставок существенно поменялась и сама формула расчета НДПИ – в формуле появился интегральный поправочный коэффициент Кдм, характеризующий особенности добычи нефти. Новая редакция закона отменяет нулевую ставку НДПИ для сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью более 200 мПа·с (в пластовых условиях). Теперь эта льгота распространяется на нефть вязкостью 10 000 мПа·с и более [2].

Таблица 1

Сравнение ставок основных нефтегазовых налогов до и после «налогового маневра»

Период	НДПИ (руб за тонну добытой нефти)		Таможенная пошлина	
	До налогового маневра	Налоговый маневр	До налогового маневра	Налоговый маневр
2015	530	766	57%	42%
2016	559	857	55%	35%
2017	559	919	55%	30%

Для оценки экономических потерь недропользователя от отмены льгот, рассмотрим месторождение, расположенное в Приволжском федеральном округе с вязкостью нефти 273 мПа·с и годовой добычей 144 тыс. т (табл. 2). В 2014 г. компания-недропользователь не платила НДПИ по данному месторождению, так как оно попадало под льготируемую категорию по критерию вязкости. По новому законодательству, в 2015 г. с месторождения необходимо будет уплатить НДПИ в объеме 356 млн руб. в годовом исчислении, при текущем уровне цен (Кц=10,4856 [3]), что окажет негативное воздействие на финансовые показатели компании и замедлит развитие технологических и инвестиционных планов. Из чего следует, что рентабельная добыча ТИЗ нефти в действующей налоговой системе практически невозможна.

Таблица 2

Сравнение размера НДПИ по месторождению высоковязкой нефти

Основные показатели	Значение показателей
Годовая добыча, тыс. т	144
Вязкость, мПа·с	273
Налог на добычу полезных ископаемых, млн. руб. /год **– До налогового маневра** **– В условиях налогового маневра**	 **0** **56**

Для уже разрабатываемых месторождений увеличение налоговой нагрузки на 4–6% приведет к сокращению срока рентабельной разработки и, как следствие, к увеличению объема неизвлеченных запасов, а в среднесрочной перспективе – к более интенсивному снижению добычи нефти по действующему фонду скважин. Поэтому для компенсации выпадающей добычи потребуется более ранний ввод новых месторождений и в более ускоренном

темпе, но возможности расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы за счет нераспределенного фонда недр не смогут компенсировать объем снижения.

Доля инвестиций в российских нефтяных компаниях по отношению к выручке составляет 12–15%. Это значит, что изъятие в бюджет дополнительных 4–6% выручки приведет к сокращению инвестиционных программ на 30–40%. Причем в данном случае речь идет не о сокращении применительно к какому-нибудь одному кризисному году, а ко всей обозримой перспективе. Очевидно, что если в ключевой бюджетообразующей отрасли на всей долгосрочной перспективе сократить инвестиции на треть, то последствия и для самой отрасли, и для бюджета будут крайне негативными. По данным выступлений представителей министерства энергетики РФ при текущей налоговой системе и текущих условиях в России произойдет снижение нефтедобычи с 526,7 млн тонн, добытых в 2014 году до 514 млн т в 2020 году. Есть и более пессимистические прогнозы – снижение добычи к 2020 году до 370 млн т [4,5].

Из всего сказанного выше, можно сделать вывод, что внедрение налогового маневра приведет к снижению уровня добычи нефти, и так как объем налоговых поступлений в государственный бюджет в первую очередь зависит от объемов производства, налоговые потери бюджета от снижения добычи существенно превысят гипотетические налоговые поступления в бюджет.

Трудноизвлекаемые запасы являются первоочередным резервом для воспроизводства минерально-сырьевой базы и увеличения объема добычи нефти в стране. Для обеспечения эффективного воспроизводства минерально-сырьевой базы необходимо обеспечить условия рентабельного освоения ТИЗ, посредством налогового стимулирования, которое, в свою очередь, должно носить долгосрочный и стабильный характер, формируя единую сбалансированную стратегию.

Литература

1. Годовые отчеты ОАО «ТАТНЕФТЬ» с 2004 по 2013 г.

2. Налоговый кодекс Российской Федерации (ред. от 06.04.2015), Часть II, Глава 26, Статья 342, п. 1.

3.Письмо ФНС России от 17.03.2015 № ГД-4-3/4232 «О данных, необходимых для исчисления НДПИ в отношении нефти, за февраль 2015 года» (17 марта 2015 г.)

4. «Введение НФР сопоставимо с участием в инвестпроекте с неясными перспективами – Минфин РФ». ИНТЕРФАКС-АФИ.

5. *Трунин И. В.* Налог на финансовый результат: льготы вместо стимулов к развитию [Электронный ресурс] Режим доступа: http://minfin.ru/ru/press-center/?id_4=33117

ВЛИЯНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД

Х.М. Исламов

Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (КазНИГРИ), islamov056@mail.ru

Анализ данных бурения скважин показал, что буровой раствор оказывает физико-механическое и физико-химическое влияние на породу. При этом происходит изменение прочностных и фильтрационно-емкостных характеристик пород, слагающих разрез скважины.

Физико-химические свойства глинистых пород тесно связаны с минерализацией поровых и пластовых вод. Минерализация пластовых вод в рассматриваемом регионе изменяется в весьма широких пределах – от практически пресных (0,46 г/л) до концентрированных рассолов (312,2 г/л) (табл.1).

В юго-восточной части Прикаспийской впадины минерализация пластовых вод с увеличением глубины повышается. Значения минерализации связанной (поровой) воды в породах и пластовых водах практически равны, что объясняется особенностями осадконакопления в условиях ионного обмена.

Минерализация пластовых вод имеет очень большое значение при определении мер, направленных на повышение устойчивости терригенных отложений.

В процессе взаимодействия бурового раствора с горной породой в порах и на поверхности последней задерживаются частицы дисперсной фазы, образуя фильтрационную корку. Количество проникающих в пласт твердых частиц зависит от объема бурового раствора, попадающего в пласт в период мгновенной фильтрации [1].

Изменение напряженного состояния породы за счет ее разрушения в нетронутой толще пород будет сопровождаться всасыванием бурового раствора или его фильтрата. При этом изменится соотношение между потенциалами поровой воды и фильтрата бурового раствора, что приведет к изменению величины расклинивающего давления адсорбционной пленки.

Одним из критериев, позволяющих оценить степень взаимодействия горной породы с промывочной жидкостью, является действие адгезии на границе раздела фаз жидкость – горная порода.

Адгезия в скважине обусловлена силами сцепления молекул, атомов, ионов, функциональных групп, находящихся в поверхностных слоях соприкасающихся стенок скважины с промывочной жидкостью.

Таблица 1

Минерализация и химический состав пластовых вод юго-восточного борта Прикаспийской впадины

Площадь	Содержание солей, г/л				
	Общее	**Cl**	**Ca^{2+}**	**Mg^{2+}**	K^{+}
Жандалысор	0,46	0,3	следы	нет	0,18
Котыртас Сев.	3,85	2,4	0,2	0,045	1,2
Карашказган	28,0	17,0	0,7	0,41	9,5
Жолдыбай	103,0	67,45	3,0	1,82	36,8
Кобяковская	20,0	11,2	0,4	0,9	7,5
Имашевская	255,1	161,0	0,35	8,98	83,9
Улькентобе, Коктобе	4,0	2,52	0,04	0,03	1,41
Ушмола	6,1	3,64	0,05	0,04	2,37
Шолькара	4,1	2,59	0,01	0,05	1,45
Меке-Алтыкулаш	19,44	9,51	0,19	0,4	9,34
Елемес	82,3	49,3	2,2	0,8	30,0
Айршагыл	89,6	55,02	2,49	0,73	31,4
Сазтобе	179,0	57,3	1,05	5,7	81,3
Маткен	312,2	163,3	6,53	2,0	132,6
Комсомольская	150,0	87,6	8,15	10,15	42,6

В результате взаимодействия горной породы и жидкости в процессе фильтрации бурового раствора в пласт, на стенках скважины образуется фильтрационная корка. В результате происходит экранировка поверхности горной породы образовавшейся на ее поверхности фильтрационной коркой. При адгезии фильтрационной корки реализуется связь между двумя твердыми поверхностями: горной породы (субстрата) и фильтрационной коркой. Чем прочнее взаимосвязь адгезива с субстратом, тем надежнее изоляция вскрытого пласта от воздействия на него промывочной жидкости.

Рост адгезионной прочности изменяется с увеличением концентрации электролитов, при этом происходит сжатие диффузного слоя, уменьшение расклинивающего давления тонких слоев между контактирующими телами и как следствие того – увеличение адгезионного взаимодействия пленок в жидкой среде. Минимальная адгезионная прочность наблюдается при pH = 7, при увеличении pH до 13 адгезионная прочность растет, при увеличении температуры адгезионная прочность снижается.

В насыщенных растворах солей имеет место частичное их выпадение в осадок в виде кристаллов, которые соприкасаются с контактирующими поверхностями и усиливают адгезию. При формировании пленок адгезионная прочность зависит от толщины адгезива, чем тоньше пленка, тем меньше адгезионная прочность.

За последние годы резко изменились представления о влиянии химических реагентов и буровых растворов на процесс бурения и заканчивание скважин. На первый план выдвигаются физико-химическое взаимодействие компонентов буровых растворов с горными породами, их влияние на процесс разрушения породы на забое, стабилизацию ствола скважины, качество вскрытия и освоения продуктивных пластов.

Содержащиеся в буровом растворе реагенты, особенно углеводородные, являются питательной средой для микроорганизмов. Засолонение проходит более эффективно при использовании реагентов на основе ксантановой смолы в солестойких, насыщенных соленых полимерных растворах. При минерализации выше 20% они сохраняют стабилирующую способность.

Отличительными особенностями буровых растворов, обработанных ксантан-полимерами, являются уникальные реологические свойства, выраженные высокими значениями вязкости при низких скоростях сдвига, повышенное и постоянное статическое напряжение сдвига. Как показывают промысловые и лабораторные исследования, это позволяет значительно улучшить несущие характеристики промывочной жидкости при низких скоростях течения в кольцевом пространстве скважины.

Высокие значения суспендирующих свойств биополимерных растворов позволяют удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии. Это сводит к минимуму вероятность прихвата инструмента при приводке наклонно-направленных и горизонтальных стволов. Легко разрушаемая при возобновлении циркуляции структура промывочной жидкости снижает гидравлические потери и эквивалентную плотность при циркуляции, что позволяет подвести большую мощность к забойному двигателю и увеличивает скорость бурения. [2].

Результаты проведенных исследований по устойчивости реагента на основе ксантановой смолы приведены в таблице 2.

Основные преимущества этой полимерной системы стало возможным применять в более высоком температурном диапазоне примерно до 175^0C.

Водоотдачу можно контролировать раствором на основе ксантановой смолы, обладающим снижающими фильтрацию свойствами при повышенной температуре. Поддержание pH в пределах 9,5–10,5 обеспечило достаточную устойчивость системы для работы в скважинах с забойной температурой выше 150^0C. На температурный градиент циркулирующего раствора влияют объем и температура раствора на поверхности, а также скорость циркуляции.

Таблица 2

Устойчивость глинистого раствора, обработанного реагентом Родопол-23П

Состав исходного раствора, %	Добавки, %		Состояние раствора
	NaCI	NaOH	
17% глинопорошок +0,5% Родопол-23П на технической воде	30		в течение 30 дней раствор не изменил технологических свойств
Технологические параметры:	25		-»-
– плотность, 1260 кг/м^3,	20		-»-
– фильтрация, 7 см^3/30 мин,	15		на 23 день повысилась фильтрация – 14 см^3
– pH – 7,8	10		на 8 день раствор почернел, повысилась фильтрация
		0,2	в течение 30 дней раствор не изменил технологических свойств
		0,15	-»-

Таблица 3

Температуры на технологические показатели раствора, стабилизированного биополимерным реагентом

Технологические показатели раствора									
до прогрева					после прогрева				
Плотность, г/см^3	Условная вязкость, сек	Фильтрация, см^3 за 30 мин	СНС		Плотность г/см^3	Условная вязкость, сек	Фильтрация, см^3 за 30 мин	СНС	
			1 мин	10 мин				1 мин	10 мин
Пресный (слабоминерализованный)									
1095	12,0	8,0	0	0	1095	9,5	7,5	0	0
1120	28,0	6,0	0,5	2,5	1120	17,5	6,0	0,8	1,6
Высокоминерализованный (насыщенный NaCI и KCI)									
1280	22,0	7,0	0,4	2,0	1280	36,0	7,5	0	0
1380	32,0	8,0	20,5	26,7	1380	42,0	8,5	6,3	12,5

Примечание: Прогревание осуществлялось при температуре 140^{0}C в течение 6 часов.

В основном бурение скважин при высоких температурах, существенным преимуществом растворов, содержащих биополимеры на основе ксантановой смолой, является их относительная термоустойчивость при температурах до 150^{0}C. Некоторые присадки способны повысить эту устойчивость до 175^{0}C.

Дополнительные преимущества этого раствора в том, что он позволяет удалять ингибированную глину механическим путем, обладает низкой осмотической гидратацией, высокой несущей способностью в минерализованной среде и инертен к воздействию различных солей. [3].

На основе проведенных анализов сделаны следующие выводы:

1. Сложность разреза, необходимость тонкого регулирования химического состава и технологических параметров бурового раствора, предупреждение и борьба с осложнениями требуют более глубокого изучения физико-химических процессов, происходящих при взаимодействии пород разного минералогического состава и степени с применяемыми буровыми растворами.

2. В результате взаимодействия бурового раствора с горными породами, возникновения макро- и микротрещин в структуре пород происходит их увлажнение с потерей прочностных свойств. В связи с этим, интенсифицируются процессы, приводящие к обрушению стенок скважины, а проникая в поровое пространство и трещины породы, буровой раствор и его фильтрат замедляют эти процессы.

3. При проводке скважин не всегда обеспечивается достаточное качество промывочных жидкостей из-за отсутствия необходимых химических реагентов для конкретных условий бурения. Ассортимент химических реагентов, устойчивых к воздействию солей поливалентных металлов (кальция, магния), применяемых в практике, очень мал. Это предопределяет большие трудности в химической обработке промывочных жидкостей. В этой связи требуется создание нового эффективного химического реагента, устойчивого к условиям полиминеральной агрессии.

Литература

1. *Иктисанов В.А*. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – С.150.

2. *Крылов В.И., Крецел В.В.* Реологические особенности буровых биополимерных жидкостей // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 9. – С. 54–56.

3. *Гумаров А.Г, Мохначева Л.С.* Оценка влияния биополимерного бурового раствора по данным лабораторных исследований. г. Атырау 1998 г.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ДАНКОВО-ЛЕБЕДЯНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ФАМЕНСКОГО ЯРУСА

Л.Б.Кадырова

НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть».geoan@tatneft.ru

Начиная с 1994 года приросты запасов нефти в России не компенсируют текущую добычу. Открываются в основном мелкие и низкопродуктивные месторождения. Уменьшаются размеры открываемых месторождений не только в освоенных регионах, но и на новых перспективных площадях.

В связи с необходимостью получения дополнительного прироста запасов нефти меньшими затратами возникла проблема всестороннего изучения коллекторов локально-нефтеносных горизонтов и залежей в сложно-построенных коллекторах. Это привело к необходимости поисков научных подходов к определению условий формирования и размещения залежей нефти, усовершенствованию методов геофизических исследований скважин, вскрытия и освоения различных типов карбонатных коллекторов, характеризующихся сложным геологическим строением и высокой степенью неоднородности коллекторов, оценки геолого-экономической целесообразности поисков залежей нефти в возвратном фонде скважин.

На примере данково-лебедянского комплекса карбонатных отложений рассмотрен подход к изучению локальных поднятий и разведыванию нетрадиционных углеводородов, используя накопленный фактический материал по геологоразведке, проводимой на скважинах эксплуатационного бурения на базисные горизонты нефтедобычи НГДУ «Альметьевнефть».

В отложениях данково-лебедянского горизонта выделяется 4 пласта снизу-вверх: dl-1,dl-2,dl-3,dl-4 и перекрывающие их реперные пачки. Нефтеносность данково-лебедянских отложений связана с карбонатными породами-коллекторами, представленными органогенно-детритовыми, комковатыми, сгустковыми, хемогенными известняками, доломитизированными известняками и доломитами. Нефтенасыщенность пород послойно неравномерная и приурочена к пористо-кавернозно-трещинным участкам. Основные параметры, характеризующие коллекторские свойства пород-коллекторов, изучались по данным анализа образцов керна, материалов ГИС и данным гидродинамических исследований скважин.

На территории Миннибаевской площади при бурении в 1967 году разведочной скважины № 15003 на отложения докембрия, процесс бурения пришлось приостановить из-за нефтепроявлений в отложениях верхнего фамена. Скважина пробурена с отбором керна, нефтенасыщенные интервалы по всему стволу скважины были подтверждены опробованиям КИИ-95. При забое 1286 м при работе с испытателем пластов – скважина начала фонтанировать нефтью, при забое 1318 м – получили приток воды с пленкой нефти. Интервал в данково-лебедянском горизонте освоили 24.11.1967 и получили нефть.

Разведочная скважина № 15003 доказала перспективность отложений и послужила началом творческих работ по поискам перспективных зон. Построение структурной поверхности позволило оконтурить структуры и наметить бурение на отложения данково-лебедянского горизонта. Проектные скважины №№ 25373, 25374, 26918, 26920 на отложения турнейского яруса, пробуренные в 1993 и 1994 году, были углублены, получена нефть (рис.2). Оконтуренная структура, по результатам бурения этих скважин – залежь № 536, приурочена к западной части Миннибаевской площади, граничащей с Алтунино-Шунакским прогибом, отделяющим ее от Ново-Елховской структуры.

В мае 1971 года в восточной части Миннибаевской площади, у границы раздела с Абдрахмановской площадью на оконтуренной структуре № 541, за счет структурных построений были пробурены скважины №№ 3168, 9549а, 15003, 15661, 10761, 10761а на отложения данково-лебедянского горизонта, скважины работали с дебитом до 6 т/сут длительное время.

В отложениях данково-лебедянского горизонта выделяется четыре пласта, снизу-вверх: d l –1, dl-2, d l –3, d l – 4 и перекрывающие их реперные пачки.

Пласт dl-1 сложен довольно плотными известняками, неравномерно пористыми, кавернозными, трещиноватыми. Средняя толщина отложений по залежам 536 и 541 соответственно 8,6 м и 10,7 м. Нефтепроявлений в пласте нет. В двух скважинах залежи 541 пласт представлен водоносными коллекторами, по остальным скважинам залежей коллектора не выявлены.

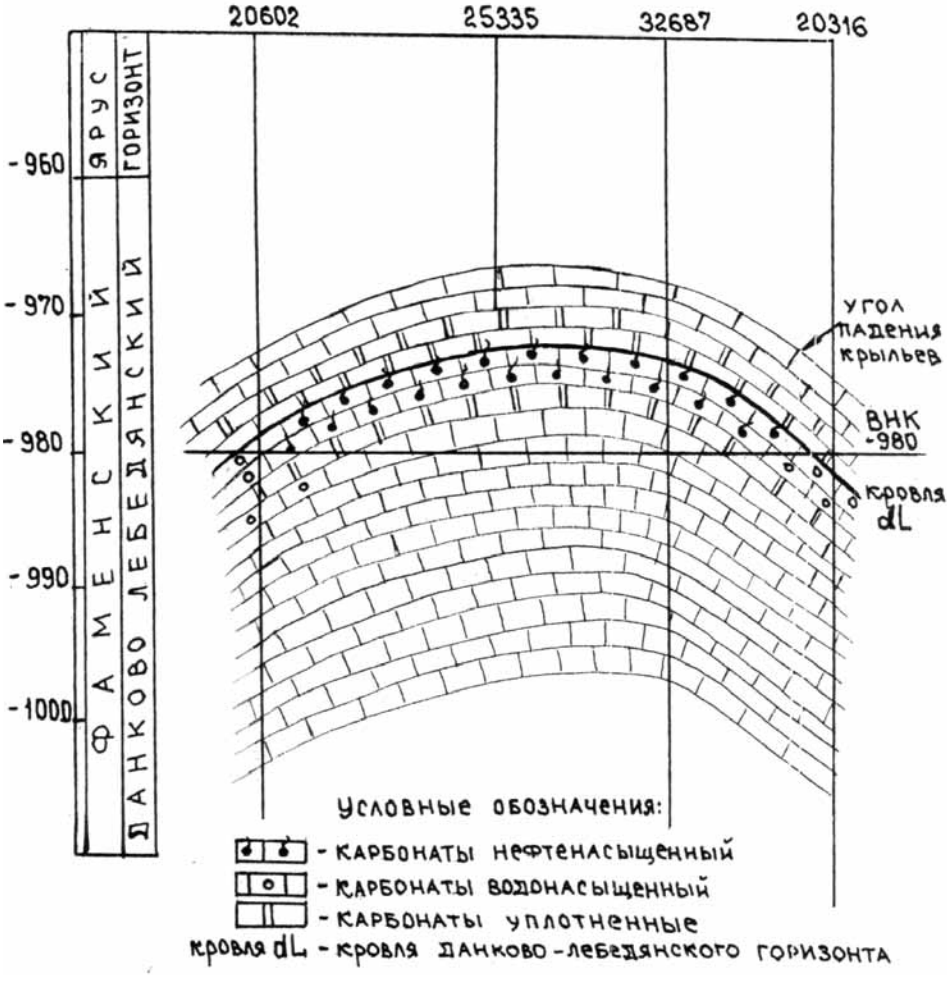
Пласт dl-2 сложен плотными известняками, участками кальцитизированными. Пласт характеризуется более высокими коллекторскими свойствами, однако нефтепроявлений в пласте не обнаружено. В 4-х скважинах (1217, 1217а, 9581, 15673) залежи 536 пласт представлен водоносными коллекторами, на залежи 541 – коллекторов нет. Средняя толщина отложений по залежам 536 и 541 соответственно 11,6 м и 12,3 м. Залежи нефти в отложениях данково-лебедянского горизонта пластово-сводового типа (рис.1, 2).

Пласт dl-3 в разрезе большинства рассмотренных скважин представлен коллекторами. Большое развитие слагающих пласт хемогенных известняков во многом определяет его повышенные коллекторские свойства. Нефтепроявления в пласте носят локальный характер и выявлены лишь в скважинах: 25373, 26918, 26920 – залежи 536 и 9646, 10761, 15661 – залежи 541, по остальным скважинам коллекторы водоносные. Средняя толщина отложений по залежам 536 и 541 соответственно 17.2 м и 15,1 м. Средняя нефтенасыщенная толщина коллекторов: 2.0 м и

Рисунок 1

Геологический профиль

По линии скважин № № 20602-25335-32687-20316



1.9 м. Средняя пористость пласта по залежам 536 и 541 составляет соответственно 0,05 д.ед. и 0,053 д.ед. Средняя нефтенасыщенность 0,47 д.ед. и 0,60 д. ед.

Пласт dl-IV является основным нефтенасыщенным пластом данково-лебедянского горизонта. Пласт нефтеносен в отложениях 6-ти скважин (15671, 20257, 25373, 25374, 26918, 26820) залежи 536 и в 14-ти скважинах (3441, 3442, 9535, 9598, 9646, 10761, 10761а, 10898, 14989, 15661, 15735, 20146, 20535, 20536) залежи 541. Средняя толщина пласта по залежам 536, 541 соответственно 6,3 м и 5,6 м. Средняя нефтенасыщенная толщина: 2,4 м и 2,5 м. Средняя пористость коллекторов соответственно 0,072 д.ед. и 0,063 д. ед. Средняя нефтенасыщенность: 0,48 д. ед. и 0,65 д.ед.

Вскрытие бурением участков разреза с пониженным пластовым давлением на выделенных структурах по вышеприведенным критериям поиска сопровождается перетоками в них пластовых вод по стволу скважины из окружающих водонасыщенных пород. При испытании получаем воду, в лучшем случае с пленкой нефти. Анализ образцов пород показывает, что УВ находятся только в пределах кавернозно-трещинной части пустотного пространства.

При бурении в 2004 году эксплуатационных скважин №№ 20602, 20604, 32687, 32693, 32694 Миннибаевской площади (рис.2), процесс бурения пришлось приостановить из-за аномально высоких давлений и нефтепроявлений из отложений франско-фаменского комплекса, геолого-разведочные работы (ГРР), намеченные на этих скважинах подтвердили нефтенасыщенность пластов. По проекту – скважины добывающие на терригенные отложения девонского горизонта в дальнейшем, после выработки базисных горизонтов, возвратом будут эксплуатироваться на отложения франско-фаменского комплекса. Наметив бурение дополнительной точки, скважину № 25335, проектную на отложения бобриковского горизонта, углубив до отложений данково-лебедянского горизонта, получили нефть после освоения. По ГИС нефтяные пласты не были выявлены, только проведя корреляцию по скважинам № 20602, 20604, 32687, 32693, 32694 определились с глубиной и недобурив до водонасыщенных пластов, чтобы не подцепить бурением воду, начали процесс освоения в открытом стволе. Для обеспечения устойчивой работы в условиях оптимального забойного давления было детально изучено условие эксплуатации скважин залежи № 536 (рисунок 2).

В результате геолого-промыслового анализа новой, выявленной при эксплуатационном бурении структуры, установили, что нефтенасыщенными интервалами являются три пласта, расположенные на расстоянии 1,4 м, 3 м и

6,1 метров от кровли пласта, толщина покрышки более 3 м, учтены все условия для сохранения нефтяной залежи в одиночном локальном поднятии (схематично геологический профиль представлен на рисунках 1, 2).

Результатом процесса освоения явился фонтан нефти, дебитом 18 т/с, что доказало факт открытия залежи. Скважина № 25335 механизирована и работает стабильно, дебит нефти 3,66 т/сут при обводненности 15%, с начала эксплуатации добыто 17520 тонн нефти.

В данково-лебедянских отложениях на рассматриваемой площади в 22 скважинах проведено опробование КИИ-95, в скважинах №№ 9549а, 10761, 10876, 15003 при опробовании получена нефть, в скважинах №№ 126, 139, 155, 3168 получена вода с пленкой нефти. Анализ результатов опробования показал, что опробования проведены практически на всех перспективных участках, однако результаты их далеко не однозначны.

При опробовании данково-лебедянских отложений в скважине № 261 Миннибаевской площади был получен приток воды. На этом же поднятии из скв.10769, расположенной в худших структурных условиях, получен приток нефти, что подтвердило наличие залежи. Воду из скв.261 получили через 3 года после бурения скважин. Все это время за колонной против рассматриваемого интервала отсутствовал цемент. Порционные заливки перед перфорацией для изоляции пласта не проведены, вода поступала либо из нижележащих водоносных горизонтов, либо нефть из пласта dl-3 была оттеснена в результате перетоков.

При испытании скв 117, 137, 3168, 10814, 15010, 15084 Миннибаевской площади получены притоки воды. Все скважины расположены вне локальных структур на приподнятых зонах, чем и объясняется наличие в некоторых из них признаков нефти.

Скважина № 126 Миннибаевской площади расположена на структурном поднятии, однако испытанные в них пласты, находятся вне ловушки. Поэтому получение воды из этих скважин закономерно.

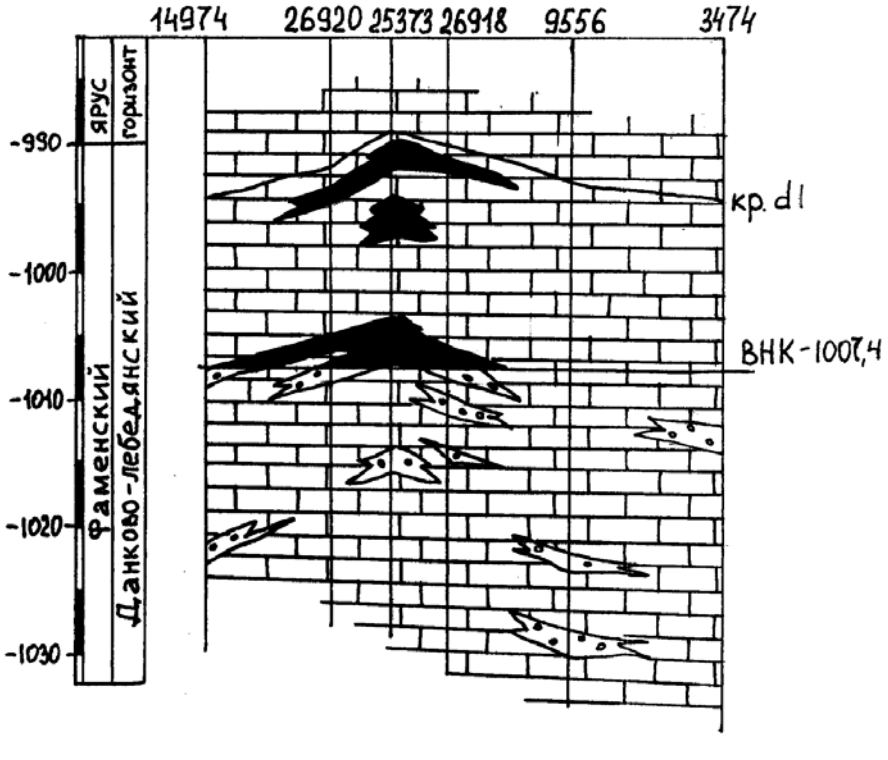
Для установления положения ВНК залежей, наряду с данными промыслово-геофизических исследований учитывались данные испытания пластов и влияние структурного фактора. Сложность структуры порового пространства карбонатных коллекторов данково-лебедянских отложений, представленных трещиновато-кавернозно-

Миннибаевская площадь

Рисунок 2

Геологический профиль

по линиии скважин №№ 14974-26920-25373-26918-9556-3474



№№ скв.	горозонт	пласт	Qж	Qн	%	Рпл	Рзаб
25373	данк-леб	DL	2.7	1.5	38	44	43
25374	данк-леб	DL	2.7	0.85	65	74	37
26918	данк-леб	DL	3	1.67	38	61	21
26920	заволж.	zw	2	0.02	99	120	63

но-поровым типом при наличии зон с пониженными коллекторскими свойствами объясняет весьма изменчивое положение абсолютных отметок залегания подошвы нефтенасыщенных и кровли водонасыщенных пластов и отсутствие ВНК по залежам. За ВНК условно принята самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пласта по залежи 536 – 1007.4 м (скв.26918) и по залежи 541 – 994,5 м (скв.10761). Этаж нефтеносности соответственно 18,6 м, 22,3 м [2, с.38].

Обобщая вышесказанное можно отметить, что нефтеносность данково-лебедянских отложений залежей 536 и 541 связана с III и IV пластами, расположенными в сводовой части локальных структур. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина их на залежи 536 изменяется от 2,0 м до 6,6 м, а на залежи 541 – от 1,0 м до 7,0 м, составляя в среднем для залежей соответственно 3,4 м и 2,9 м. Распространенность и выдержанность каждого из продуктивных пластов различна, что достаточно четко видно по профилю (рис.2.1–2.2). Характеристики коллекторских свойств и нефтенасыщенности залежей 536 и 541 рассматривались по продуктивным горизонтам dl-3, dl-4 совместно, поскольку они имеют близкую петрофизическую характеристику и к тому же высокая трещиноватость предполагает гидродинамическую связь.

По данным материалов ГИС, данково-лебедянский горизонт по залежи 536 нефтеносен в шести скважинах. [1]. Интервал изменения пористости, определенный по пяти скважинам, составил 0,03 д.ед. до 0,087 д.ед. Среднее значение пористости по горизонту – 0,054 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна залежи 536 среднее значение пористости, полученное по 93 определениям из 11 скважин, с интервалом изменения от 0,001 д.ед. до 0,201 д. ед., составило – 0,071 д.ед.

Нефтенасыщенность залежи 541 определена, по данным ГИС, в четырех скважинах, интервал изменения составил 0,17–0,68 д. ед. Среднее значение нефтенасыщенности – 0,47 д. ед., почти совпадает со средним значением нефтенасыщенности (0,519 д. ед.), полученным по данным 26 определений из 11 скважин лабораторных исследований керна, где интервал изменения ее составил 0,218–0,902 д. ед [1].

Анализ результатов опробования и промыслово-геофизических материалов показал, что границы нефтенасыщения перспективных участков и залежей, как правило, совпадают с границами локальных поднятий [2, с.40]. Залежи в данково-лебедянских отложениях – пластовые сводовые. Основным продуктивным пластом является пласт dl-3, нижняя часть горизонта нефтенасыщена только в высокоамплитудных структурах в тех случаях, когда амплитуда поднятия превышает суммарную мощность комплекса (рис.1,2). Осредненные подсчетные параметры данково-лебедянских отложений на 1 ступени следующие: средняя эффективная нефтенасыщенная мощность 6,38 м, коэффициент пористости – 0,066, коэффициент нефтенасыщения – 0,547, плотность нефти 0,96.

Такой детальный анализ имеющегося фактического материала задолго да бурения скважин куста позволил наметить геологоразведочные работы в скважинах эксплуатационного бурения с успешностью выполнения работ, углубить проектную точку до отложений фаменского яруса и сделать открытие новой залежи в отложениях данково-лебедянского горизонта.

На оконтуренных структурах в 2012 году был проведен подсчет запасов нефти, и структуры поставлены на государственный баланс.

Литература

1. *Кадырова Л.Б., Хайретдинов Р.Ш., Хайретдинов Р.Р.* Анализ эффективности выявления продуктивных коллекторов в карбонатном девоне по данным ГИС // Геология нефти и газа. – 2005. – № 3 (статья).

2. *Кадырова Л.Б.* Опоискование перспективных структур карбонатных коллекторов на примере Миннибаевской площади // Геология нефти и газа. – 2006. – № 3. – С.38–42 (статья).

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ПЕРМСКОГО РАЗРЕЗА НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Э.Р. Казаков, В.Б. Либерман, К.А. Сухов

Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г.Казань, tgru@tatneft.ru

Региональное прогнозирование перспектив нефтеносности является одной из важнейших задач геологических исследований, которые базируются на совокупности геолого-геофизической информации. Целью этих работ является количественная оценка начальных и текущих суммарных ресурсов углеводородов (включая перспективные и прогнозные ресурсы), характеристика их пространственного размещения и основных их качественных свойств.

В условиях наблюдаемого существенного сокращения объемов промышленно значимых запасов нефти и газа, особенно в регионах с высокой освоенностью недр, актуальной задачей является расширение сырьевой базы углеводородов. В последнее время в республике особое внимание уделяется сверхвязким нефтям (СВН).

По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. Запасы тяжелых и высоковязких нефтей весьма значительны и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли Республики Татарстан. Поэтому все большее значение приобретает освоение и разработка месторождений, содержащих тяжелую сверхвязкую нефть.

Компания «Татнефть», являясь первопроходцем в добыче СВН в РФ, перешла от опытно-промышленных работ (ОПР) методом парогравитационного дренажа (ПГД) на Ашальчинском месторождении к промышленной разработке

В тектоническом плане основная часть запасов сверхвязкой нефти сосредоточена в пределах Мелекесской впадины, а также западного, юго-западного и юго-восточного склонов Южно-Татарского свода [1] (рис.1).

На 01.01.2015 в верхнепермских отложениях уфимского яруса шешминского горизонта на учете Государственного баланса числятся запасы СВН 109 залежей, входящих в состав 32 месторождений нефти (в том числе 46 залежей на 13 месторождениях СВН). Все залежи находятся в зоне деятельности ПАО «Татнефть».

Общие суммарные утвержденные геологические запасы составляют около 300 млн т, извлекаемые 105 млн т.

Оценка ресурсов углеводородов на территории Республики Татарстан проводилась неоднократно. Первая оценка была проведена по состоянию на 01.01.1965 институтом ТатНИПИнефть г. Бугульма. Последующие оценки проводились каждые 5–8 лет с 1965 по 2008 год.

Предыдущие оценки перспектив нефтеносности обладали своими особенностями.

Отличительной особенностью оценки 2008 года является применение новой модели тектонического строения структуры кристаллического фундамента Татарстана (И.А. Ларочкина, 2008) и учет ресурсов четырех новых нефтебитумоносных комплексов пермской системы (нижнепермский карбонатный, уфимский терригенный, нижнеказанский терригенно-карбонатный, верхнеказанский карбонатно-терригенный). Оценка прогнозных ресурсов проводилась в соответствии с методическими указаниями (ВНИГНИ, 2000 г.) по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти по тектоническим элементам, нефтегазоносным зонам, лицензионным зонам, и недропользователям.

В качестве основы перспективной оценки нефтеносности пермских отложений использованы представления о геологических условиях формирования и размещения скоплений СВН. Количественный расчет ресурсов пермских битумных нефтей основан на дифференцированной оценке перспектив нефтебитумоносности территории Татарстана. В результате избирательного районирования земель намечены границы распространения нефтебитумоносных комплексов и определена степень их перспективности. При этом достаточно четко проведена грань между нефтебитумоносными и нефтебитумосодержащими породами. При оценке прогнозных ресурсов учитывались битумоносные породы с концентрацией битумов ≥4% мас., что в общем отвечает кондиционным значениям применительно к различным способам добычи.

В основу подсчета положены следующие методические приемы и исходные данные:

1) Оценка прогнозных ресурсов битумных нефтей дана раздельно по нефтебитумоносным комплексам и составляющим их горизонтам.

2) В процессе подсчета прогнозных ресурсов УВ при переходе от высокоперспективных к менее перспективным территориям использован коэффициент надежности прогноза ($К_{нп}$). Он характеризует вероятность обнаружения залежей с содержанием битумной нефти в породах более 4% мас. Значения $К_{нп}$ изменяются от 1 (высокоперспективные земли) до 0,1 (малоперспективные земли).

3) Прогнозные территории подразделены на эталонные участки и расчетные участки (зоны). Ресурсы битумных нефтей рассчитывались по плотности запасов на единицу площади в пределах эталонных участков, которые распространялись на расчетные участки (зоны) с использованием коэффициента аналогии.

Расчет ресурсов УВ пермской системы проведен методом сравнительных геологических аналогий, предусматривающим распространение данных нефтеносности, установленных на относительно хорошо изученных эталонных участках, на менее изученные (расчетные).

Выбор эталонных участков проводился по нефтегазоносным зонам и литолого-стратиграфическим комплексам в соответствии с требованиями, определенными в «Методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России». Согласно руководству эталонные и расчетные участки находятся в пределах одного тектонического элемента, эталоны подобны расчетным участкам и отражают разнообразие геологических условий областей прогноза. В эталонные участки включены только изученные территории, где наряду с залежами присутствуют неопоискованные площади и структуры, а изученность геоло-

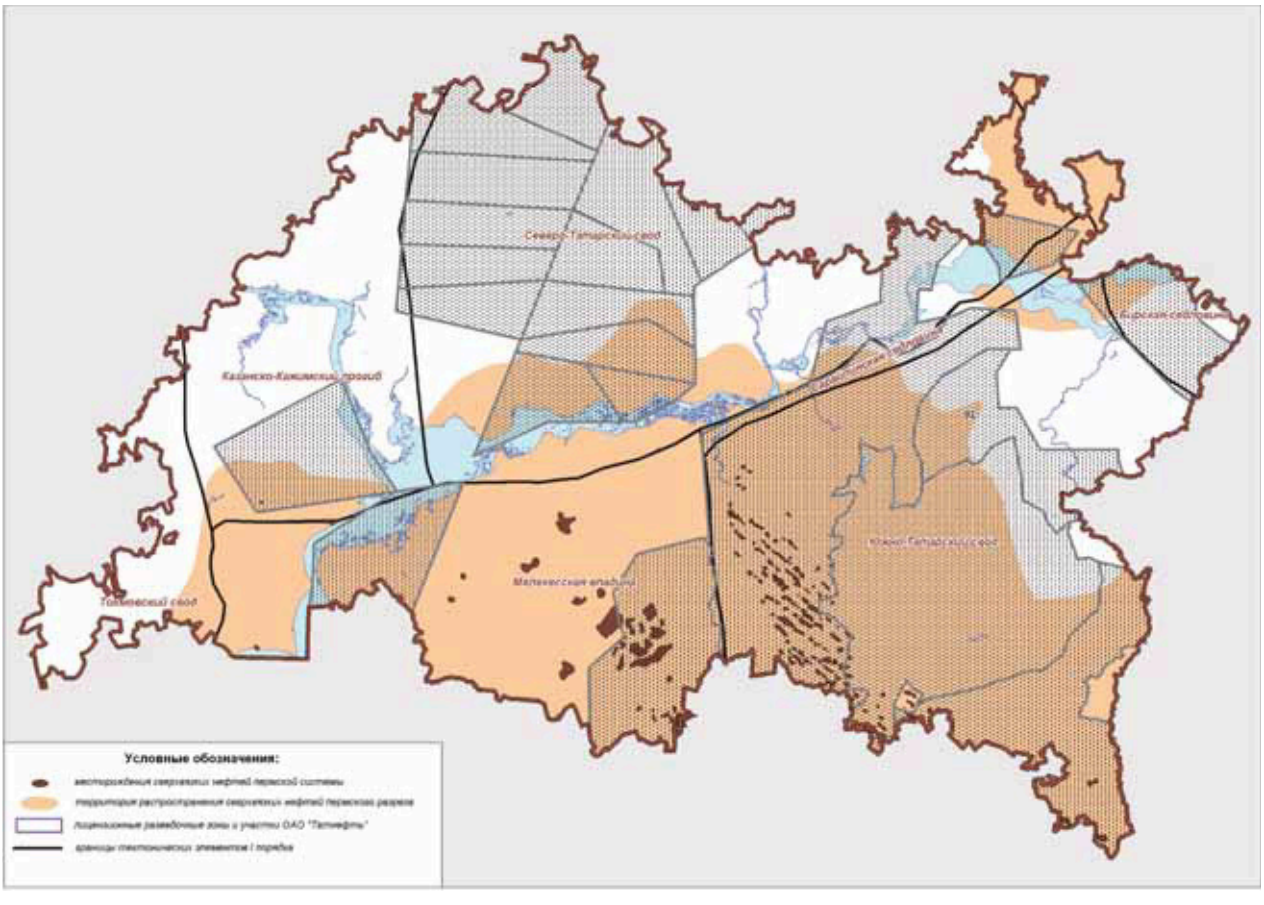


Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема

гического разреза и нефтеносности горизонтов осадочного чехла на эталонном участке обеспечивает надежное определение плотности запасов нефти.

С целью увеличения достоверности и точности прогнозной оценки ресурсов проведен анализ изменений коэффициентов извлечения нефти по стратиграфическим комплексам. При прогнозе освоения ресурсов УВ пермского разреза скважин тепловым способом в работе приняты следующие КИН для коллекторов различных комплексов:

– терригенные породы уфимского нефтебитумоносного комплекса – 0,4;

– терригенные породы нижнеказанского и верхнеказанского комплексов – 0,3;

– карбонаты нижнеказанского и верхнеказанского комплексов – 0,25;

– карбонатные породы нижнепермского комплекса – 0,2.

Принятые величины КИН характеризуют состояние скважинных термических способов добычи на дату подсчета и могут быть увеличены путем совершенствования их технологии и внедрения новых методов разработки.

Последняя оценка проводилась в ТГРУ ПАО «Татнефть» (г. Казань) в 2014 году.

Расчеты прогнозных ресурсов и НСР УВ в отложениях пермской системы Республики Татарстан по состоянию на 01.01.2014 приведены в табл.1. Оценка ресурсов выполнена отдельно по всем 11 горизонтам, входящим в 4 нефтебитумоносных комплекса.

Прогнозные извлекаемые ресурсы УВ пермских отложений Татарстана по состоянию на 01.01.2014 оцениваются в 200693 тыс. т.

Наиболее перспективными для промышленного освоения по результатам выполненной оценки является ресурсы УВ уфимского терригенного комплекса как по состоянию их подготовленности к разработке, так и по их количественным параметрам.

Изменения прогнозных ресурсов и НСР УВ в отложениях пермской системы Республики Татарстан по состоянию на 01.01.2014 приведены в табл. 2.

Начальные суммарные ресурсы СВН пермской системы по сравнению с результатами предыдущей оценки не изменились. Произошло лишь перераспределение в структуре НСР. Это объясняется следующими основными причинами: за прошедшие после предыдущей оценки ресурсов годы поставлены на Государственный баланс запасов нефти новые поднятия и месторождения, увеличилась накопленная добыча нефти за счет опытно-промышленной разработки Ашальчинского месторождения.

Прогнозные геологические ресурсы нефти (Д) при предыдущей оценке составили, по состоянию на 1.01.2008, – 1948226 тыс.т. Извлекаемые прогнозные ресурсы (Д) составили соответственно 268016 тыс.т на 1.01.2008 и 200693 тыс.т – на 1.01.2014 г.

Таблица 1

Прогнозные и начальные суммарные ресурсы УВ в отложениях пермской системы Республики Татарстан по состоянию на 01.01.2014

Комплекс	Добыча, тыс. т	$ABC_{1\ текущие}$		$C_{2\ текущие}$		Д		Нач. сум. извлекаем. ресурсы, тыс. т
		геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	
Нижнепермский карбонатный	0	1236	309	0	0	110608	3683	3992
Уфимский терригенный	342	210248	74683	65383	23515	425154	106521	205061
Нижнеказанский терригенно-карбанатный	0	5029	1724	17133	5296	517371	42647	49667
Верхнеказанский карбанатно-терригенный	0	8235	2964	0	0	551232	47842	50806
Итого по Республике Татарстан	342	224748	79680	82516	28811	1604364	200693	309526

Таблица 2

Изменения начальных суммарных ресурсов УВ пермской системы

Год	Добыча, тыс. т	$ABC_{1\ текущие}$		$C_{2\ текущие}$		Д		Нач. сум. извлекаем. ресурсы, тыс. т
		геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	
2008	9	113125	39932	4430	1569	1948226	268016	309526
2014	342	224748	79680	82516	28811	1604364	200693	309526

По результатам проведенной оценки, сконцентрированные на территории деятельности ПАО «Татнефть» прогнозные извлекаемые ресурсы пермской системы категории Д, составляют около 135 тыс.т (67% от прогнозных извлекаемых ресурсов пермской системы всей республики). Из них доля ресурсов уфимского комплекса составляет 95,5%, нижнеказанского – 38%, верхнеказанского – 27%, нижнепермского – 84,6%.

В общей структуре по стратиграфическим комплексам ресурсы распределены следующим образом: уфимский – 76%, нижнеказанский – 12%, верхнеказанский – 10%, нижнепермский – 2%.

Распределение прогнозных извлекаемых ресурсов СВН в целом соответствует характеру распределения прогнозных геологических ресурсов.

Основным направлением ГРР на ближайшую перспективу в районах распространения нижнеказанского и верхнеказанского нефтебитумоносных комплексов являются доразведка Горского месторождения УВ и выполнение на нем ОПР с целью обоснования способа его разработки. С этой целью целесообразно на одном из участков месторождения выполнить пробную эксплуатацию с применением скважинных термических методов, а на другом апробировать термошахтный дренажный и шахтный очистной способы разработки.

Результаты выполнения этих работ явятся основанием перспектив вовлечения месторождений этих нефтебитумоносных комплексов в промышленное освоение, а следовательно и выполнения ГРР с целью подготовки их ресурсов к разработке.

Таким образом, оценка прогнозных ресурсов и их пространственное размещение свидетельствует о том, что в современных экономических условиях основные объемы ГРР, направленные на восполнение минерально-сырьевой базы, должны быть сконцентрированы на территориях с высокой степенью изученности, так как потенциал ресурсов по-прежнему высок на Южно-Татарском и Мелекесской впадине. Остальная территория, учитывая ее не столь высокие перспективы, должна изучаться ГРР согласно требованиям стадийности и изменениям экономической ситуации.

Литература

1. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 295 с.

2. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

3. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С.* Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 295 с.

ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫЕ БИТУМИНОЗНЫЕ ПОРОДЫ И ВОЗМОЖНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИХ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА (НА ПРИМЕРЕ САРМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Г.П.Каюкова[1,2], Л.Е.Фосс[1], И.Н.Плотникова[2], А.В.Вахин[2]

[1]Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, г. Казань, kayukova@iopc.ru

[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Повышенный интерес к высокоуглеродистым обогащенным органическим веществом породам связан с их запасами и перспективами добычи сланцевой нефти [1–9], доля которой в структуре мировой нефтедобычи стремительно растет. Сланцевые толщи – это горные породы, встречающиеся практически во всех нефтегазоносных бассейнах мира и состоящие в основном из глинистых известняков и кремнезема, которые насыщены органическим веществом. Уникальность нахождения в них залежей углеводородов заключается не только в том, что открыт новый ранее неизвестный тип коллектора и что в глинах могут быть высокодебитные скопления углеводородов, но и в том, что эти породы являются основной нефтегазопроизводящей толщей в регионах их распространения. Аналогом сланцевых толщ в России являются баженовская свита в Западной Сибири [4] и доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [1,2, 6–8]. Доманиковые отложения распространены на площади около 400 тыс. км [9] и при мощности около 30 м и среднем содержании органики 2–3% содержат в сумме около триллиона тонн органического вещества, что делает его нефтегенерирующие возможности практически неисчерпаемыми. Особое место в разрезе доманиковой формации занимают битуминозные породы с высоким содержанием органического вещества из семилукских и мендымских отложений верхнего девона, которые на территории Татарстана относятся к малоизученным локально-нефтеносным горизонтам и на современном этапе не являются разрабатываемыми. Изучение доманиковых отложений важно, во-первых, для общего понимания проблем образования, миграции и накопления нефти, во-вторых, для решения вопроса нахождения промышленных залежей непосредственно в доманиковых толщах и, в-третьих, для выявления перспектив вскрытия законсервированных в доманикитах запасов углеводородов при помощи современных технологий вторичной добычи.

Проведенный анализ исследованных образцов пород из доманиковых отложений семилукского горизонта Ашальчинского месторождения, расположенного на западном склоне ЮТС, Сармановской, Уральской и др. площадей Ромашкинского месторождения из присводовой части и восточного склона ЮТС [10–16], показал крайнюю неоднородность их состава как по площади развития, так и в пределах весьма узких интервалов отбора керна. Общее содержание органического вещества в исследованных образцах пород семилукского горизонта варьируется от 1,3 до 11%. Из этого количества на долю извлекаемых углеводородов экстракцией органическими растворителями приходится от 0,5 до 3,4%. На породе остается значительная часть неизвлекаемой органики, что на порядок выше, чем это имеет место в терригенных коллекторах девонского возраста. Так, например, битумоиды (или экстракты) из пород Сармановской площади (скв. 22339) в интервале глубин 1762,5–1779 м характеризуются высокой плотностью 0,97–1,0 г/см^3. Плотность их увеличивается по мере снижения содержания углеводородов в породе и увеличения в ней доли нерастворимой органики. Наблюдаются существенные различия в содержании асфальтенов, которое увеличивается от 14,3 до 28,1% вверх по разрезу доманиковой толщи. Параллельно снижается содержание смол и плотность экстрактов. Содержание масел в экстрактах изменяется незначительно – 33–34%. Экстракт из образца породы Уральской площади (скв. 40051) из интервала глубин 1615–1810 м отличается от других исследованных площадей низким содержанием масел (23,7%) и высоким содержанием смол, на долю которых приходится 60,8% его состава. Экстракты из доманиковых пород Ашальчинского месторождения менее тяжелые (0,94–0,95 г/см^3) с более высоким содержанием масел (44–58%) и весьма низким содержанием асфальтенов (3–6%). Однако содержание смол в них достаточно высокое (35–52%) и они заметно отличаются друг от друга по данному параметру, несмотря на узкий интервал отбора керна (1851–1854 м). Содержание общей серы в породах доманика 3–6%. Экстракты из терригенных пород пашийского и кыновского горизонтов этих же месторождений характеризуются повышенным содержанием углеводородов (66–76,7%), более низким содержанием ванадиловых порфиринов, общей серы, асфальтенов и смол. Исследованные нефти из скважин доманиковых отложений на территории Татарстана, включая Ромашкинское месторождение и месторождения юго-восточной части: Бавлинское и Матросовское также высоковязкие, с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ и общей серы [14].

Значительная часть органического вещества доманиковых пород, помимо смолисто-асфальтеновых компонентов, приходится на кероген, который имеет твердое состояние, устойчивое химическое строение, определенный состав и практически не растворим в минеральных и органических кислотах, и согласно современным представлениям является природным геополимером нерегулярной структуры [17, 18]. Поскольку кероген прочно связан внутри породы и превращается в углеводороды только под действием температур свыше 100°С, то процесс термодеструкции рассматривается в качестве возможного способа оценки его нефтегенерационной способности, а также увеличения нефтеотдачи высокоуглеродистых битуминозных пластов.

В работах [15, 16] исследованы продукты преобразований органического вещества высокоуглеродистой доманиковой породы Сармановской площади Ромашкинского месторождения при температуре 360^{0}С в проточной системе в присутствии парогазовой смеси, содержащей водород. Показано, что гидротермальная обработка доманиковой

породы в восстановительной среде приводит к уменьшению содержания керогена в породе и увеличению выхода жидких продуктов. Определены основные закономерности, характеризующие процессы гидротермального воздействия на кероген. Эти закономерности состоят в том, что идет трансформация структурных элементов керогена путем элиминирования карбоксильных и карбонильных групп, разрыва эфирных и сульфидных связей, особенно между циклическими структурами, а также отрыва алкильных заместителей. В результате в свободную микронефть переходят крупные фрагменты керогена, содержащие циклометиленовые и ароматические структуры.

Кероген высвобождает два типа асфальтенов (фр. А и Б), различающихся содержанием гетероатомов, микроэлементов, ароматичностью, полярностью, концентрацией парамагнитных центров и растворимостью в органических растворителях, что оказывает влияние на формирование дисперсной фазы новообразованных нефтяных систем. Отличительные особенности в составе и структуре новообразованных асфальтеновых фракций, по-видимому, связаны с особенностями формирования различных структурных фрагментов керогена в процессе его эволюции, и с различной их термической устойчивостью в гидротермальных процессах. Имеется также мнение, что образование н-алканов при гидротермальных процессах связано с разрушением нерастворимых, негидролизуемых высокоалифатических биомакромолекул, входящих в состав матрицы керогена, высокое содержание которых характерно для доманиковой породы. Так, в работе [19] показано, что фрагменты структуры керогена верхнеюрских отложений представляют собой высокоалифатический полимер, н-алкильные составляющие которого связаны с матрицей керогена через гетероатомы, кроме того, в керогене доминируют производные липидов.

Гидротермальное воздействие приводит к разрушению не только структуры керогена, но и молекулярных агрегатов асфальтенов, что сопровождается уплотнением их углеродного скелета, повышением степени их структурированности и карбонизации. В водном растворе появляются типичные соединения распада – низкомолекулярные органические кислоты, производные фенола, фталаты. Идет частичное удаление длинных алкильных цепей из структуры асфальтенов в результате реакций деалкилирования с образованием предельных и непредельных алканов. Изучение последовательности генерации углеводородов при воздействии гидротермальных факторов на дебитуминизированную породу, содержащую кероген, в проточной системе показало (таблица), что в первую очередь происходит вымывание легких углеводородов, которые уносятся парогазовой смесью из реакционной зоны (фракция 1), далее из породы эмигрируют вместе с углеводородами высокомолекулярные смолисто-асфальтеновые компоненты (фракция 2). В составе породы остаются не вымываемые полностью парогазовой смесью высокомолекулярные углеводороды и смолисто-асфальтеновые компоненты (фракция 3), среди которых преобладают спиртобензольные смолы и асфальтены, проявляющие высокую адсорбцию к твердой породе. Высокое содержание серы в исследованных фракциях подтверждает деструкцию керогена по серосодержащим связям.

Таблица

Состав углеводородных фракций, генерированных керогеном доманиковой породы

Объект	Выход, % мас.	Содержание серы, % мас.	Компонентный состав, % мас.					
			УВ	СБ	ССБ	∑смол	Асфальтены	
							Фр. А	Фр. Б
Экстракт из исходной породы	3,4	9,89	35,8	31,1	18,8	49,9	14,3	–
Продукты превращения керогена:								
фракция 1	0,23	9,01	63,26	16,21	16,34	32,55	3,10	1,09
фракция 2	1,01	8,75	47,63	12,98	17,86	30,84	11,05	10,48
фракция 3	0,17	8,71	39,04	3,02	27,03	30,05	24,07	6,84

В породах доманика содержатся н-алканы состава C_{12} и выше с максимумом при н-C_{16}. По соотношению пристан+фитан/н-C_{17}+н-C_{18} экстракты из пород могут быть классифицированы по методике Ал.А.Петрова как нефти типа A^1 и A^2. Высокое содержание н-алкана C_{16} заметно снижает показатель нечетности в интервале C_{15}-C_{17} [16]. В продуктах превращений керогена, по сравнению с исходным экстрактом, повышено содержание более легких *н*-алканов, что находит отражение в увеличении значений показателей $(C_{13}–C_{15})/(C_{25}–C_{27})$ и $(C_{11}–C_{14})/(C_{15}–C_{18})$. Преобладание «четных» *н*-алканов становится более заметным в продуктах гидротермального воздействия на битуминозную породу.

Данные ГЖХ анализа последовательно собранных фракций в процессе деструкции керогена доманиковой породы (рис. 1) свидетельствуют о различиях в миграционной и адсорбционной способности *н*-алканов с четным и нечетным числом атомов углерода. Так, в первую очередь вымываются *н*-алканы с нечетным числом атомов углерода, в то время как *н*-алканы с четным числом атомов углерода C_{14}, C_{16} и C_{18} в наибольшей степени удерживаются породой. В породе остаются *н*-алканы состава C_{30}-C_{54} и выше, практически отсутствующие в первых двух фракциях, вытесненных парогазовой смесью. Это согласуется с результатами исследований по изучению процессов фильтрации нефтей через породы различного состава [20], которые показали, что более высокой миграционной способностью характеризуются *н*-алканы с нечетным числом атомов углерода. Важным является факт генерации относительно легких углеводородов в процессе гидротермальной деструкции керогена. В этом аспекте представляют интерес

результаты работ [18], указывающие на способность керогена к захвату и удерживанию свободных углеводородов в своей структуре, которые при обработке породы растворителем не удаляются полностью. Поэтому можно полагать, что содержание и состав относительно легких углеводородов, генерированных керогеном, определяется не только процессами деструкции керогена, но и высвобождением адсорбированных углеводородов из его структуры в процессе обработки породы парогазовой смесью.

При создании технологий разработки доманиковых пород имеют значение не только особенности состава продуктов деструкции органического вещества, но и микроструктурные изменения минерального состава пород. В работе [15] было показано, что после гидротермальной обработки карбонатной породы в восстановительной среде при температуре 360^{0}С в ней образуются корродированные поры, способствующие нефтеизвлечению, а также присутствуют кристаллические структуры доломита и перекристаллизованные кальциты. Образец доманиковой породы Сармановской площади (рис. 2) представлен в основном глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными разностями пород, с плотной упаковкой глинистых минералов, которые ассоциируют с отдельными включениями зерен кварца, а в некоторых участках карбонизированы. После гидротермального воздействия на породу и последующей экстракции из нее битумоида, она сильно осветляется и теряет свою первичную структуру. Наиболее характерными микроструктурами являются турбулентные и ламинарные с нано- и микропористым типом пустотного пространства. Нано- и микропоры становятся более крупными, появляется сеть сообщающих пор, в отдельных участках можно идентифицировать микротрещины. Гидротермальное воздействие приводит к увеличению размеров и количества миграционных каналов и пор, способствующих нефтеизвлечению.

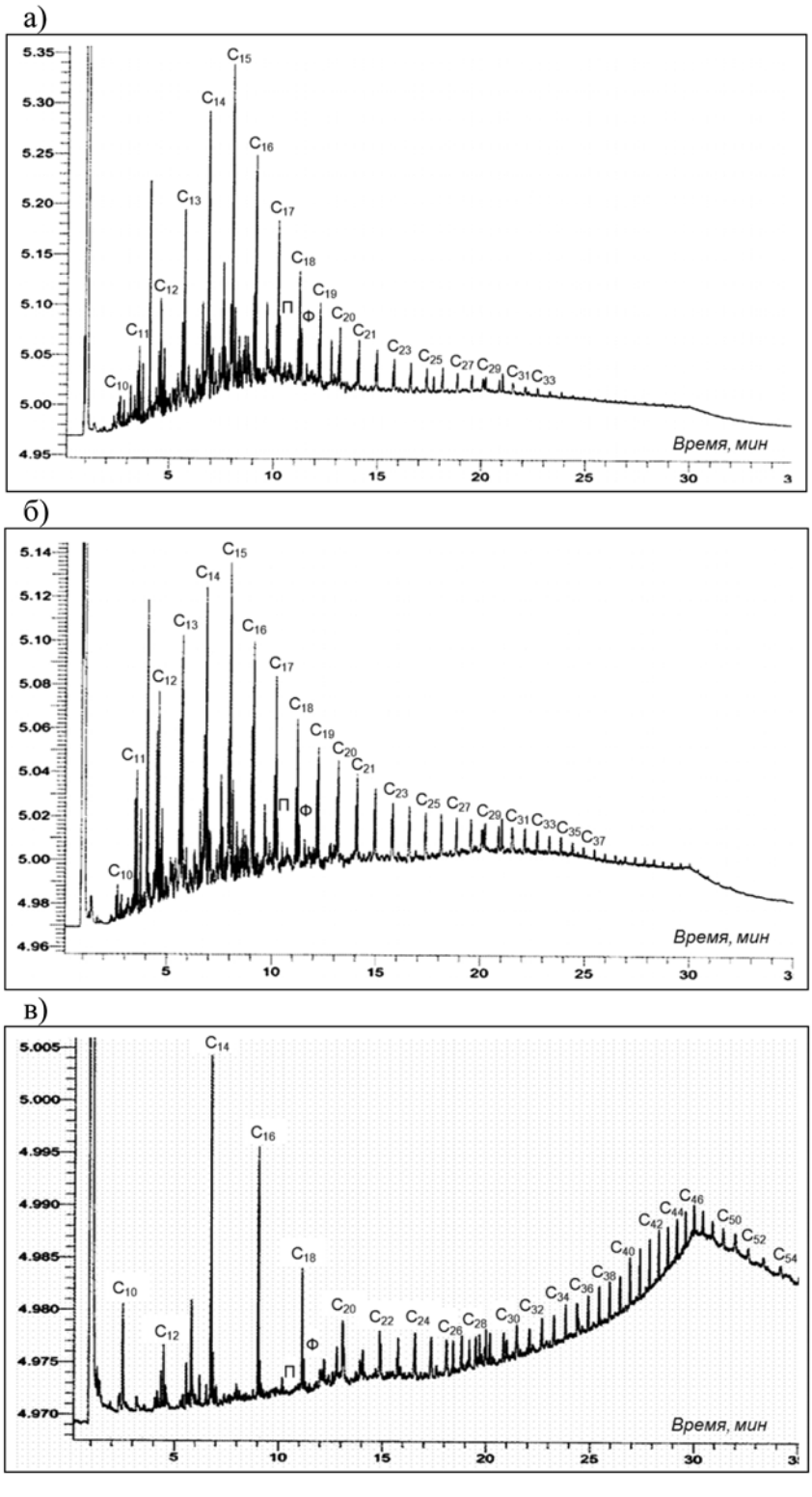


Рис. 1. Хроматограммы экстрактов из дебитуминизированной доманиковой породы (керогена) после гидротермальной обработки:
а – фр. 1; *б* – фр. 2; *в* – фр. 3

Таким образом, кероген является породообразующим элементом и составной частью органоминерального комплекса в доманиковой породе. Разрушение этого комплекса в условиях эксперимента и преобладание в продуктах деструкции керогена высокомолекулярных компонентов свидетельствует о том, что доманиковые породы на Ромашкинском месторождении не претерпели в процессе генезиса высокотемпературных воздействий и, следовательно, их

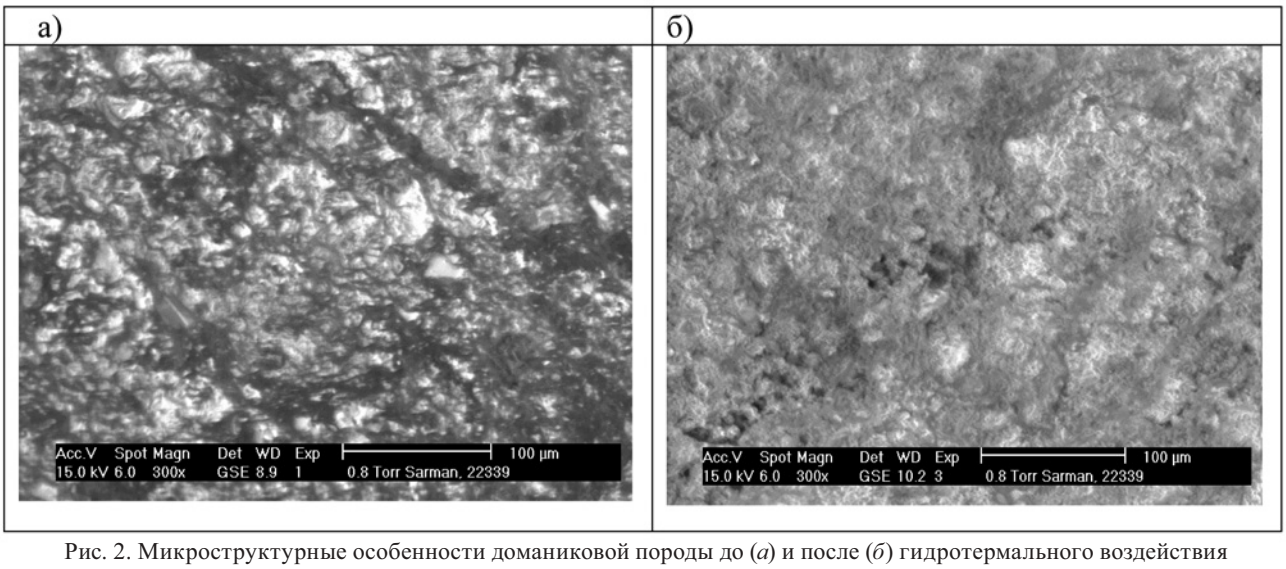


Рис. 2. Микроструктурные особенности доманиковой породы до (*а*) и после (*б*) гидротермального воздействия

нефтегенерационный потенциал может быть реализован с применением гидротермальных технологий. Известно, что при обработке карбонатной породы водяным паром в результате ее разложения образуется CO_2, благоприятствующий нефтеизвлечению. Авторы работы [21] считают, что протеканию данного процесса способствуют примеси металлов переменной валентности (Ni, Fe, Co). Имеются все основания полагать, что значительное содержание карбонатной составляющей в доманиковой породе и наличие в ней активных каталитических центров в виде примесей металлов будут также способствовать реализации нефтегенерационного потенциала при гидротермальном воздействии. Следовательно, доманиковая толща на территории Татарстана представляет собой уникальный объект нетрадиционного вида углеводородного сырья и если будут созданы эффективные способы добычи нефти из высокоуглеродистых пород этой толщи, то они могут стать важным источником жидких углеводородов.

Литература

1. *Зайдельсон М.И., Суровиков Е.Л., Казмин И.Л. и др.* Особенности генерации, миграции и аккумуляции углеводородов доманиковых формаций // Геология нефти и газа. – 1990. – № 6. – С. 2–6.

2. Пресняков О.В. Сланцевая нефть домаников – что это? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2014/geol/012.pdf

3. Патент RU 2263774 C2. 7 E21B43/24. Способ получения углеводородов из богатой органическими соединениями породы / К. Р. Пасси; М. М. Томас; К. М. Бохакс; заявитель и патентообладатель Эксонмобил Апстрим Рисерч (US); заявл. 2001.03.23; опубл. 2005.11.10, PDF.. URL: http://ntpo.com/patents_gas/gas_3/gas_104.shtml (дата обращения 4.02.2015).

4. *Нестеров И.И.* Нефть черных сланцев // Нефть и газ. – 1997. – № 5. – С. 46–50.

5. *Проворов В.П.* Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных регионов Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. – 1992. – № 7. – С.16–19.

6. *Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В.* Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 32–37.

7. *Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н.* О сланцевой нефти Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 12–15.

8. *Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова Е.Н. и др.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76–87.

9. *Аширов К.Б.* Геологическая обстановка формирования нефтяных и газовых месторождений Среднего Поволжья.– М.: Недра, 1965. – 172 с.

10. *Тиссо Б., Вельте Д.М.* Образование и распространение нефти – М.: Мир, 1981. – 504 с.

11. *Каюкова Г.П., Зинатуллина И.П., Нигмедзянова Л.З. и др.* Об условиях формирования нефтеносности мендымского горизонта верхнедевонских отложений юго-востока Татарстана // Материалы V Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке». – М.: МГУ, 2001. – Часть 1. – С. 191–193.

12. *Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Мухаметшин Р.З.* Сравнительный анализ углеводородного состава пород доманиковой и терригенной формаций девона Татарстана // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Тез. докл. 2-го Междунар. симпоз., 23–27 июня 1997.– СПб.: ВНИГНИ, 1997. – С. 88.

13. *Каюкова Г.П., Нигмедзянова Л.З., Романов Г.В.* и др. Прогноз нефтегенерационного потенциала битуминозных палеозойских отложений Татарстана по данным пиролитического метода Рок-Эвал // Тр. науч.-практич. конф. VI «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений», 8-9 сентября 1999. – Казань: Экоцентр, 1999. – С. 93-99.

14. *Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.*С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. – М.: ГЕОС, 2009. – 487 с.

15. *Киямова А.М., Каюкова Г.П., Романов Г.В.* Состав высокомолекулярных компонентов нефте– и битумсодержащих пород и продуктов их гидротермальных превращений // Нефтехимия. – 2011. – № 4. – С. 243–253.

16. *Каюкова Г.П., Киямова А.М., Косачев И.П., Ситдикова Л.М., Романов Г.В.* Состав продуктов гидротермальной деструкции органического вещества доманиковых пород // Материалы всеросс. конф. с междунар. участием «Нетрадиционные ресурсы углеводородов. Распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения», 12–14 ноября 2013. – М.: ГЕОС, 2013. – С. 91–94.

17. *Тиссо Б., Вельте Д.М.* Образование и распространение нефти – М.: Мир, 1981. – 504 с.

18. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10 – С. 418–425.

19. *Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шанина С.Н.* и др. Генерация углеводородных и гетероатомных соединений высокосернистым горючим сланцем в процессе водного пиролиза // Нефтехимия. – 2004. – Т. 44. – № 6. – С. 449–458.

20. *Милешина А.Г., Калинко М.К., Сафонова Г.И.* Изменение нефтей при фильтрации через породы – М.: Недра, 1983. – 171 с.

21. *Рузин А.М., Плешкова О.Е., Коновалова Л.В.* Генерация углекислого газа при паротепловой обработке карбонатных коллекторов, содержащих тяжелую нефть // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 11. – С. 59–62.

ВЛИЯНИЕ ВНУТРИПЛАСТОВЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА РАЗРАБОТКУ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

И.П. Косачев[1], В.Г.Изотов[2], Л.М. Ситдикова[2], Э.М.Косачева[1]

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова
КазНЦ РАН, г.Казань,e-mail: kosachev@iopc.ru
[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г.Казань

Сохранение объемов добычи нефти, несмотря на значительный прогресс в освоении альтернативных источников энергии, до сих пор остается ключевым фактором развития топливно-энергетического комплекса нашей страны и обеспечения ее жизнедеятельности. Поэтому вовлечение в хозяйственный оборот новых дополнительных ресурсов представляется весьма актуальной задачей. В качестве одного из них могут быть использованы низко проницаемые породы, служащие флюидоупорами нефтяных месторождений, находящихся на стадии исчерпания запасов. Легкие и подвижные углеродсодержащие соединения, образующие так называемые «газовые шапки» залежей, оказывают постоянное давление на породы, что позволяет им проникать внутрь и адсорбироваться на поверхности кристаллической структуры, образуя внутрипоровые скопления. При этом общий объем такого порового пространства, как показано [1], может достигать 20%. Особенно привлекательным такой подход представляется для регионов, обладающих значительными запасами нефтяных углеводородов, но вступивших в позднюю стадию разработки. Так, например, глинистые толщи (покрышки) одного из крупнейших в мире Ромашкинского месторождения Южно-Татарского свода могут содержать значительные количества рассеянного газа. Одним из способов его выделения может быть внутрипластовая трансформация органо-минеральных составляющих породы, предполагающая различные физико-химические воздействия.

Для экспериментальной проверки этого предположения была сформирована коллекция образцов низко проницаемых пород, перекрывающих залежи высоковязких нефтей и вскрытых на глубинах 72–102 м скважинами 15176, 15177, 15190, 15191 Ашальчинского месторождения, расположенного на западном склоне Южно-Татарского свода.Отобранные породы являются представителем флюидоупорных горизонтов так называемых «лингуловых глин», маркирующих границу уфимских и нижнеказанских отложений. Наличие в них субгоризонтальных извилистых трещинок декомпрессии способствовало эвакуации водной фазы при литификации первичного лингулового осадка в собственно лингуловые глины как породы.

Моделирование внутрипластовых процессов проводилось в металлическом автоклаве при температурах от 150 до 250^{0}С. Анализ полученной газовой фракции, выход которой составил около 1.2%, осуществлялся газохроматографическим методом. В результате экспериментов было установлено, что выделенная фракция низкопроницаемых пород состоит из 5 компонентов, основным из которых является углекислый газ. Содержание же других компонентов – азота, водорода и окиси углерода – почти на порядок меньше и на долю каждого из них приходится около 5%. А вот метан и его гомологи присутствуют только в виде следовых количеств (0,001%), при этом повышение температуры практически не влияет на их выход (табл.1).

Следует отметить, что молекулы идентифицированных газообразных соединений химически относительно

инертны, однако под действием катализаторов они вполне способны в достаточно мягких условиях превращаться в углеводороды нефтяного ряда. В качестве таких катализаторов могут выступать находящиеся внутри пласта тонкодисперсные минералы, обладающие потенциальной каталитической активностью. Наиболее доступными из них представляются широко распространенные в осадочном чехле глинистые минералы, обладающие высокой поверхностной энергией. Так, применение их активированной соляной кислотой формы в случае трансформации молекул метана привело в достаточно мягких условиях к более 60% конверсии [2]. Однако выход целевых продуктов в этом случае оказался невысок и составлял чуть более 1,5%. Возможной причиной такого результата может быть большой разброс размера пор природных минералов, в которых, по мнению [2], и реализуются каталитические превращения.

Таблица 1

Состав газовой смеси, полученной термолизом образцов низкопроницаемых пород Ашальчинского месторождения, %

№ скважины, глубина отбора	Температура термолиза, ^{0}C	∑ УВ	CH_4	∑ гомологи метана	CO_2	N_2	H_2	CO
Скв.15176, глуб.102 м	150	>0,001	>0,001	-	38,3	3,6	2,1	5,1
	200	>0,001	>0,001	-	41,5	3,7	2,3	4,8
	250	>0,001	>0,001	-	45,5	4,1	2,4	5,5

Одним из способов устранения этого недостатка может быть модификация глинистых минералов солями переходных металлов [3]. Внедрение в межслоевые пространства катионов многовалентных металлов позволит увеличить однородность геометрических размеров поровых пространств и тем самым повысить их каталитическую активность. С этой целью предварительно подготовленные (высушенные и размолотые) глинистые минералы обрабатывались неорганическими катионами металлов с большим размером атомного ядра – олигокатионами. В этом качестве использовались ионы алюминия (+3) в виде основного сульфата со структурой Кеггина $Na[Al_{13}O_4(OH)_{24}(H_2O)_{12}](SO_4)_4$ (рис.1).

Расклинивание в водном растворе слоев глины олигокатионами гидроксоалюминия позволяет значительно повысить размер их межслоевого пространства, фиксация которого достигается за счет термической дегидратации гидроксокатиона алюминия в оксидную форму в результате прокаливания образца модифицированной глины при 400^{0}C. Это позволило по данным метода низкотемпературной адсорбции азота увеличить средний размер пор от 1.42 до 5.03 нм, что способствует повышению вероятности попадания в него небольших по размеру молекул «гостя».

Каталитическая трансформация газовых флюидов, основную долю которых составляют углеродистые соединения, осуществлялась в специальном трубчатом реакторе, расположенном внутри автоклава. Используемые в качестве катализатора образцы глин, подвергнувшиеся различным видам обработки (паровой, кислотной, интеркалирование), помещались поочередно в реактор, расположенный таким образом, чтобы выделяющиеся из низкопроницаемых толщ газообразные продукты проходили через него. Для реализации такого процесса металлический замкнутый реактор высокого давления использовался в комбинированном режиме, включающем на первой стадии паровой термолиз минеральной матрицы породы и выделение газообразных компонентов (замкнутый режим), а на второй (проточный режим) – пропускание выделившихся газов через колонку, содержащую диспергированный природно-модифицированный катализатор. Такой прием позволил зафиксировать в реакционной газовой среде ряд новых соединений. Изучение полученных продуктов методом газовой хроматографии показало, что, наряду с водородом, моно- и диоксидом углерода, обнаружены низкомолекулярные углеводороды с числом атомов до C_4, а общий выход органических компонентов составил около 5% (табл.2).

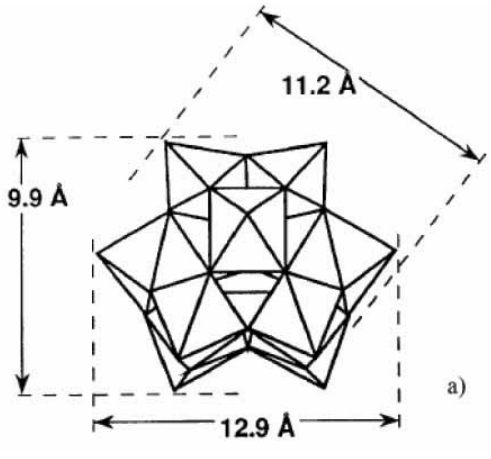


Рис. 1. Олигокатионгидроксоалюминия со структурой Кеггина

Таблица 2

Результаты моделирования внутрипластовой каталитической трансформации компонентов газовой смеси низкопроницаемых толщ Ашальчинского месторождения

Виды воздействия на образец глинистого минерала	Температура эксперимента, ^{0}C	Содержание,%	
		∑УВ	CH_4
Термолиз	250	>0,01	>0,01
Паровой термолиз	250	0,2	0,1
Кислотная обработка	200	1,0	0,8
Активирующая добавка солей металлов в виде структур Кеггина	250	5,1	3,7

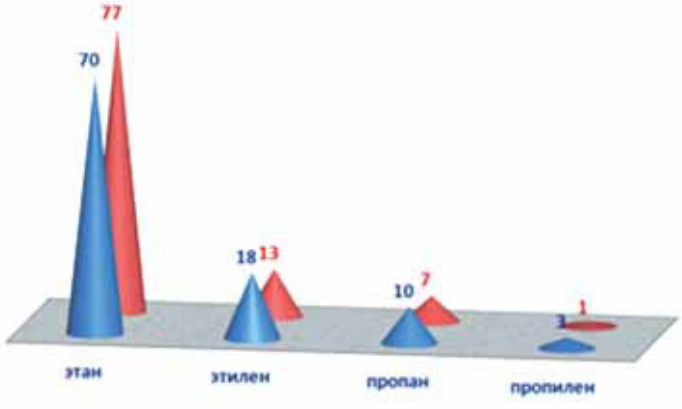


Рис. 2. Состав газообразных флюидов в ходе каталитических процессов трансформации ▲ метана, ▲ окислов углерода

Для уточнения состава углеводородной фракции использовался газохроматографический метод с применением внутреннего стандарта, предполагающий введение в анализируемую пробу известных соединений с последующей идентификацией неизвестных компонентов по временам удерживания. Достоверность полученных результатов подтверждалась также данными химических превращений (реакция Вагнера и реакция сульфатации), осуществленных путем барботажа газовой смеси через водный раствор химических реагентов с последующим хроматографическим анализом на выходе. На основании этих исследований был установлен качественный и количественный (усредненные значения) состав образующейся смеси углеводородов, содержащих наряду с метаном, из этана 77%, этилена 13%, пропана 7% и пропилена 1% (рис. 2). Следует заметить, что количественное распределение этих соединений совпадает (коэффициент корреляции 0,98) с уже ранее полученными данными по каталитической трансформации метана в зонах глубоких горизонтов земной коры [4], что может служить косвенным подтверждением реализации в рассматриваемом процессе каталитической активности интеркалированных нанофаз глинистых минералов.

Образование полученных соединений, вероятно, также связано с реализацией в данных условиях каталитического процесса преобразования оксидов углерода (как основного компонента газовой смеси) по схеме Фишера-Тропша, когда на первой стадии реализуется процесс Кельбеля и Энгельгардта, равновесие которого смещено вправо:

$CO + H_2O \leftrightarrow H_2 + CO_2$ ($\Delta H = -39{,}8$ кДж)
$3CO + H_2O \rightarrow (-CH_2-) + 2CO_2$ ($\Delta H = -244{,}5$ кДж)
$CO_2 + 3H_2 \rightarrow (-CH_2-) + 2H_2O$ ($\Delta H = -125{,}2$ кДж)
$2CO + H_2 \rightarrow (-CH_2-) + CO_2$ ($\Delta H = -204{,}7$кДж)
$CO + 2H_2 \rightarrow (-CH_2-) + H_2O$ ($\Delta H = -165$ кДж)

Таким образом, в результате экспериментов, моделирующих внутрипластовые процессы, установлено, что углеродсодержащие газообразные компоненты флюидоупоров Ашальчинского месторождения способны трансформироваться внутри пласта в низкомолекулярные углеводороды в присутствии каталитически активированных глин в достаточно мягких условиях (температура около 250^0C и давление 12 атм). Предложенный подход может лечь в основу способа разработки газообразных углеводородов из нетрадиционных коллекторов, включая низкопроницаемые.

Литература

1. *Газизуллин Р.Р., Клочков А.В., Кузмин В.В., Сафиуллин К.Р., Тагиров М.С., Юдин А.Н., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М.* Гелиевая крионанопорометрия нефтяных коллекторов и флюидоупоров месторождений УВ-сырья // Тр. 10-й Международ. науч. конф. «НАНОТЕХ-2009». – Казань: Изд-во Казан. технич. ун-та, 2009. С.67–73. 8–11.12.2009.

2. *Косачев И.П., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Магдеев И.М.* Трансформация метана под воздействием наноразмерных фаз глинистых минералов // Бутлеровские сообщения. – 2011. – Т.24. – № 4. – С.90–96.

3. *Тимофеева М.Н., Хасанхаева С.Ц.* Методы регулирования физико-химических и каталитических свойств слоистых алюмосиликатов // Кинетика и катализ. – 2009. – Е.50. – № 1. – С. 63–71.

4. *Косачев И.П., Ситдикова Л.М., Изотов В.Г.*Каталитический механизм генерации углеводородных систем в зонах деструкций глубоких горизонтов земной коры // Георесурсы. – 2009. – № 1(29). – С. 26–28.

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СЛАНЦЕНОСНОЙ ТОЛЩИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА КАРОТАЖА

Н.С.Лавренко, Н.В.Конанова

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, ФАНО, Сыктывкар, Россия

Lavrenko@geo.komisc.ru, Konanova@geo.komisc.ru

На европейском северо-востоке запасы горючих сланцев (ГС) сосредоточены в отложениях волжского возраста (J_3v) в четырех изолированных сланценосных районах: Сысольском, Яренгском, Ижемском и Большеземельском (рис.1). Волжские отложения юрского яруса несогласно залегают на отложениях широкого возрастного диапазона: от девона до кимеридж-оксфорда несогласно перекрываются нижнемеловыми и четвертичными отложениями. Промышленные пласты ГС во всех районах приурочены в основном к основанию средневолжского подъяруса. На отдельных площадях Яренгского, Ижемского и Большеземельского районов пласты ГС, представляющие практический интерес, известны также в верхней части средневолжского подъяруса и в верхней части верхневолжского подъяруса. Мощность сланценосной толщи составляет в среднем 8–10 м и редко превышает 20 м [1, 2].

Поингская площадь является одной из перспективных площадей ГС Сысольского сланценосного района. На северной и западной части площади горючие сланцы залегают на глубинах не более 50 м. Литологически отложения преимущественно однообразные с различными оттенками серого цвета, известковистые. Для определения качественного состава горючих сланцев выполнены дорогостоящие трудоемкие аналитические работы. Основной характеристикой горючих сланцев и керогенсодержащих пород является их теплотворная способность или теплота сгорания (Qs^d); По теплоте сгорания выделяются следующие основные литотипы: горючие сланцы с $Qs^d > 6.3$ МДж/кг, глинистые горючие сланцы (ГГС) с $Qs^d = 5.04–6.03$ МДж/кг, керогенсодержащие глины (КСГ) с $Qs^d < 5.04$ МДж/кг, глины, мергели, известняки с $Qs^d = 0$ МДж/кг. Органическое вещество (ОВ) керогенсодержащих пород представлено в основном коллоальгинитом с незначительной долей псевдовитринита. Состав золы в основном алюмосиликатный. Горючие сланцы отличаются высокой степенью бактериальной разложенности ОВ и связанности последнего с минеральной составляющей. Вмещающие глины и мергели серые, светло-серые со слабыми зеленоватыми оттенками. Все литотипы разреза изобилуют остатками микро-, макрофауны и известковистых водорослей. По литологическим признакам сланценосная толща условно разделена на две части: верхнюю темноцветную и нижнюю сероцветную. В толще присутствуют более 20 слоев горючих сланцев. К темноцветной части толщи приурочены три продуктивных пласта ГС. Пласт I состоит из переслаивающихся слоев ГС, ГГС и КСГ. Мощность пласта I достигает до 1.5 м (рис.2).



Рис. 1. Обзорная карта сланценосных районов на северо-востоке Европейской платформы: I – Сысольский, II – Яренгский, III – Ижемский, IV – Большеземельский. 1 – перспективные площади сланценосных районов

Породы, разделяющие пласт I с нижележащим пластом II, представлены керогенсодержащими глинами мощностью около 2–3 м. Пласт II состоит из 2 или 3 слоев ГС, переслаивающихся со слоями керогенсодержащих глин. Пласт II не выдержан по простиранию, мощность пласта изменяется от 0.8 до 2.5 м. Пласт III приурочен к низам темноцветной части разреза, также меняется по мощности и качеству, но пользуется более широким распространением по сравнению с вышележащими пластами, в том числе и за пределами Поингской площади. Мощность варьирует от 0.7 м до 2.5 м, в среднем составляя 1.5 м. ГС в пласте тонкоплитчатые, иногда листоватые. Пласт состоит из 5–7 слоев ГС, переслаивающихся со слоями керогенсодержащих глин. Мощности КСГ сильно меняются по простиранию, варьируют от 0.01 до 0.9 м.

Общая мощность темноцветной части сланценосной толщи в среднем около 10 м.

Нижняя сероцветная часть толщи состоит из переслаивающихся светло-серых с зеленоватым оттенком глин, мергелистых глин, керогенсодержащих глин, глинистых горючих сланцев и горючих сланцев и очень редко слоев известняков незначительной мощности. Мощности ГС составляет всего несколько сантиметров на данной площади. Общая мощность нижней части толщи варьирует от 3 до 12 м.

На поисковой стадии бурение сопровождалось комплексом гамма-каротажа и электрического каротажа методом кажущегося сопротивления с градиент-зондом и потенциал-зондом. Эти методы успешно диагностировали сланценосные отложения в разрезах скважин. На Поингской площади были дополнительно поставлены методы бокового токового каротажа, гамма-гамма каротажа в плотностной (ГГК-П) и селективной (ГГК-С) модификациях и кавернометрия скважин (КВ) в масштабе диаграмм 1:50.

Для всех типов пород были построены диаграммы естественной радиоактивности. Керогенсодержащие глины имеют естественную радиоактивность, не превышающую 14 мкр/час, а для горючих сланцев и глинистых горючих сланцев ее максимальное значение выше и составляет 19 мкр/час. ГГС и ГС обладают большими значениями кажущегося электрического сопротивления по сравнению с таковыми, характеризующими КСГ и известковистые глины и мергели. Геофизические параметры определены для литологических типов широкого возрастного диапазона: от средней юры до кайнозоя (таблица).

Таблица

Геофизические характеристики литологических типов

Возраст	Породы	γ, мкрР/час	*r*, Ом×m	γγ-*d*, ×1000 имп/ мин	γγ-*s*, ×1000 имп/мин
Q	известняки	*7,5–9,1*	13–33		
	глины	*8–13*	*6–11*	*10,5–16,5*	*2–3*
K_1	глауконитсодержащие глины	***10,4–26***	***30–40***	*15–17*	*2,5–3,5*
	глины, керогенсодержащие глины	*9,1–13*	*10–12*	*16,5–23*	*3,5–5,5*
J_{3v2}	горючие сланцы, глинистые ГС	**10,4–18,2**	**30–35**	**17–33**	**4–7,5**
	мергели, известняки	*4,5–9,1*	*15–30*	*10,5–15,5*	*1–2,5*
J_2k-J_3km	глины	*7,2–16,5*	*8–12*	*10,5–16,5*	*2–3*
	глауконитсодержащие глины	***10,4–20,8***	*12–25*	*13,5–17*	*2–3,5*
J_2	пески	*2,6–9,1*	*50–250*		
	глины	*5,0–11,7*	*50–70*		

На площади в разрезе скважин выделены три геофизических репера (рис. 2).

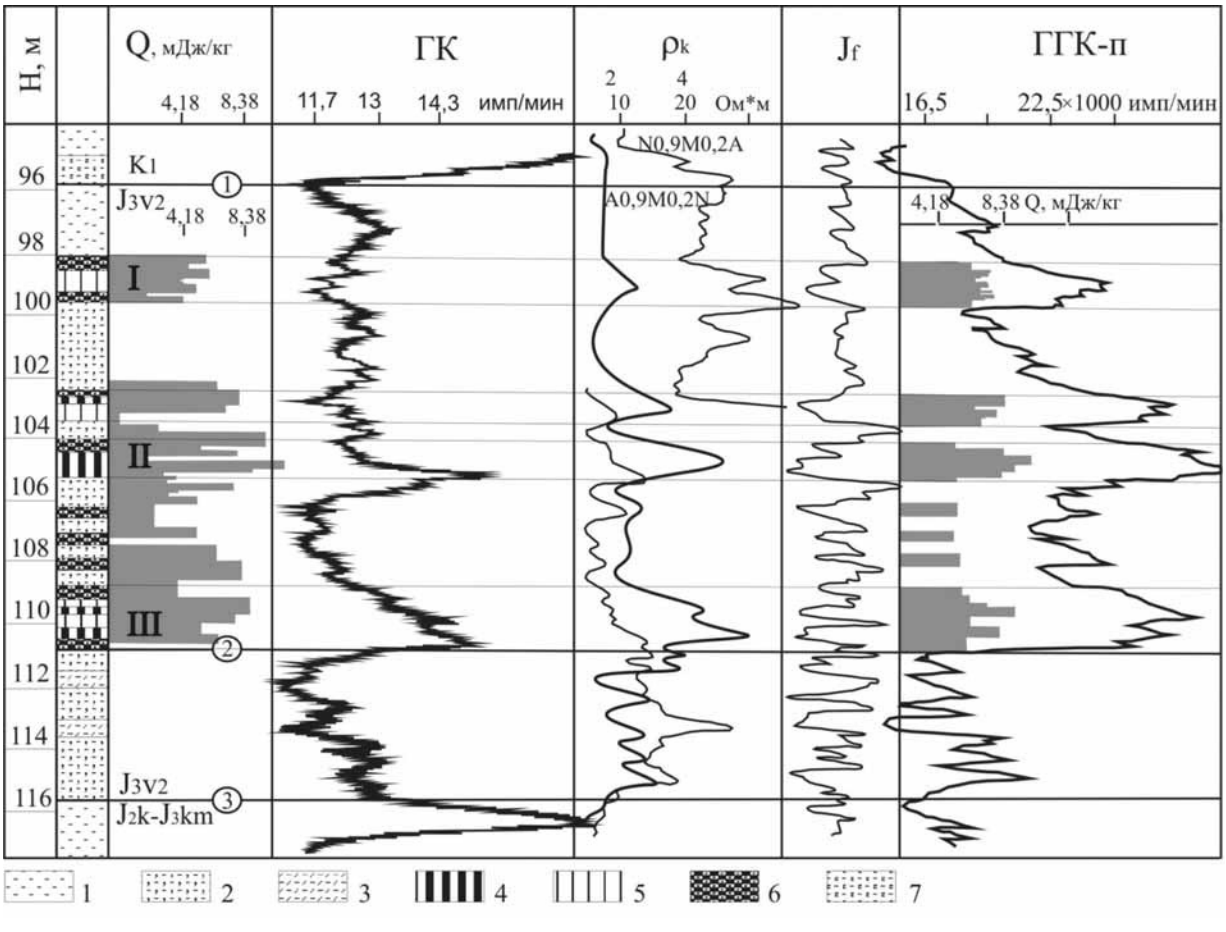


Рис. 2. Результаты комплексной интерпретации данных каротажа в скважине 325.
1 – глина, 2 – керогенсодержащие глины (<5,04 МДж / кг), 3 – мергель, 4 – горючие сланцы (> 7,5 МДж / кг), 5 – горючие сланцы (6.3–7.5 МДж / кг), 6 – глинистые горючие сланцы (5.04–6.3 МДж / кг), 7 – глауконитсодержащие глины

Репер 1 отбивает границу между подошвой нижнемеловых отложений, литологически представленных глауконитовыми глинами с желваками фосфоритов, и верхнеюрскими глинистыми отложениями. **Репер 2** является границей между темноцветной и сероцветной частями сланценосной толщи. **Репер 3** представляет границу между подошвой отложений волжского яруса и кровлей кимериджских отложений.

Метод гамма-гамма-каротажа основан на измерении рассеянного гамма-излучения, возникающего при облучении пород γ-квантами средней энергии, до 1–2 МэВ. ГГК был использован для выяснения возможности определения теплотворной способности средневолжских литотипов, а также корреляции между значениями ГГК и соответственно лабораторными определениями теплотворной способности пород. Поскольку коэффициент корреляции между зольностью и теплотой сгорания близок к единице, то, по данным ГГК, достаточно было определение только одного параметра – теплоты сгорания горючих сланцев – Qs^d. Определение Qs^d проводилось по величине прироста интенсивности рассеянного γ-излучения $\Delta J\gamma\gamma - _n$, $\Delta J\gamma\gamma - _c$ (рис. 3). При этом за нулевой уровень брали интенсивность рассчитанного регионального фона рассеянного γ-излучения пород, залегающих выше и ниже продуктивных пластов.

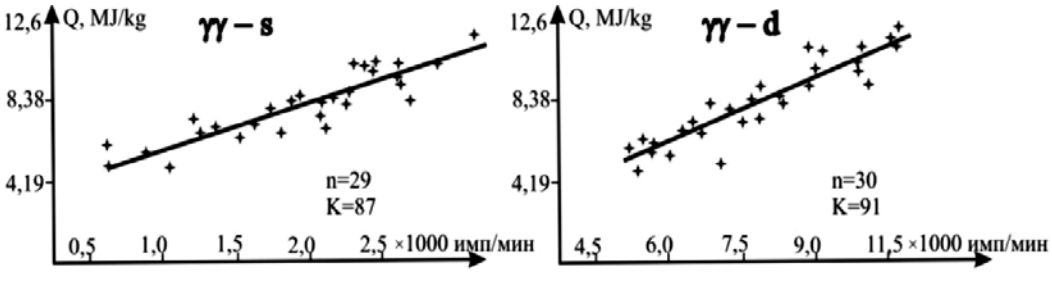


Рис. 3. Корреляция теплоты сгорания горючих сланцев с геофизическими данными ГГК-С (γγ – s) и ГГК-П (γγ – d)

Отсутствие каверн в отложениях волжского яруса позволяет широко применять метод ГГК обеих модификаций для выделения пластов горючих сланцев в толще. Все пласты на их диаграммах отмечаются максимумами интенсивности рассеянного γ-излучения. Диаграммы каротажа сопоставляются с гистограммами теплоты сгорания горючих сланцев. Комплекс ГИС позволяет уверенно выделять и пропластки ГС мощностью 0.2 м и меньшей мощности. Погрешность определения теплоты сгорания горючих сланцев, по данным каротажа, составляет 10–20%.

Выводы. На Поингской сланценосной площади в традиционный комплекс ГИС был включен гамма-гамма каротаж в плотностной (ГГК-П) и селективной (ГГК-С) модификациях.

Применение ГГК позволяет с высокой достоверностью диагностировать качество керогенсодержащих пород, уточнять литологическое строение сланценосной толщи и прогнозировать состав рабочих пластов волжских горючих сланцев. Модели сланцевых залежей, построенные с помощью ГИС, возможно, будут востребованы при необходимости селективной выемки слоев горючих сланцев с определенными качественными показателями, а также будут учитываться при обосновании перспективных направлений геологоразведочных работ в других районах обширного сланценосного региона.

Литература

1. Горючие сланцы европейского севера СССР / *Дедеев В.А. и др.* Коми научный центр УрО АН СССР. – Сыктывкар, 1989. – 152 с.

2. Konanova N.V., Lavrenko N.S. Determination of the calorific value of Sysola oil shale from gamma-gamma logging data // Oil shale, 2012, Vol.29, No. 3, pp.295 – 302.

ОПЕРАТИВНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОИСКОВОГО БЛОКА В РАЙОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СЛАНЦЕВ MARCELLUS (США) ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНЫМ МЕТОДОМ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ДЗЗ

С.П. Левашов[1], Н.А. Якимчук[1], И.Н. Корчагин[2], М.Я. Боровский[3]

[1]Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, Киев, Украина,
[2]Институт геофизики НАНУ им. С.И. Субботина, Киев, Украина,
[3]ООО «Геофизсервис», Казань, Республика Татарстан, Россия

Введение. В докладе представлены результаты исследований, полученных в рамках реализуемого авторами проекта изучения возможностей применения мобильных геофизических технологий [1–3] для обнаружения и картирования так называемых зон «sweet spots» в областях распространения сланцев (и других коллекторов нетрадиционного типа). Выполненные исследования можно считать как бы завершающими в рамках этого проекта.

Цель исследований. Изложенные в [4–5] материалы исследований на локальных участках распространения сланцев в Центральной и Восточной Европе выглядят, в какой-то мере, незавершенными. Некоторая неопределенность состоит в том, что промышленная добыча нефти и газа в пределах обследованных блоков не ведется. В связи с этим авторы посчитали целесообразным выполнить аналогичную обработку данных ДЗЗ локальной площади в пределах распространения сланцев, где промышленная добыча УВ в настоящее время активно осуществляется. Окончательному решению о выборе такого участка для дополнительных исследований способствовала статья [7], в которой обсуждаются результаты исследований верхней части разреза на локальном участке в районе распространения известных сланцевых комплексов Utica и Marcellus.

Краткая характеристика участка. В статье [7] геологическое строение этого района вкратце характеризуется следующим образом [7, с. 99]: «Сланцы Utica и Marcellus сформировались в Аппалачском бассейне на востоке США в ордовике и девоне. Комплекс Marcellus распространен в виде обширного ареала на большей части северо-востока США; его мощность составляет 240 м в восточной Пенсильвании, к западу она уменьшается. В Пенсильвании глубина заложения сланцев варьирует от 1200 м на севере до 2400 м на юге.

В дополнение к сланцам Utica и Marcellus, Аппалачский бассейн является также пристанищем для огромного угольного бассейна, который простирается почти на 160 000 км^2. Богатые органическим веществом сланцы и неглубоко залегающие угли обеспечивают большие и по площади обширные источники природного газа в недрах. Тектоническое и структурное развитие региона привело к формированию системы разломов и трещин по всему бассейну, вдоль которых природный газ и нефть могли мигрировать к поверхности в течение длительного геологического времени.

В некоторых случаях эти мигрирующие углеводороды могли накапливаться в ловушках мелких структур, глубина которых варьирует от 250–1000 м ниже поверхности. Эти структуры представляют угрозу при бурении в приповерхностных горизонтах для большинства операторов (и являются вторичными целевыми горизонтами для других)».

Обратим также внимание на то, что в некотором роде по своему строению район похож на обследованный ранее участок в угольном бассейне в Англии [4–5].

Поисковый участок расположен в штате Пенсильвания, округ Tioga County (рис. 1).

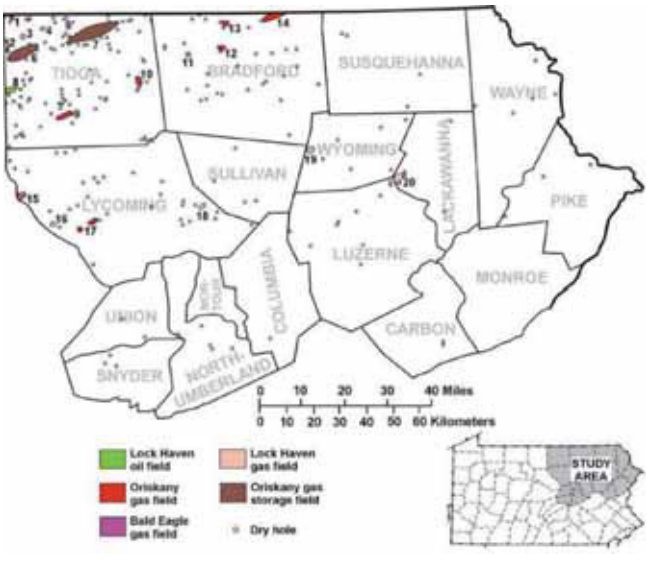


Рис. 1. Месторождения УВ и пробуренные скважины на востоке Пенсильвании
(Tioga County в верхнем левом углу)

Результаты обработки. На начальном этапе исследований спутниковый снимок описанного в [6–7] локального участка был обработан в масштабе 1:50 000. При подготовке снимка к обработке на него была вынесена также дополнительная информация (положение некоторых скважин, газовых сипов, нефтяных плюмов, двух скважин компании-оператора участка), заимствованная из статьи [7]. В результате проведенной обработки на обследованной площади обнаружено и закартировано четыре аномальные зоны типа «oil+gas» с относительно повышенными значениями пластового давления в коллекторах (от 16.2 до 17.2 МПа), а также 12 аномальных зон с невысокими значениями пластового давления (от 5.0 до 9.2 МПа) (рис. 2, 3). Эти аномальные зоны (с невысокими оценками пластовых давлений) обозначены на рис. 2 и 3 как «shale gas».

Отметим при этом, что четыре первых аномалии зафиксированы на традиционно используемых при обработке (среднестатистических) значениях резонансных частот для нефти и газа. В пределах аномальных зон типа «shale gas» аномальные эффекты на резонансных частотах нефти не были обнаружены. Что касается

резонансных частот газа, то в пределах аномальных зон типа «shale gas» они несколько отличаются от установленных и используемых для картирования скоплений газа – их значения были уточнены на участках расположения скважин, в которых получены притоки газа.

На втором этапе работ обработаны данные ДЗЗ более крупной площади в этом районе в масштабе 1:125 000. Дополнительно обнаружено еще относительно много аномальных зон типа «oil+gas» и «shale gas». Результаты представлены на рис. 4. Аномальные зоны, обнаруженные на первом этапе работ, скопированы на этот рисунок. Акцентируем при этом внимание на том, что в связи с уменьшением масштаба обработки данных ДЗЗ небольшие аномальные зоны в пределах более крупного участка обследования могли быть (и, скорее всего, были) пропущены.

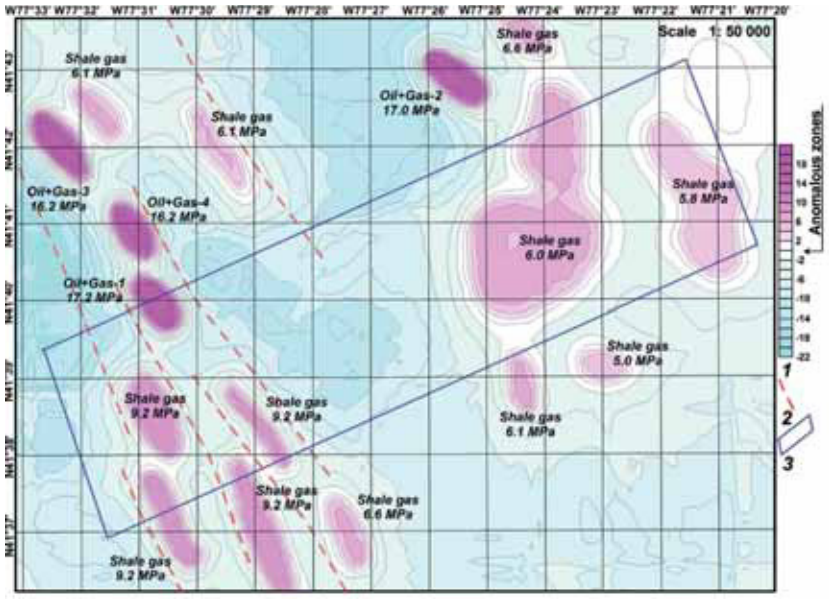


Рис. 2. Карта аномальных зон типа «нефтегазовые залежи» на поисковой площади в США. Масштаб – 1:50000. 1 – шкала максимальных значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения по спутниковым данным; 3 – участок обследования в [6–7]

Следует обратить внимание (рис. 4) на значительное количество аномальных зон с относительно невысокими значениями пластового давления. Эта особенность предопределила актуальность следующего вопроса: а на каких глубинах в аномальных зонах с низкими значениями пластового давления располагаются перспективные на обнаружения газа горизонты (аномально поляризованные пласты (АПП) типа «газ»)? В связи с этим в пределах одной из аномальных зон с низким пластовым давлением (6.0 МПа) возле пробуренной скважины выполнено вертикальное сканирование данных ДЗЗ с целью оценки глубин залегания и мощностей перспективных на обнаружение газа горизонтов (рис. 4). В результате получены следующие значения глубин залегания АПП типа «газ»: 1) 305–323 м; 2) 550–587 м; 3) 1075–1090 м; 4) 1920–1928 м; 5) 1955–1962 м; 6) 2290–2420 м.



Рис. 3. Карта аномальных зон типа «нефтегазовые залежи» на поисковой площади в США на спутниковом снимке местности. *1* – изолинии максимальных значений комплексной величины пластового давления, МПа; *2* – тектонические нарушения; *3* – участок обследования в [6-7]

Общая площадь обследованного участка (рис. 4) составляет 1434 км^2, а локальный фрагмент в его пределах занимает 250 км^2 (рис. 2–3). В пределах всего (крупного) участка обнаружено и закартировано 7 аномальных зон типа «oil+gas» и 31 аномальная зона типа «shale gas». Площади всех 38 аномальных зон следующие (в км^2): 1) 4.96; 2) 5.97; 3) 11.04; 4) 5.51; 5) 5.49; 6) 1.66; 7) 1.96; 8) 3.52; 9) 18.78; 10) 5.44; 11) 10.03; 12) 18.85; 13) 7.81; 14) 6.76; 15) 5.47; 16) 3.7; 17) 1.85; 18) 5.47; 19) 1.83; 20) 1.3; 21) 1.54; 22) 1.45; 23) 1.45; 24) 2.28; 25) 1.52; 26) 2.11; 27) 3.03; 28) 1.5; 29) 3.11; 30) 1.7; 31) 2.65; 32) 13.16; 33) 6.14; 34) 1.17; 35) 1.04; 36) 3.88; 37) 9.13; 38) 1.5 км^2. Суммарная площадь всех аномалий – 185.79 км^2. По отношению к общей площади обследованного участка это составляет **185.79/1434=12.96%.**

В пределах восьми ранее перечисленных аномалий зафиксированы также локальные участки, где оценки максимальных значений пластового давления превышают 15 МПа. Площади этих аномальных зон по изолинии 15 МПа следующие (в км^2): 1) 2.05; 2) 2.18; 3) 2.59; 4) 1.19; 5) 0.83; 6) 0.47; 7) 0.64; 8) 0.68. Суммарная площадь зон с повышенными давлениями равна 10.63 км^2. По отношению к площади участка это равно **10.63/1434=0.74%.**

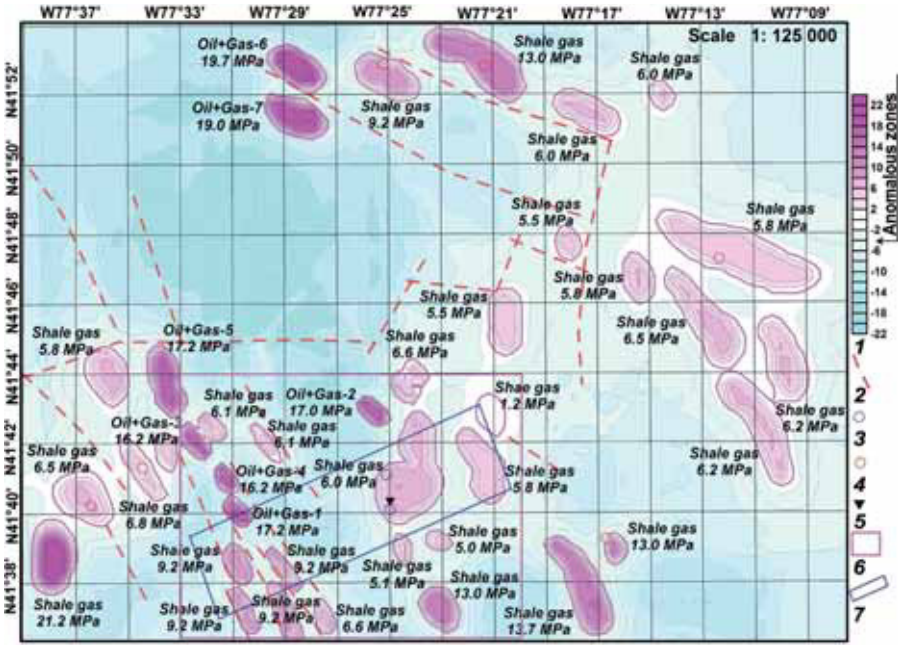


Рис. 4. Карта аномальных зон типа «нефтегазовые залежи» на поисковой площади в США. Масштаб – 1:125000. 1 – шкала максимальных значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения по спутниковым данным; 3 – скважины компании-оператора участка; 4 – новые скважины других компаний; 5 – точка вертикального сканирования данных ДЗЗ; 6 – площадь обследования в масштабе 1:50000; 7 – участок обследования в [6–7]

Напомним еще раз, что на первом этапе исследований спутниковый снимок небольшого участка (250 км^2) (рис. 2–3) обработан в более крупном масштабе – 1:50000. Закартированные в его пределах отдельные аномальные зоны имеют следующую площадь (в км^2): 1) 1.83; 2) 1.3; 3) 1.54; 4) 1.45; 5) 1.45; 6) 2.28; 7) 1.52; 8) 2.11; 9) 3.03; 10) 1.5; 11) 3.11; 12) 1.7; 13) 2.65; 14) 13.16; 15) 6.14; 16) 1.17; 17) 1.04; 18) 3.88 км^2. Суммарная их площадь равна 50.86 км^2, что по отношению к площади обследования составляет **50.86/250=20.4%.** Здесь же в пределах четырех аномалий выделены также локальные участки, пластовые давления в которых выше 15 МПа. Их площадь по изолинии 15 МПа равна (в км^2): 1) 0.83; 2) 0.47; 3) 0.64; 8) 0.68. Суммарная же площадь этих зон составляет 2.62 км^2, а по отношению к площади участка – **2.62/250=1.05%.** Такое увеличение суммарной площади аномальных зон в пределах локального участка обследования по сравнению с более крупным можно объяснить увеличением масштаба обработки данных ДЗЗ.

Оценки значений пластовых давлений в пределах обнаруженных аномальных зон варьируют в интервале от 5.0 до 21.2 МПа. В пределах всех семи аномалий типа «oil+gas» пластовые давления выше 15 МПа (варьируют от 16.2 до 19.7 МПа). И только в районе одной аномалии типа «shale gas» (в левом нижнем углу площади на рис. 4) давление выше 15.0 МПа, притом максимальное в пределах всего обследованного участка – 21.2 МПа.

Основные выводы. Оценивая проведенные в Аппалачском бассейне исследования в целом отметим, что результаты обработки данных ДЗЗ в районе распространения сланцев Utica и Marcellus подтверждают в принципе ранее сформулированные выводы для обследованных участков в Украине, Польше, Румынии, Англии [4–5]. Добавим также, что обнаруженных аномальных зон в количественном отношении здесь несколько больше.

Применение мобильных и оперативных методов «прямых» поисков скоплений УВ в районах распространения сланцевых плеев в США (а также и других стран) будет способствовать значительному повышению коэффициента успешности бурения (увеличению количества скважин с коммерческими притоками УВ).

И, наконец, у авторов появились также основания для предположения, что успехи США в области добычи нефти и газа из нетрадиционных коллекторов **обусловлены, в том числе, и бурением большого количества (тысячи и десятки тысяч) скважин.**

Из-за невысоких значений пластового давления (ниже условного гидростатического) в коллекторах на различных глубинах современные технологии увеличения (интенсификации) притоков флюидов в зонах «sweet spots» вносят, скорее всего, весомый вклад в увеличение объемов добычи газа и нефти в отдельных скважинах.

Главный результат – проведенные исследования еще раз продемонстрировали, что частотно-резонансный метод обработки и декодирования данных ДЗЗ позволяет оперативно обнаруживать и картировать зоны «sweet spots» в пределах распространения сланцев, а также других пород-коллекторов нетрадиционного типа.

Обсуждение результатов. 1. Использованный частотно-резонансный метод обработки и интерпретации данных ДЗЗ является по сути прямым(!) методом поисков и разведки рудных и горючих полезных ископаемых. В связи с этим обнаруженные и закартированные с его помощью аномальные зоны **можно рассматривать как проекции на земную поверхность контуров скоплений УВ в разрезе изучаемой площади**.

2. Метод частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ является, в принципе, супероперативным! Так, в рамках реализованного проекта «УВ в районах распространения сланцев» за короткое время выполнена обработка данных ДЗЗ как относительно крупных, так и небольших участков в различных странах – Украине, Польше, Румынии, Англии и США. Метод позволяет оперативно оценивать перспективы нефтегазоносности крупных (неизученных) блоков и площадей в различных регионах земного шара. Его практическое использование предоставляет также возможность оперативно проводить дополнительные исследования на изученных участках с целью сопоставления полученных материалов с результатами обработки данных ДЗЗ на обследуемых площадях (объектах).

3. В районе распространения сланцев Utica и Marcellus расположен огромный по площади угольный бассейн. Аналогичные исследования выполнены авторами также и в пределах других угольных бассейнов – Донбассе (Украина), Кузбассе (Россия) и Англии. Следует обратить внимание на примерно одинаковые свойства (структуру) картируемых в этих регионах аномалий: небольшие размеры, невысокие оценки значений пластового давления. В угольных бассейнах фиксируется значительное количество тектонических нарушений, наблюдаются выходы газов на поверхность, а также нефтяные сипы. Региональные флюидоупоры в угольных бассейнах также отсутствуют.

4. Сканирование данных ДЗЗ в аномальной зоне с невысокими значениями (оценками) пластового давления (6.0 МПа) показало наличие АПП типа «газ» в достаточно широком интервале разреза – свыше 2000 м. Следовательно, УВ накапливаются не только в сланцах. Это отмечается и в [7]. Следует сказать и о следующем. Сканирование выполнено только до глубины 2400 м (максимальная глубина залегания сланцев Marcellus, согласно [7]). Однако еще глубже расположены сланцы Utica. Не исключено также наличие газа и в других горизонтах (породах-коллекторах) еще глубже.

5. Вполне понятно, что получить промышленные притоки газа из коллектора с низким пластовым давлением (6.0 МПа) на глубине 2400 м без привлечения современных технологий интенсификации притоков достаточно сложно. Не исключено, что при очень низких давлениях могут не помочь даже и методы интенсификации притоков. В целом же эта проблема заслуживает более детального изучения. Тем не менее можно надеяться, что содействовать решению этой проблемы может получение оценок пластовых давлений в отдельных коллекторах на различных глубинах. Такие оценки давления в отдельных интервалах разреза могут быть получены с помощью наземного метода ВЭРЗ [3].

6. Можно констатировать, что освоение ресурсов УВ в областях распространения сланцев целесообразно начинать на участках обнаруженных аномальных зон (т.е. зон «sweet spots»), в пределах которых получены самые высокие оценки пластовых давлений.

7. В рамках технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ в целом особое место занимает методика оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах. Во-первых, она позволяет существенно сузить площадь поисков залежей УВ, а следовательно, и участков для заложения поисковых скважин. Во-вторых, полученные оценки пластовых давлений флюидов позволяют сформировать предварительные предположения о глубинах залегания залежей УВ. В-третьих, отсутствие в пределах обнаруженных аномалий участков с повышенными значениями давления позволяет исключить их из перечня объектов для детального изучения и разбуривания.

Однако получаемые в результате обработки данных ДЗЗ оценки максимальных значений пластового давления – не совсем пластовые давления в традиционном их понимании. Это некоторая комплексная величина, значение которой зависит от давления газа, находящегося во флюиде или в свободном виде в коллекторе, а также от его количества, т.е. от пористости пород. Поэтому на краях аномальных зон наблюдается уменьшение значений этого параметра. В зонах отсутствия газа давление не определяется (оценивается), здесь значение этого параметра равно нулю.

8. На всех обследованных площадях (в Украине, Польше, Румынии, Англии и США) в рамках проекта «Газ в сланцевых коллекторах» выполнен только первый этап исследований – рекогносцировочный. Обработка данных ДЗЗ на этом этапе осуществляется в относительно мелком масштабе. Результаты исследований на этом этапе рекомендуется использовать для выбора локальных участков (объектов) для детального опоискования.

Литература

1. *Левашов С.П.* Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геоинформатика. – 2010. – № 3. – С. 22–43.

2. *Левашов С.П.* Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геоинформатика. – 2011. – № 2. – С. 19–35.

3. *Левашов С.П.* Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34. – № 4. – С. 167–176.

4. *Левашов С.П.* Мобильные геофизические технологии: экспериментальное изучение возможности применения для поисков скоплений углеводородов в районах распространения сланцев в Восточной Европе / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа // Геоинформатика. – 2014. – № 4. – С. 5–29.

5. *Левашов С.П.* Применение мобильных геофизических методов для поисков скоплений углеводородов в районах распространения сланцев / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа, И.С. Пидлисна // Георесурсы. – 2014. – 4(59). – С. 40–48.

6. *Bryce McKee* and Craig Beasley. Use of Remote Sensing Technologies to Detect Surface and Near-Surface Stray Gas Occurrence and Potential Migration Pathways in Tioga County, Pennsylvania. Search and Discovery Article #80317 (2013). Access: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/80317mckee/ndx_mckee.pdf

7. *Snyder H.* A multi-physics approach to near-surface characterization over the Marcellus shale / Horace Snyder, Craig Beasley, Chris Friedemann and Carl Kincheloe // First Break. – 2014 – 32, 8. – P. 99–104.

ТЕРМОЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НИЗКО- УЛЬТРАНИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

А.А. Липаев[1], **Р.Ш. Абсалямов**[2]

[1] *«Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, lipaevagni@ya.ru*

[2] *НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, absalyamovr@mail.ru*

Из-за длительной и интенсивной эксплуатации основных крупных нефтяных месторождений активные запасы в них постепенно истощались, и это послужило причиной начавшегося с конца 1970-х гг. падения добычи нефти. Помимо крупных месторождений нефти, таких как Ромашкинское, Ново-Елховское, на территории Татарстана выявлено 156 залежей высоковязкой нефти и природных битумов в пермской системе. Только одно – Ашальчинское находится в опытно-промышленной разработке. На территории Татарстана также существуют перспективные резервуары углеводородного сырья, относящиеся к низкопроницаемым и ультранизкопроницаемым – такие как семилукско-мендымские отложения (доманиковые слои).

В этих условиях важным резервом нефтедобычи остаются нетрадиционные – трудноизвлекаемые запасы, включающие залежи с низко-ультранизкопроницаемыми коллекторами высоковязкой нефти, природных битумов. Отсутствие альтернативных источников энергии, а также непрекращающийся спрос на углеводородное сырье, альтернативное налогообложение и перспективы глубокой переработки нефтепродуктов на территории республики заставляют по-новому рассматривать и использовать методы теплового нагрева массива горных пород применительно к месторождениям Татарстана.

Условно тепловые методы по ОПЗ можно разделить на две группы – это доставка горячего агента с поверхности и образование рабочего агента непосредственно на забое скважины, у обеих групп есть свои достоинства и недостатки. При закачке пара и горячей воды с поверхности земли возникают большие тепловые потери по стволу скважины, которые могут доходить до 70–80%. Чтобы это исключить, необходимо использовать теплоизолированные насосно-компрессорные трубы, электропрогрев пласта позволяет локально воздействовать только на призабойную зону пласта. Термоимплозионное воздействие – сложно-контролируемый процесс в части направления фронта интенсивного окисления.

Тем не менее тепловые воздействия можно рассматривать с точки зрения долговременных изменений проницаемости горных пород-коллекторов. Это возможно при определенных условиях проведения теплового воздействия, а именно переменного во времени и температуре (термоциклического) воздействия, которое приведет к необратимым изменениям структуры горных пород.

Теории и практике теплового, а именно термоциклического, воздействия на нефтенасыщенные породы-коллекторы посвящены работы многих исследователей. Термоциклическое воздействие на породы-коллекторы отличается от других схем тепловых обработок тем, что тепловой поток в скважине при прогреве не остается постоянным, а изменяется по периодическому закону. При такой обработке в призабойной зоне пласта на некотором интервале от стенки скважины возникают затухающие температурные колебания, воздействующие на коллектор и вызывающие в нем знакопеременные температурные напряжения. Напряжения возникают из-за неоднородности теплового расширения минералов породы, цементирующего материала, жидкости насыщающей породу.

Под действием этих микроструктурных напряжений, переупаковки цемента в горной породе появляются дополнительные микротрещины и трещины, которые в целом увеличивают проницаемость горных пород.

В работе [1] представлены материалы лабораторных исследований образцов горных пород (песчаников, алевролитов, известняков) нефтяных месторождений Татарстана. Измерение проницаемости по воздуху позволило получить данные по образцам горных пород без влияния расклинивающего эффекта пластового флюида, который насыщает породы, а также позволило произвести описание образцов горной породы. Насыщение образцов горной породы водой или нефтью смоделировало пластовые условия, при которых должно происходить термоциклическое воздействие, и выявить изменение проницаемости образцов с различной литологией. Нагрев испытуемого образца составлял 70–80^{0}С. Осуществлялось 10 циклов нагрева и охлаждения на 35 образцах, в том числе на 13 образцах известняка, 8 алевролитах, 14 песчаниках.

При указанной выше температуре воздействия и в условиях, моделирующих всестороннее сжатие, активно прореагировали песчаники, меньше – алевролиты и еще меньше – известняки. Повышение проницаемости по нефти песчаников отмечено во всех испытуемых образцах от 0,6 до 10,7%, а по воде от 3,1 до 19,4%. В алевролитах проницаемость по нефти возрастает от 1,1 до 8,2%, а проницаемость по воде увеличивается от 0,36 до 19,5%, в известняках проницаемость по нефти возрастает от 0,1 до 3,3%. Однако среднее значение увеличения проницаемости не превышает 0,6%. Тогда как по воде рост проницаемости составляет от 0,6 до 15% а среднее значение увеличения проницаемости 5,2%. У нескольких образцов коэффициент проницаемости после термоциклического воздействия не изменился.

В условиях всестороннего сжатия проницаемость по нефти у известняков увеличилась больше, чем у алевролитов. Несмотря на то что у одной части образцов алевролитов рост значения проницаемости выше, чем у известняков, однако у другой части образцов алевролитов значение проницаемости не изменилось. По лабораторным исследованиям выявилось, что термоциклический нагрев существенно повышает фазовую проницаемость образцов известняка по воде. Данные результаты предполагают получение положительного технологического эффекта при воздействии на призабойную зону нагнетательных скважин, с продуктивным коллектором, представленным

известняком, при увеличении температурной амплитуды воздействия. Для пород, представленных алевролитами, необходимо применять рабочий агент, препятствующий набуханию глинистой составляющей породы.

Для дальнейшего определения механизма изменения проницаемости (в том числе возникновение и развитие микротрещин) в горных породах была проведена серия исследований на образцах, представленных песчаниками и одним известняком. Керн для исследований был взят из скважины № 15 Морозного месторождения, песчаник водонасыщенный (образцы не экстрагированные). Интервал отбора керна в скважине составляет 199 м (уфимский ярус шешминский горизонт). Выборочный анализ керна показал, что литологический состав скелета породы представляет собой мелко-тонкозернистый песчаник. Наиболее интенсивно изменяется цемент от базального, который сложен тонкозернистым кальцитом с небольшой примесью глинистого материала до битумонасыщенного. Также был взят образец известняка 15б из керна со скважины № 8266, Ново-Елховского месторождения, турнейский горизонт, интервал отбора 1054,8 м. Образец был ранее экстрагирован.

Пять образцов песчаника представлены с интервала залегания предполагаемой промышленной разработки месторождений битумов (номера образцов: 1сп, 2сп, 11с, 1сл, 2сл, 15б) [2]. Образец известняка с интервала уже разрабатываемых месторождений. Перед термоциклическим воздействием с образцов керна были сняты шлифы. После каждого этапа циклического нагрева до 200, 300^{0}С изготавливались шлифы с опытных образцов. Таким образом, получилось 18 шлифов.

При рассмотрении результатов термоциклического нагрева до 200^{0}С. по образцу 1сл 200^{0}С наблюдается перекристаллизация цемента. Цемент становится более мелкозернистым и более железистым (появляются окислы железа), количество пирита уменьшается. Обломочные зерна практически не изменяются. За счет перекристаллизации цемента, меняется его объем, появляются отдельно изолированные поры размером 0,1–0,2 мм и менее. Намечается некоторая извилистая трещиноватость.

При нагреве образца 1сл до 300^{0}С (рис.1) наблюдается дальнейшая перекристаллизация цемента, выражающаяся в повышении его дисперсности. Однако в отдельных участках появляются относительно крупные до 0,2 мм фенокристаллы кальцита, в отдельных участках появляются отдельные поры, за счет переупаковки цемента. Крупные кристаллы пирита исчезают, появляются тонкодисперсные формы. Наблюдается дальнейшее пятнистое ожелезнение.



Рис. 1. Образец 1сл (300^{0}С). Скв.№ 15. Морозное месторождение, интервал отбора 199 м.
Ув. 82 ^{x}. Николи ||

По образцу 15б производился нагрев до 300^{0}С. Описание образца следующее – известняк микритовый неясно комковатый. Поры неправильной формы, неравномерно рассеянные по объему пород, местами битумизированные.

По результатам анализа шлифов песчаника после термоциклического воздействия можно сделать выводы, что в образцах идет перекристализация цемента с образованием изолированных пор, сам цемент становится тонкодисперсным. Также видоизменяются кристаллы пирита – из крупных кристаллов они переходят в тонкодисперсную форму. У образца 15б (известняк) в результате термоциклического воздействия видимых изменений выявить не удалось. По все видимости это связано с тем, что структура известняка прочнее песчаника и для ее разрушения необходимо увеличивать температурную амплитуду воздействия или количество периодов воздействия. При эксперименте, имитирующем пластовые условия, фазовая проницаемость образцов известняка по воде (по сравнению с нефтью) увеличивалась сильнее, это связано с расклинивающим воздействием воды. Для отложений семилукского и мендымского горизонтов, характеризующихся битуминозными, органогенными, органогенно-обломочными, окремнелыми, перекристализованными, трещиноватыми известняками, термоциклическое воздействие необходимо проводить более интенсивно, чем в экспериментах, описанных выше [2].

Указанные выше изменения в сочетании с разными коэффициентами теплопроводности зерен обломочной массы (кварца, полевого шпата, обломков метафорфических пород) и цементно-поровой массы, т.е. элементы, слагающие горную породу, будут расширяться и сжиматься с различной амплитудой, тем самым предопределяя деформацию и образовывая микротрещины, а также при насыщенности горной породы пластовыми флюидами будут приводить к значительным деформациям в зоне термоциклического воздействия, увеличивая проницаемость призабойной зоны скважины.

На основе проведенных экспериментов была разработана математическая модель, которая позволяет про-

гнозировать процессы, происходящие при термоциклическом нагреве, такие как изменение температурного поля пласта и увеличение дебита скважины за счет снижения вязкости нефти и улучшения проницаемости пласта. На основе данной математической модели была разработана компьютерная программа «Битумы», которая позволяет рассчитать следующие значения: коэффициент проницаемости, забойную температуру, пластовую температуру вокруг скважины, дебит скважины. Для расчета в программу заносятся фактические данные по скважине. При проведении опытно-промысловых исследований были определены сходимость результатов промысловых замеров и расчетных данных по программе (рис. 2).

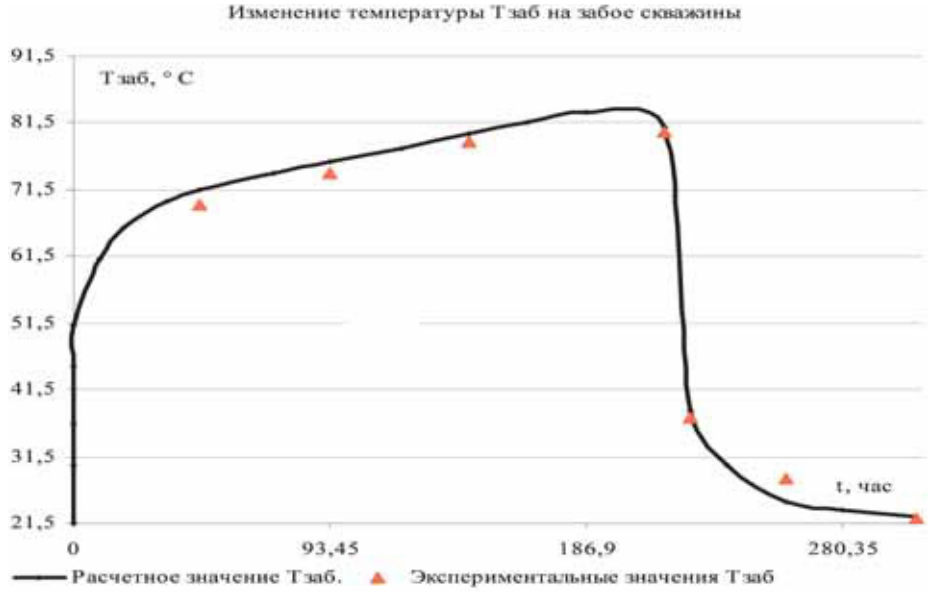


Рис. 2. Сравнение замеров температуры в скважине с результатами расчетов

По результатам расчетов температуры в скважине, выполненных по разработанной математической модели и данных промысловых замеров, получается удовлетворительное совпадение, как в режиме разогрева, так и на этапе охлаждения с отбором жидкости.

Таким образом, предлагаемая математическая модель и алгоритм расчета основных характеристик процесса циклического теплового воздействия на призабойную зону вполне могут быть использованы для прогноза температурных полей в скважине и в пласте. Прогноз необходим для снижения затрат при проведении промысловых испытаний.

При анализе промысловых экспериментов были выявлены существенные недостатки существующих технологий теплового воздействия на призабойную зону. Конвективный перенос по стволу скважины приводит к значительным тепловым потерям, уменьшая эффект от термоциклического воздействия. Для повышения эффективности метода и улучшения зоны прогрева совместно со специалистами НГДУ «Ямашнефть» был разработан новый способ термоциклического воздействия [3].

Предложенный способ термоциклического воздействия на призабойную зону скважины заключается в следующем: с целью снижения потерь тепла, связанных с конвективным обменом жидкости в стволе скважины, применяется термоизолирующий пакер (термоизоляционная манжета), который устанавливается в кольцевом пространстве на уровне кровли призабойной зоны пласта.

Термоизоляционный пакер (манжета) служит для разобщения (отделения) прогретой части призабойной зоны пласта от вышележащей части вертикально и горизонтально направленных и скважин.

Термостатированный циклический прогрев позволяет обработать продуктивный пласт с наименьшими тепловыми потерями и с максимальной глубиной воздействия. Принудительная изоляция области прогрева способствует сокращению потерь по нефти в период нагрева, а также позволяет резко изменять температуру воздействия.

В результате использования данной технологии нагретая призабойная зона будет очищена от парафина и асфальто-смолистых отложений. В очищенной призабойной зоне скважины эффект от циклического нагрева и охлаждения будет выше, так как увеличивается радиус воздействия, и возникающие микротрещины не будут «заклеиваться» в результате осаждения парафина или асфальто-смолистых отложений на их стенках. Данная технология будет эффективна при применении стандартного скважинного нагревателя при воздействии продуктивных пластов с достаточно большими толщинами. Упрощенный вариант данной технологии подразумевает доставку теплоносителя (это может быть скважинный нагреватель или использование теплоизолированной трубы с закачкой теплоносителя с поверхности земли) в интервал продуктивного пласта с предварительным термостатированием интервала кровли пласта.

Для интенсификации термоциклического воздействия была разработана технология с максимальной амплитудой температурных колебаний (разница между режимом нагрева и охлаждения достигает 85^0С), и краткосрочным временем нагрева – 2 часа, охлаждения – 0,65 часа [4].

Нагрев и охлаждение производят закачкой теплоносителя и хладагента в призабойную зону пласта. В качестве теплоносителя используют нагретую воду, пар и т. п. В качестве хладагента используют воду с температурой не более 10^0С. Для повышения эффекта от термоциклического воздействия можно применить термоизоляционные насосно-компрессорные трубы, при режиме нагрева можно использовать забойные нагреватели.

В предложенной технологии повышение эффективности термоциклического воздействия происходит за счет резких и быстрых перепадов температуры, которые приводят к растрескиванию горных пород, тем самым увеличивая проницаемость.

Одно из перспективных направлений – применение термоциклического воздействия на семилукском и мендымском горизонтах после гидроразрыва пласта в качестве дополнительного механизма разрушения горных пород в зоне образования трещин и микротрещин от гидроразрыва. При эксплуатации скважины открытым забоем тепловые потери на эксплуатационную колонну и цементный камень резко снижаются (ввиду отсутствия последних), тем самым интенсивность и глубина воздействия будут выше, чем с эксплуатационной колонной. На данный момент информация по термоциклическому воздействию на семилукском и мендымском горизонтах отсутствует и параметры воздействия на пласты можно только предполагать. Необходимо провести промысловые эксперименты по апробированию данного метода воздействия.

Литература

1. *Липаев А.А., Абсалямов Р.Ш., Бурханов Р.Н., Дорофеева Е.В.* Экспериментальные исследования влияния термоциклического воздействия на коллекторские характеристики горных пород нефтяных месторождений Татарстана // «Нефтепромысловое дело». – 2009. – № 3. – 23–27 с.

2. *Липаев А.А, Абсалямов Р.Ш., Изотов В.Г., Дорофеева Е.А*. Изучение влияния термоциклического нагрева на структуру горных пород. «Георесурсы». – 2012. – № 6. – 71–75 с.

3. Пат. РФ 2247233. Класс E21B43/24. Способ электротепловой обработки призабойной зоны пласта / Хисамов Р.С., Смыков В.В., Полушин В.И., Липаев А.А., Соколов В.М., Абсалямов Р.Ш.; заявл. 13.02.2003, Опубл. 27.02.2005. Бюл. № 6.

4. Пат. РФ 2295029. Класс E21B43/24. Способ обработки призабойной зоны пласта / Хисамов Р.С., Липаев А.А., Абсалямов Р.Ш.; заявл. 07.10.2005, опубл. 10.03.2007. Бюл. № 7.

ИЗУЧЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КГРП С УЧЕТОМ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ

И.И. Маннанов, Л.И.Гарипова

Альметьевский государственный нефтяной институт, ildarmannanov@mail.ru

Падение цен на углеводородное сырье и вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов диктуют новые требования для проектирования методов интенсификации добычи и методов повышения нефтеизвлечения пластов. Задача максимально снизить риски при выполнении данных работ является актуальной.

С карбонатными отложениями связано более 40% мировых запасов нефти и около 60% мировой добычи. Нефтяные месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, широко распространены на Ближнем и Среднем Востоке, США, Канаде, Мексике, Венесуэле и других странах мира.

На территории Республики Татарстан, по ориентировочным оценкам, с карбонатными коллекторами связано от 40 до 50% потенциальных ресурсов нефти. Запасы в карбонатных коллекторах сосредоточены в отложениях нижнего и среднего карбона и территориально приурочены к восточному борту Мелекесской впадины и Южно-Татарскому своду.

Данные запасы относятся к категории трудноизвлекаемых, т.к. коэффициенты нефтеизвлечения по этим отложениям на сегодняшний день составляют не более 10-15%. Это связано со сложным строением порового пространства, полиминеральным составом, широким диапазоном фильтрационных свойств и т.д. На сегодняшний день наиболее применяемыми методами при разработке данных типов коллекторов является кислотное воздействие.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов, представленных карбонатными коллекторами, имеют низкие значения проницаемости и варьируют в пределах 0,02–0,276 мкм^2. Низкие фильтрационные характеристики не позволяют вести разработку таких залежей традиционными методами, а для коллекторов проницаемостью менее 5–10 мД кислотный гидроразрыв пласта является единственным методом вовлечения запасов в разработку [1].

Задача оптимизации выполнения кислотного гидроразрыва на основании учета изменения гидродинамических характеристик пластов и полученного технологического эффекта является актуальной. Проведение высокотехнологичных и капиталоемких технологий, к которым относится кислотный гидроразрыв пласта, требует детального подхода к выбору объектов применения и изучению результатов технологического процесса с точки зрения изменения гидродинамических характеристик пластов. Данный подход позволит исключить вероятность получения низкого технологического эффекта и в конечном результате повысит экономическую эффективность выполнения технологии.

С целью изучения эффективности технологии кислотного гидроразрыва были проанализированы результаты их применения на верейских и турнейских отложениях месторождений Республики Татарстан. Анализ показал, что по всем скважинам наблюдается увеличение объемов добываемой продукции.

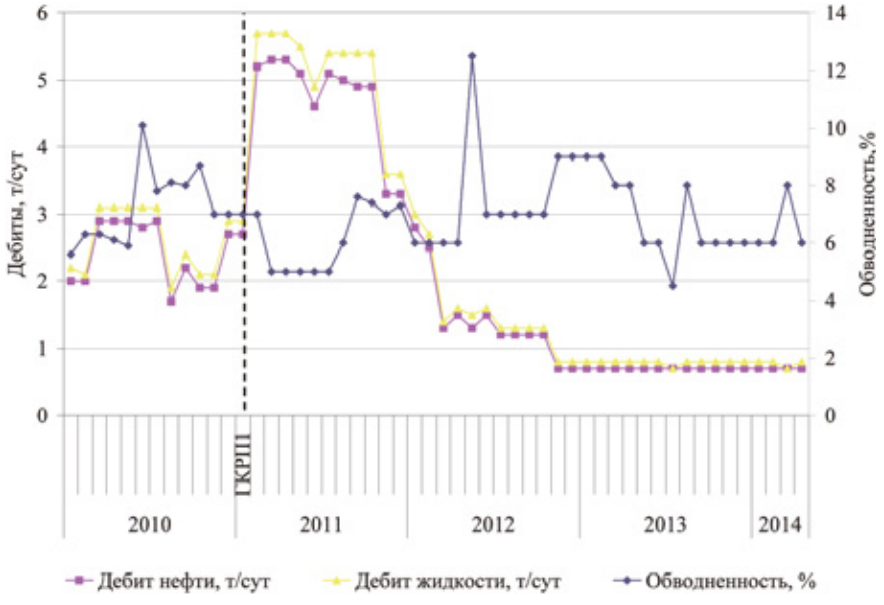


Рис. 1. Динамика работы скважины ХХ31 до и после применения КГРП

На рисунке 1 приводится пример динамики изменения эксплуатационных характеристик скважины ХХ31 до и после применения кислотного гидроразрыва. Характерным является увеличение объемов добываемого флюида по всем рассмотренным скважинам, что в итоге приводит к дополнительной добыче.

Результат расчета технологического эффекта применения кислотного гидроразрыва был выполнен по характеристикам вытеснения. В качестве базовых характеристик были выбраны характеристики Сазонова, Камбарова, Максимова и Пирвердяна (рисунок 2).

Как показывает практика выполнения работ по кислотному гидроразрыву и результаты расчетов, величина дополнительной добычи сильно дифференцирована и изменяется от минимального значения, равного 194,6 тонн, до максимального 2891,6 тонн, при среднем эффекте 1015 тонн (рисунок 3).

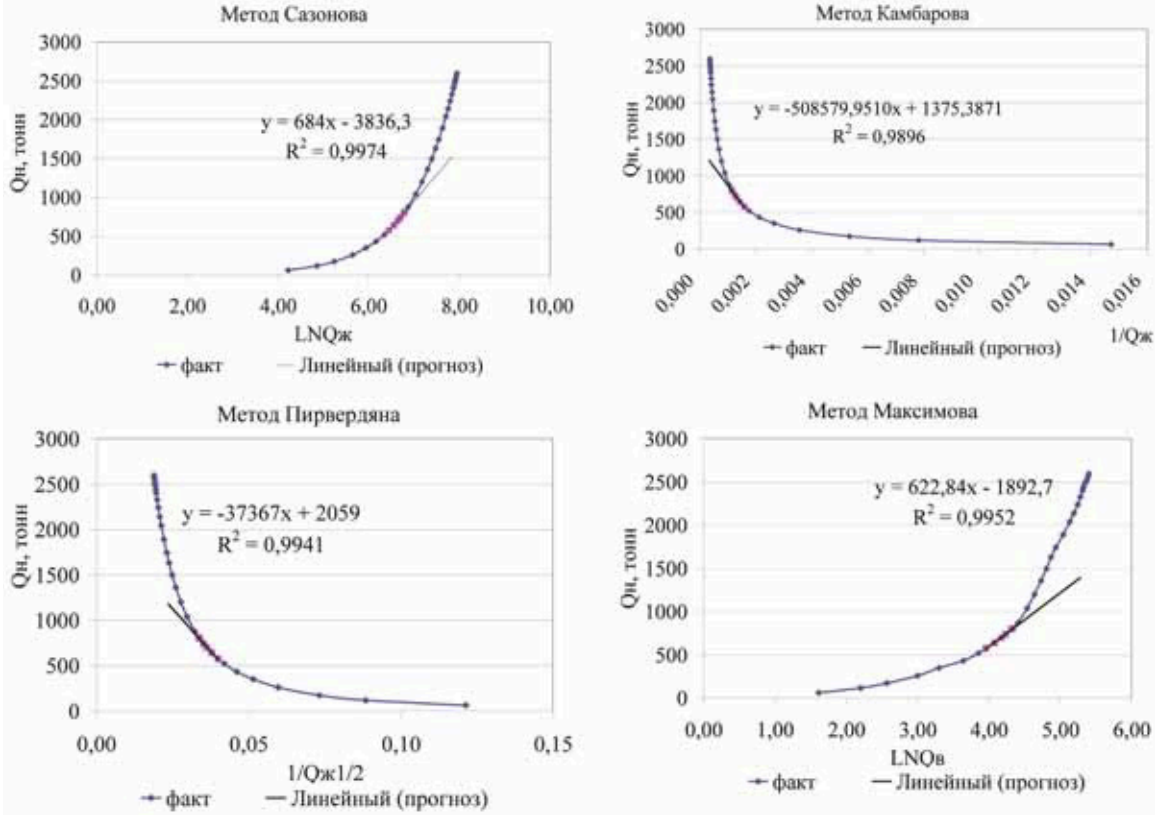


Рис. 2. Результаты построения характеристик вытеснения для расчета дополнительной добычи по скважине ХХ31 после применения КГРП

Параллельно с изучением динамики технологических показателей и расчетом дополнительной добычи было проанализировано изменение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны по результатам ГДИС в скважинах, которых были выполнены соответствующие исследования (рис.4).

Степень взаимных корреляций гидродинамических характеристик и величины дополнительной добычи показывает, что данные зависимости отражаются общими тенденциями, а величина дополнительной добычи харак-

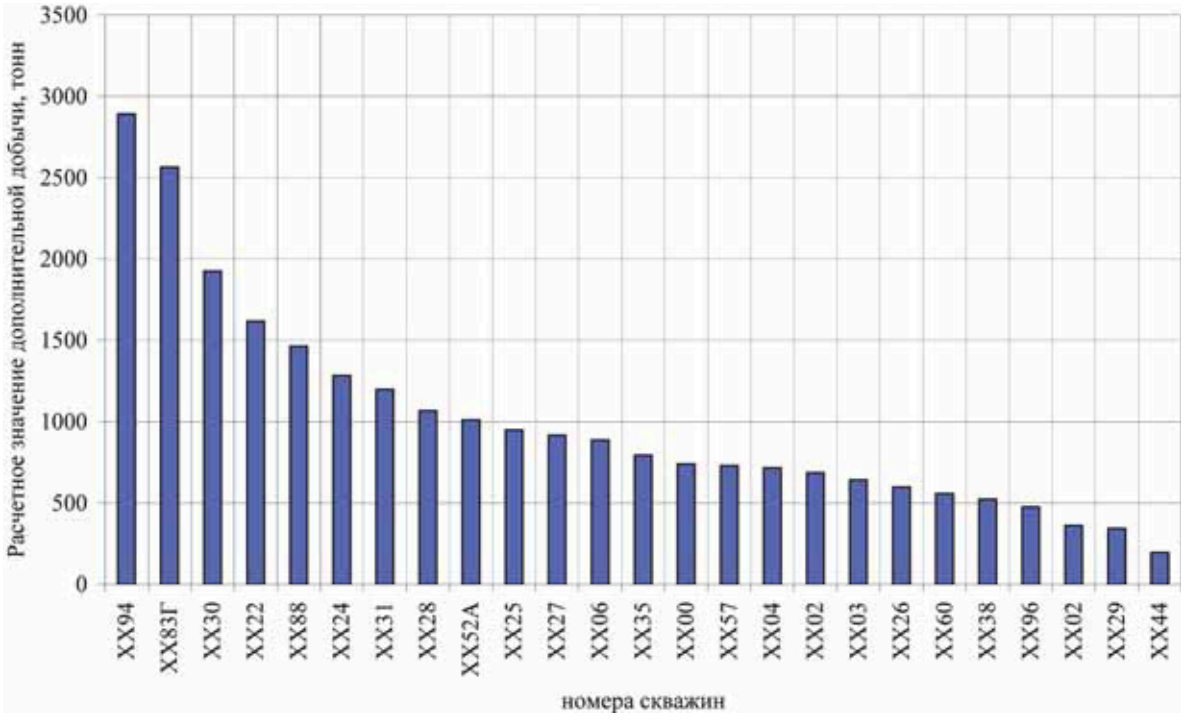


Рис. 3. Расчетные значения дополнительной добычи после выполнения КГРП

теризует в большей степени не изменение гидродинамических характеристик, а вовлечение ранее недренируемых запасов.

Однако установлено, что начальные скважинные условия являются ключевыми в достижении положительных результатов технологии КГРП. По промысловым данным показано, что состояние призабойной зоны в качественной оценке скин-эффекта не является обязательным условием выбора объектов для выполнения кислотного гидроразрыва.

Изучение по данным гидродинамических исследований характеристик пласта показало, что объем изучения скважин не позволяет выразить четкую картину влияния гидродинамических характеристик на успешность технологических работ. Кроме того, в ряде случаев отмечается несогласие между данными изменения гидродинами-

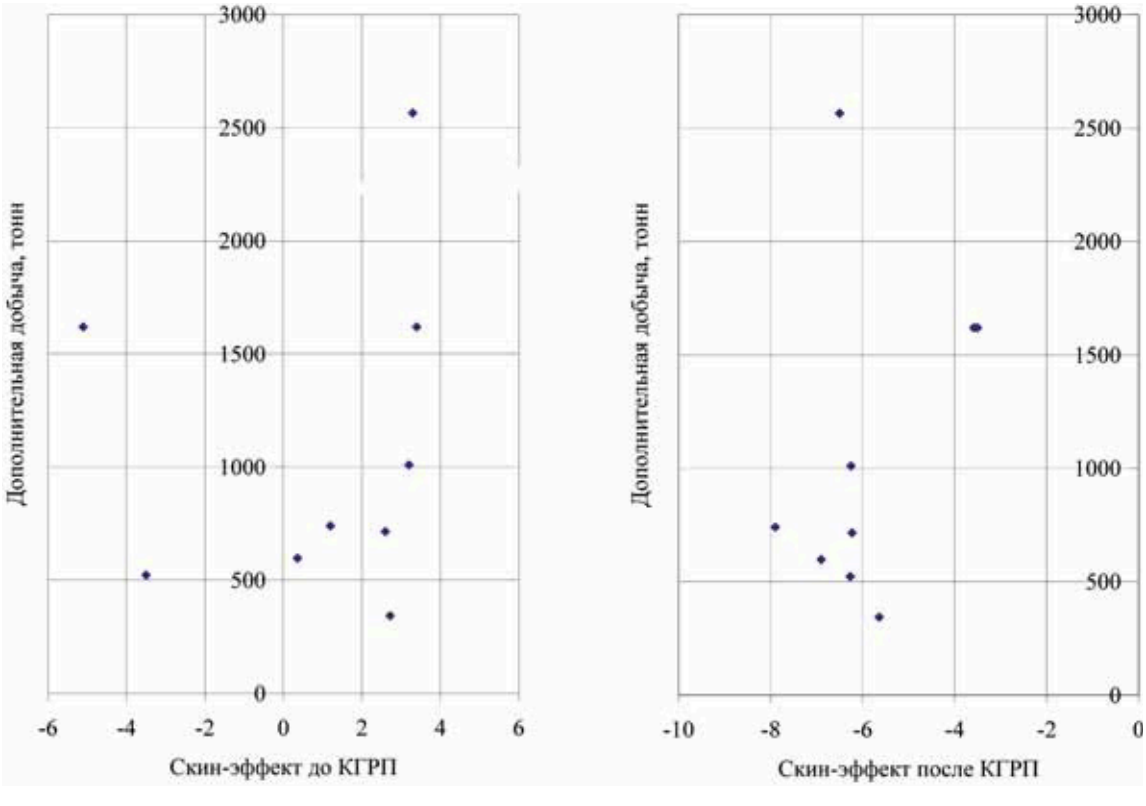


Рис. 4. Влияния значения начального скин-эффекта и конечного на величину дополнительной добычи

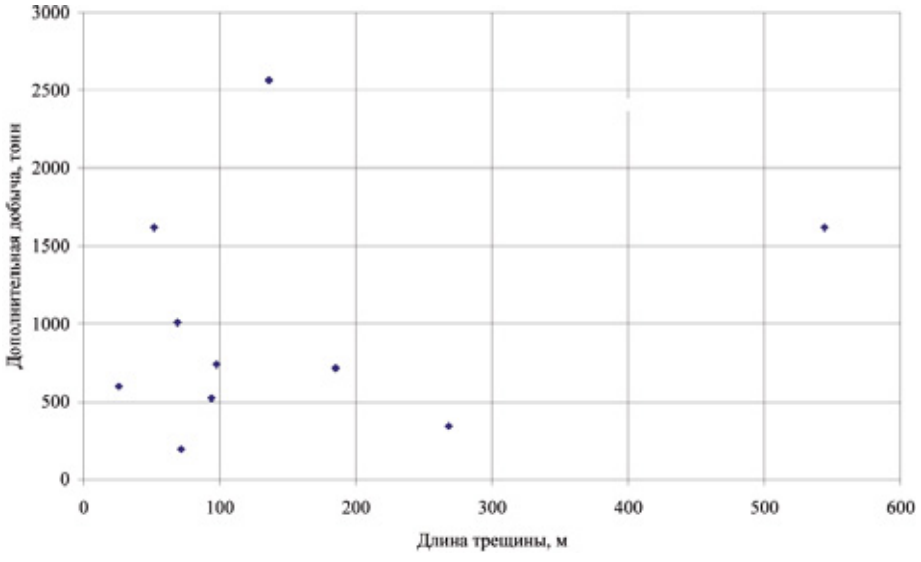


Рис. 5. Влияние длины трещины определенной по результатам ГДИС на дополнительную добычу

ческих характеристик и объемами дополнительной добычи. В частности, показатели скин-эффекта и длины трещины никак не выражаются на тенденциях зависимости с дополнительной добычей (рисунок 5).

Однако важно заметить, что в трещиноватых коллекторах роль сформировавшейся трещины в процессе кислотного ГРП и естественной трещиноватости коллектора может значительно изменить результаты интерпретации данных.

Изучение изменения дебитов до и после выполнения кислотного гидроразрыва показывает, что вовлечение ранее недренируемых запасов позволяет получить результат не только на низкопродуктивных скважинах, но и скважинах с относительно высокими технико-эксплуатационными характеристиками. Т.е. приоритет в выборе скважин должен учитывать потенциал возможности увеличения дебитов.

На основании результатов можно также констатировать, что выбор объектов для кислотного гидроразрыва в карбонатных коллекторах является весьма сложной задачей.

В целом можно отметить, что необходимо продолжить исследования в данном направлении, в частности, модернизацией кислотного ГРП в горизонтальных скважинах.

Литература

1. *Хисамов Р.С.* Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Учеб. пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2013. – 310 с.

О СОВМЕЩЕНИИ ПАРО-ГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ВИБРОВОЛНОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ В УСЛОВИЯХ ДВУХУСТЬЕВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Е.А. Марфин[1], Я.И. Кравцов[1], А.А. Абдрашитов[1], Г.Г. Куштанова[2]

[1]ФГБУН Казанский научный центр РАН, г. Казань, marfin_ea@mail.ru

[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Увеличение извлекаемых запасов углеводородного сырья в условиях истощения нефтяных месторождений и сокращения объема прироста запасов за счет вновь открываемых месторождений может быть достигнуто за счет применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и вовлечения в эффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и ее альтернативы – природных битумов.Результаты проведенных исследований и анализ мировых тенденций свидетельствуют, что одним из наиболее эффективных направлений является применение интегрированных методов воздействия на продуктивные пласты [1–3]. Сущность такого подхода заключается в совмещении применяемых МУН с виброволновым воздействием, т.е. формировании поля упругих колебаний в пластах, подверженных другими методам воздействия.

Многочисленные исследования [4–7], проведенные как в лабораторных, так и промысловых условиях свидетельствуют о том, что в поле упругих колебаний интенсифицируются многие процессы, протекающие в продуктивных пластах. В частности, увеличивается проницаемость пористого коллектора, повышается эффективная теплопроводность, меняются реологические свойства пластовых флюидов, вовлекается в фильтрационный поток «защемленная» нефть, меняется гистерезис смачивания и многие другие. Все это приводит к более эффективному процессу добычи нефти.

В настоящее время добыча тяжелых и высоковязких нефтей ведется с использованием тепловых методов. Совмещение применяемых тепловых методов (закачка в пласт пара, паро-гравитационный дренаж (SAGD) и др.) с воздействием на пласт упругими волнами может повысить эффективность процесса добычи и снизить себестоимость таких нефтей [2]. Анализ результатов опубликованных исследований [4–5, 7], а также собственных данных, позволяет сделать вывод о том, что главным фактором, влияющим на эффективность воздействия, является амплитуда колебаний в зоне протекающих процессов. К примеру, при совмещении виброволнового воздействия с

внутрипластовым горением – это зона очага горения, при закачке пара такой зоной является граница раздела жидких фаз (нефть – пар). Целью настоящей работы является оценка перспектив совмещения паро-гравитационного дренажа с виброволновым воздействием.

Известен способ тепловолнового воздействия на продуктивный пласт, включающий одновременное тепловое и волновое воздействие за счет нагнетания в скважину теплоносителя через проточный излучатель колебаний давления, установленный в скважине [8]. Для повышения текучести высоковязкой нефти по одноустьевой горизонтальной скважине в пласт нагнетают водяной пар. Генерация колебаний давления осуществляется на частоте, соответствующей частоте собственных колебаний продуктивного пласта. Недостатком этого способа является незначительная величина области, охватываемой воздействием волнового поля, ограниченной непосредственной близостью к источнику колебаний давления.

В качестве объекта исследования рассмотрим технологию паро-гравитационного дренажа [9], реализуемую на Ашальчинском месторождении ПАО «Татнефть». Задача исследования заключается в разработке способа совмещения этой технологии с виброволновым воздействием и выборе оптимального режима воздействия, обеспечивающего максимальную интенсивность колебаний в продуктивном пласте.

Предложенный авторами изобретения [9] способ добычи высоковязкой нефти состоит в том, что в интервале продуктивного пласта прокладывают пару двухустьевых горизонтальных скважин, одну над другой, состоящих каждая из двух вертикальных стволов, соединенных между собой горизонтальным участком и включающих: обсадную трубу, проложенную от одного устья до другого и перфорированную в пределах горизонтального участка; две насосно-компрессорные трубы (НКТ), проложенные внутри обсадной трубы в пределах вертикальных стволов и заканчивающиеся хвостовиками в начале горизонтального участка скважины, перед перфорированным участком обсадной трубы, из которых верхняя скважина является нагнетательной и служит для подачи в продуктивный пласт водяного пара, а нижняя скважина – добывающая – служит для откачки продукта. При этом горизонтальный участок обсадной трубы изолируют с обеих сторон пакерами, установленными на хвостовиках НКТ. Двухустьевая нагнетательная скважина строится вдоль свода продуктивного пласта, а добывающая двухустьевая скважина – вдоль подошвы пласта. Каждая скважина имеет вертикальный, наклонный и горизонтальный участки и состоит из обсадной трубы и двух насосно-компрессорных труб (НКТ). Две НКТ расположены внутри обсадной трубы на протяжении обоих вертикальных участков и заканчиваются в начале горизонтального участка, со стороны своих устьев, непосредственно перед началом перфорированного участка обсадной трубы. Для первоначального прогрева пласта подают пар по обеим скважинам. При этом создают проницаемую зону между скважинами и паровую камеру над нагнетательной скважиной. После этого подачу пара по добывающей скважине прекращают и осуществляют по ней извлечение расплавленной нефти. Подачу пара по нагнетающей скважине продолжают в течение периода добычи. Недостатком такого способа представляются защемление части нефти в поровых каналах пласта образующимся конденсатом воды и в результате этого неполное извлечение нефти.

Повысить эффективность вышеизложенного способа добычи можно за счет совмещения SAGD с виброволновым воздействием на продуктивный пласт. Для этого на обоих хвостовиках НКТ нагнетательной скважины, сразу за пакерами, устанавливают проточные генераторы упругих колебаний, лицевыми поверхностями, направленными друг к другу. При этом создается объемный полуволновой резонатор из горизонтального участка обсадной трубы, заключенного между проточными генераторами. При закачивании пара в нагнетательную скважину по НКТ и прокачивании всего пара через проточные генераторы в потоке пара возбуждаютсяупругие колебания на одной из высших собственных частот объемного резонатора. Схема реализации предлагаемого способа представлена на рисунке 1. Регулировка частоты генерации упругих колебаний осуществляется изменением давления подачи пара по каждой НКТ отдельно. При этом в объемном резонаторе формируется система бегущих навстречу друг другу волн.

В случае если частоты генераторов настроены на одну частоту, в объемном резонаторе формируется стоячая волна. При настройке генераторов на близкие частоты в объемном резонаторе формируется система из двух бегущих навстречу друг другу волн с медленно смещающимися по длине резонатора узлами и пучностями.

В качестве скважинных генераторов могут быть использованы устройства, описанные в работах [10–11]. Эти устройства отличаются отсутствием подвижных элементов конструкции, а также необходимостью подвода дополнительной энергии для их работы.

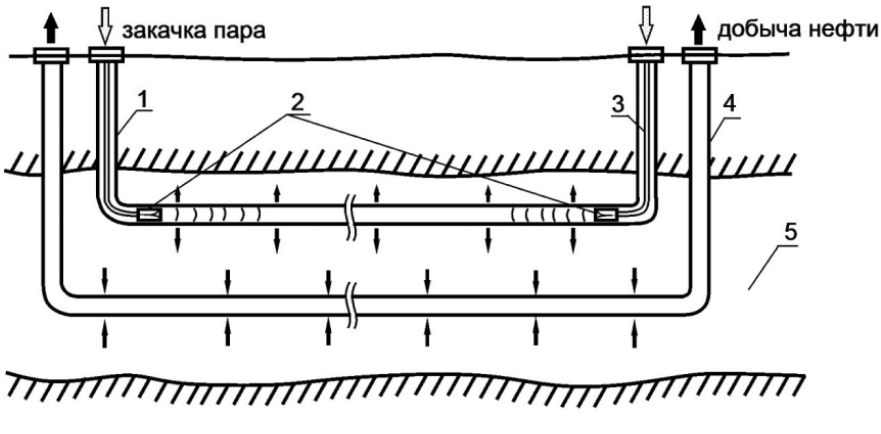


Рис. 1. Схема тепловолнового воздействия на продуктивный пласт в условиях двухустьевых горизонтальных скважин: 1 – нагнетательная скважина, 2 – скважинные генераторы упругих волн, 3 – насосно-компрессорная труба, 4 – добывающая скважина, 5 – продуктивный пласт

Рассмотрим процесс распространения упругих волн из скважины в пласт. Процессы распространения колебаний в скважинах с перфорацией рассмотрены ранее, например, в работах [12]. В настоящей работе допустим, что значительная часть энергии стоячих волн переходит из скважины в пласт через стенку обсадной трубы, а не через перфорационные отверстия, ввиду того, что площадь поверхности трубы значительно больше суммарной площади отверстий перфорации.

Итак, имеется обсадная труба скважины, представляющая собой цилиндр с внутренним радиусом r_1 и наружным радиусом r_2. Вследствие осевой симметрии трубы и нагрузок напряжения и деформации в трубе, при изменении давления внутри трубы, будут также симметричны относительно его оси. Расчет радиального перемещения наружной поверхности обсадной колонны скважины аналогичен решению задачи для толстостенных цилиндров [13, с.412]. В результате повышения внутреннего давленияна p произойдет радиальное перемещение наружной поверхности скважине:

$$u = \frac{r_2}{E}\left(\frac{2k^2}{1-k^2}\right)p, \tag{1}$$

где E – модуль Юнга материала трубы (для стали E=210 ГПа); $k = \frac{r_1}{r_2}$.

Таким образом, если в скважине имеется пульсирующее давление $P = p_0 + p \cdot cos(\omega t)$, то оно вызывает периодическое перемещение поверхности обсадной колонны скважины с амплитудой u, определяемой по формуле (1). В свою очередь, перемещение наружной поверхности обсадной колонны, контактирующей с окружающей средой, приводит к генерации цилиндрических упругих волн с амплитудой, равной:

$$p_к = u\omega\rho c, \tag{2}$$

где – ω циклическая частота, $с^{-1}$; ρ – плотность окружающей среды, кг/м^3; c – скорость звука в среде, м/с.

Генерируемые цилиндрические волны распространяются в глубь пласта, при этом амплитуда этих волн снижается с увеличением расстояния r от скважины, согласно формуле:

$$p_к(r) = p_к \frac{1}{\sqrt{r}} e^{-\alpha r}, \tag{3}$$

где α – коэффициент затухания упругих волн в продуктивном пласте, м$^{-1}$.

Полученные выражения позволяют оценить уровень амплитуды колебаний в продуктивном пласте на различном удалении от нагнетательной скважины. Рассчитаем распределение амплитуды колебаний для продуктивного пласта Ашальчинского месторождения. Это месторождение Республики Татарстан расположено на глубине 90 м и представляет собой неоднородные пласты толщиной 20–30 м с температурой 8°С, давлением 0,5 МПа, нефтенасыщенностью 0,70 д.ед., пористостью 30%, проницаемостью 0,265 мкм^2, с нефтью, имеющей плотность 956 кг/м^3 и вязкость 12 206 мПа·с. На рисунке 2 представлены расчетные зависимости амплитуды колебаний в пласте от частоты для указанных пластовых характеристик месторождения. Амплитуда колебаний генерируемых в нагнетательной скважине составляет 0,1 МПа. Видно, что с увеличением расстояния от нагнетательной скважи-

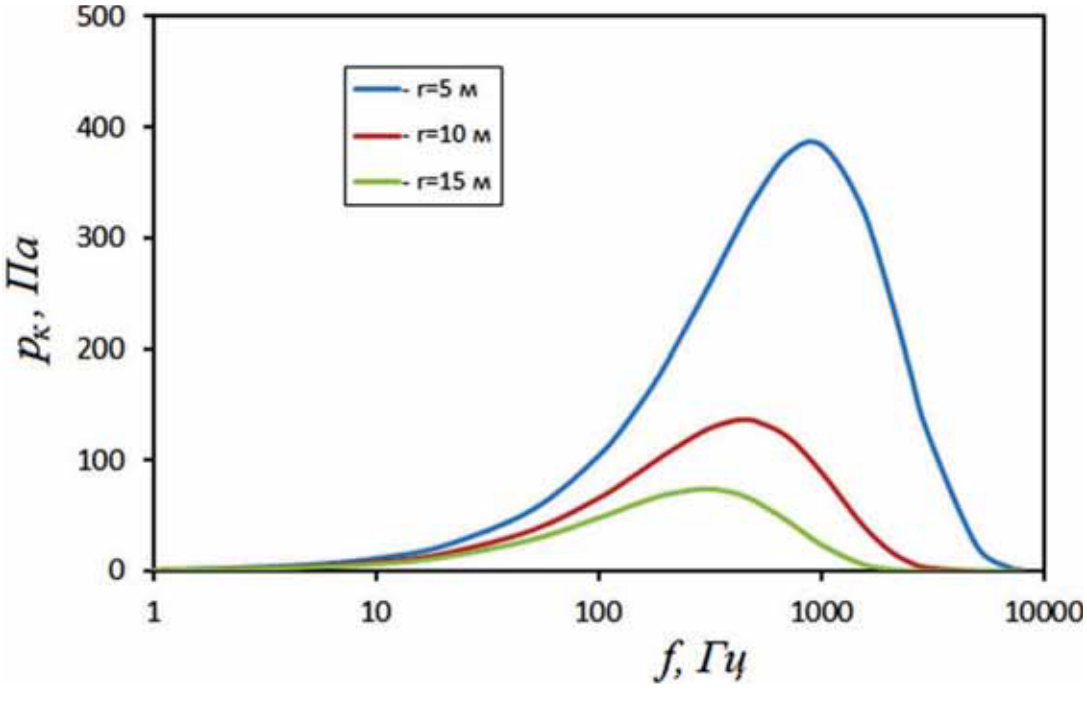


Рис. 2. Зависимости амплитуды колебаний давления в продуктивном пласте от частоты на различных расстояниях r от нагнетательной скважины

ны амплитуда существенно снижается. Так, на расстоянии всего 5 метров от скважины максимальная амплитуда уменьшается в 250 раз, а – 15 метров более чем в 1000 раз. Однако следует отметить также «резонансный» характер процесса распространения колебаний из скважины в пласт. На рисунке 2 также видно, что существуют определенные частоты колебаний, на которых амплитуда в глубине пласта имеет максимальные значения.

Полученные результаты свидетельствуют также о том, что с увеличением расстояния от нагнетательной скважины оптимальная частота смещается в сторону уменьшения. Это означает, что на начальном этапе разработки месторождения, когда фронт вытеснения находится ближе к нагнетательной скважине, наиболее эффективным будет воздействие на больших частотах (порядка кГц). В процессе выработки пласта граница вытеснения распространяется вглубь пласта от нагнетательной скважины, и тогда необходимы низкие частоты (порядка сотен Гц). Таким образом, полученные результаты могут быть основой для выбора оптимальной частоты виброволнового воздействия на пласт.

Заключение

В работе предложен способ совмещения виброволнового воздействия с технологией паро-гравитационного воздействия на пласт в условиях двухустьевых горизонтальных скважин. Рассмотрены процесс формирования в нагнетательной скважине стоячих волн и распространение энергии упругих колебаний в продуктивный пласт через стенку скважины. Установлено, что существует оптимальные значения частоты воздействия, при которых происходит минимальное поглощение упругих волн. На предложенный способ подана заявка на изобретение.

* Работа выполнена при поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан (грант № 15-48-02212).

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.* Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордово-Кармальском месторождении // Бурение и нефть. – 2003. – № 1. – С. 18–23.

2. *Гатауллин Р.Н., Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Интенсификация добычи трудноизвлекаемых углеводородов за счет интегрированного тепловолнового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 90–93.

3. *Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Волновое воздействие на продуктивные пласты как универсальный способ повышения эффективности добычи тяжелых нефтей и природных битумов // Георесурсы. – 2011. – № 3 (39). – С. 17–18.

4. *Beresnev I.A. and Johnson P.A.* Elastic-Wave Stimulation of Oil Production: A Review of Methods and Results. Geophysics. – 1994. – V. 59. – P. 1000–1017.

5. *Дыбленко В.П., Камалов Р.Н., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А.* Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 381 с.

6. *Кравцов Я.И., Буторин Э.А., Марфин Е.А., Гатауллин Р.Н.* О процессах, определяющих механизм интегрированного воздействия на нефтяной пласт // Георесурсы. – 2009. – № 1 (29). – 43–45.

7. *Кузнецов О.Л, Ефимова С.А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 286 с.

8. *Алемасов В.Е., Муслимов Р.Х., Кравцов Я.И., Репин А.П., Буторин Э.А.* Способ разработки углеводородного месторождения. Патент на изобретение RUS2244813 от 25.12.2002. Патентообладатель: КазНЦ РАН.

9. *Хисамов Р.С., Абдулмазитов Р.Г., Ибатуллин Р.Р., Валовский В.М., Зарипов А.Т.* Способ разработки нефтебитумной залежи. Пат. на изобретение 16.12.2005. Патентообладатель: ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

10. *Гатауллин Р.Н., Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Распространение упругих волн на участке перфорированной обсадной колонны скважины // Труды Академэнерго. – 2009. – № 4. – С. 84–93.

11. *Марфин Е.А., Кравцов Я.И.* Выбор оптимальных геометрических параметров излучателя на основе резонатора Гельмгольца. Изв. Российской академии наук // Энергетика. – 2005. – № 6.– С. 108–113.

12. *Абдрашитов А.А., Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Способ и устройство для генерирования колебаний давления в потоке жидкости. Пат. на изобретение RUS 2464109 от 21.05.2010. Патентообладатель: КазНЦ РАН.

13. *Писаренко Г.С.* Справочник по сопротивлению материалов. – Киев: Наукова думка, 1988. – 736 с.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Е.В. Мехеев[1], Р.С. Хисамов[2], А.Т. Зарипов[1], Л.И. Мотина[1]

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, mekheev@tatnipi.ru,

[2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

В условиях наблюдаемого существенного сокращения объемов промышленно значимых запасов нефти расширение сырьевой базы углеводородов за счет вовлечения в освоение месторождений сверхвязкой нефти (СВН) является, безусловно, актуальной задачей. Их удельный вес в структуре ресурсной базы углеводородного сырья неуклонно растет, а ресурсы соизмеримы с ресурсами традиционной нефти. Значительный объем СВН находится на территории Республики Татарстан. Почти пятая часть общих запасов ПАО «Татнефть» относится к категории трудноизвлекаемых, в том числе битуминозная сверхвязкая нефть с вязкостью более 10 тыс. мПа составляет 5,2 %. Поскольку геологоразведочные работы по оценке имеющихся ресурсов сверхвязкой нефти на территории республики продолжаются, величина поставленных на баланс запасов будет расти.

В условиях падающей добычи по основным месторождениям традиционной нефти компанией ПАО «Татнефть» принято решение о развитии добычи сверхвязкой нефти. Компания стала зачинателем промышленного освоения месторождений СВН с применением скважинных технологий добычи.

Основным полигоном отработки технологий добычи СВН в ПАО «Татнефть» с 2006 г. является Ашальчинская залежь СВН Ашальчинского месторождения. На этом объекте с учетом мировых достижений и на основании собственного накопленного опыта ПАО «Татнефть» осваивает новые технологии добычи с применением горизонтальных скважин и закачкой пара, в числе которых более эффективная технология парогравитационного дренирования. С начала работ добыто более полумиллиона тонн СВН, в 2014 г. – 236,9 тыс.т (рис. 1). В настоящее время суточная добыча достигла 1000 т нефти, паронефтяное отношение составляет около 3,5 т/т.

Освоение месторождений СВН требует не только разработки новых, отличных от добычи традиционной нефти, технологий, но и решения целого ряда экономических проблем. Для подобных месторождений как отечественных, так и зарубежных, характерны объективно высокие капитальные и эксплуатационные затраты по сравнению с традиционной нефтью. Это связано с высокими требованиями к конструкциям скважин, нефтепромысловой инфраструктуре, необходимостью использования специфичного оборудования и закачки больших объемов дорогого рабочего агента (пара, горячей воды и т.п.).



Рис. 1. Развитие добычи на залежи СВН Ашальчинского поднятия Ашальчинского нефтяного месторождения ПАО «Татнефть»

Так, затраты на строительство парных горизонтальных скважин выше в 2,5 раза, а с учетом расходов на строительство объектов нефтепромысловой инфраструктуры в 3,5 раза аналогичных затрат для месторождений с активными запасами (рис. 2).

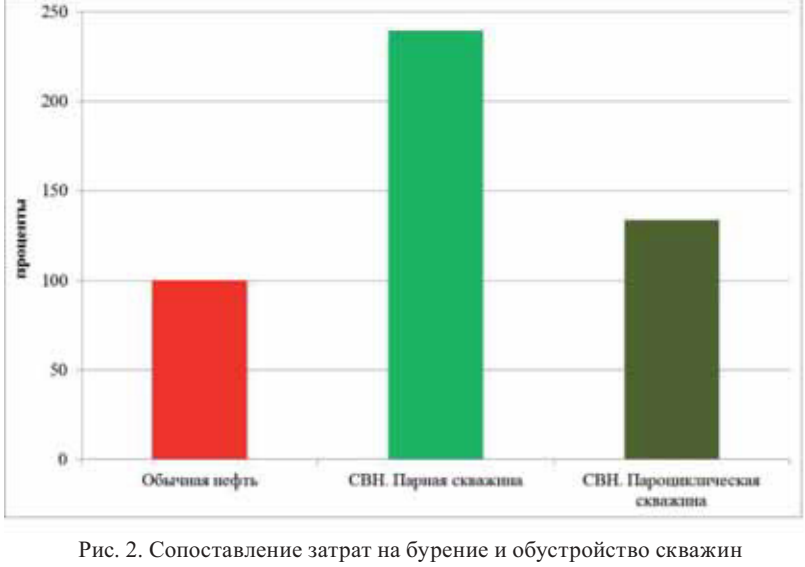


Рис. 2. Сопоставление затрат на бурение и обустройство скважин

Еще значительнее расхождение по эксплуатационным затратам. Расходы на добычу СВН превышают затраты на разработку обычных месторождений в 4 и более раз. Причем это значение возрастает в период активного ввода в эксплуатацию новых скважин – на стадии освоения, создания термогидродинамической связи между скважинами и формирования паровой камеры в пласте.

Анализ структуры эксплуатационных затрат показывает, что в первую очередь превышение связано с такими направлениями, как высо-

кие энергетические затраты и расходы на ремонт скважин. Почти 50% в затратах на добычу СВН занимают расходы на выработку пара для закачки в пласт (рис. 3–4).

Высокие капитальные и эксплуатационные затраты приводят к убыточности для недропользователя освоения месторождений СВН в рамках действующего законодательства для традиционной нефти. Зарубежная практика показала, что успешная разработка подобных месторождений в промышленных масштабах возможна только с применением определенных мер государственной поддержки, в первую очередь, за счет налогового стимулирования.

При инициативе и с участием специалистов ПАО «Татнефть» такие меры были разработаны и в Российской Федерации. В настоящее время налоговое стимулирование добычи сверхвязкой нефти обеспечено как на уровне федерального, так и регионального законодательства, следующими документами (см. таблицу):

Таблица

Налоговое стимулирование СВН свыше 10 тыс. мПа·с

Федеральный уровень	Региональный уровень
Нулевая ставка НДПИ Пониженная ставка таможенной пошлины	Льгота по налогу на имущество

– федеральным законом № 151-ФЗ от 27 июля 2006 г., а позже № 366-ФЗ от 24.11.2014 г., по которому для нефти с вязкостью свыше 10000 мПа· с ставка НДПИ равна нулю;

– распоряжением Правительства РФ № 700-Р от 3.05.2012 г. установлена вывозная таможенная пошлина на уровне 10 % от базовой ставки в течение 10 лет с момента начала применения, но не позднее 01.01.2023 г.;

– Законом Республики Татарстан от 28.11.2003 г. № 49-ЗРТ «О налоге на имущество организаций» (в редакции закона от 30.10.2014 г. № 81-ЗРТ) применяется нулевая ставка по налогу на имущество.

Все эти меры в комплексе обеспечили текущую рентабельность добычи СВН и дали возможность окупить в дальнейшем вложенные в проект средства.

Проект разработки СВН приобретает особую значимость и актуальность в свете действующих санкций ЕС и США и политики Правительства России по импортозамещению оборудования и технологий. Технически осуществить проект добычи СВН существующим оборудованием непросто, но поставленная задача выполняется. Для этого привлечены отечественные производители специальных парогенераторных установок, разработано и налажено серийное производство устьевых арматур для высокотемпературных скважин с целью закачки пара, специальных термостойких насосов и др. (рис. 5). Работа по замещению импортного оборудования продолжается и в дальнейшем позволит обеспечить дополнительными заказами предприятия машиностроительной отрасли.

Для развития проекта и наращивания добычи СВН определены основные задачи при подготовке залежей к освоению. По итогам реализации программы работ по уточнению геологического строения

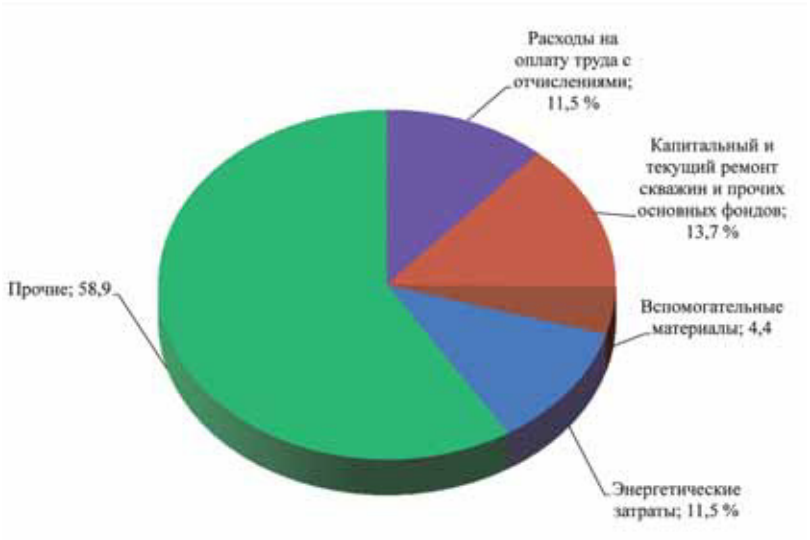


Рис. 3. Структура эксплуатационных затрат по обычной нефти

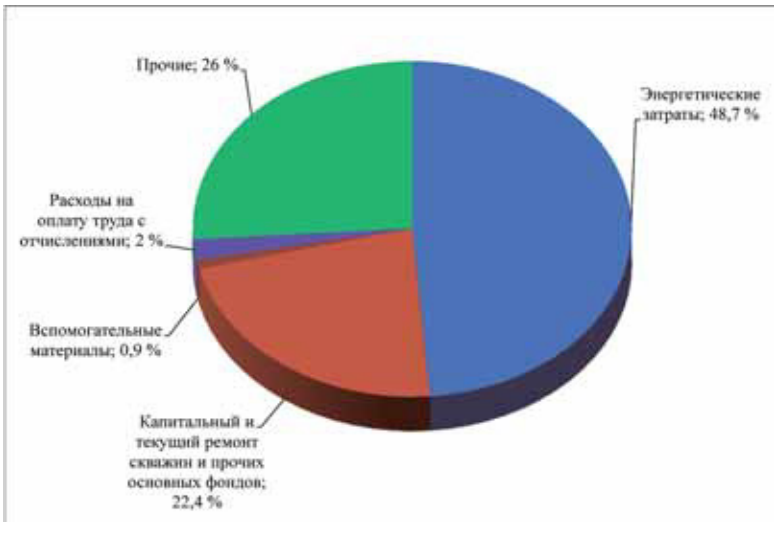


Рис. 4. Структура эксплуатационных затрат по СВН



Рис. 5. Основные направления работ в области импортозамещения

и величины запасов СВН на основе бурения поисково-оценочных скважин и испытания продуктивных пластов на приток будут уточняться перечень перспективных залежей и выявляться геологические особенности, требующие тщательной апробации созданных или разработку новых решений для проведения опытно-промышленных работ. Проект разработки СВН, реализуемый ПАО «Татнефть», можно разделить на этапы, каждый последующий из которых включает в себя предыдущий, позволяющий выйти на определенный уровень максимальной добычи нефти в год (рис. 6):

2006 год – начало опытно-промышленных работ по отработке техники и технологий добычи, разработки и обустройства;

2013 год – этап СВН-300 – принят проект разбуривания и ввода в разработку Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения. Этот этап в настоящее время практически реализован;

2014 год – этап СВН-800 – утвержден проект начала ввода в разработку Ашальчинского месторождения, состоящего из четырех поднятий;

2015 год – бурение оценочных скважин и в перспективе ввод в разработку помимо четырех поднятий Ашальчинского месторождения дополнительных поднятий других месторождений. Предварительная оценка позволяет прогнозировать достижение годовой добычи 1,6 млн т за счет ввода еще трех поднятий, по которым в настоящее время ведется этап геологического изучения и проектирования.

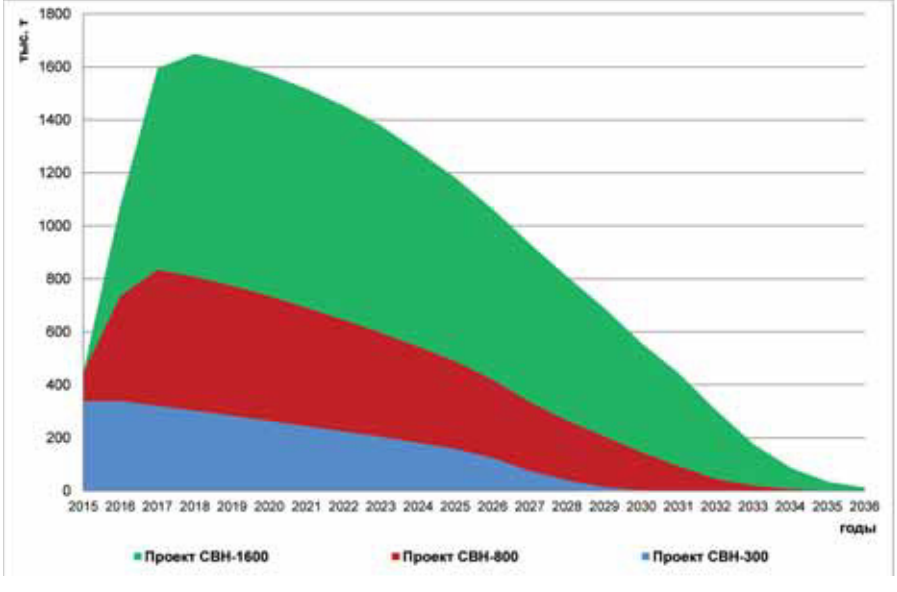


Рис. 6. Динамика добычи СВН по вариантам развития

Технико-экономическая оценка показала, что развитие проекта добычи сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан до уровня 1,6 млн т в год позволит добыть за расчетный период 20,4 млн т нефти и создать около 1,2 тыс. рабочих мест только в нефтедобыче (рис. 7). Прирост выручки для компании оценивается за этот период в 446 млрд руб.

Отметим значительный мультипликативный эффект от реализации проекта. Так, вложение инвестиций в реализацию данного проекта в сумме 67 млрд руб. обеспечит рост ВВП в смежных отраслях промышленности на сумму 335 млрд руб. Общее увеличение ВВП с учетом нефтедобычи оценивается на уровне 781 млрд руб.

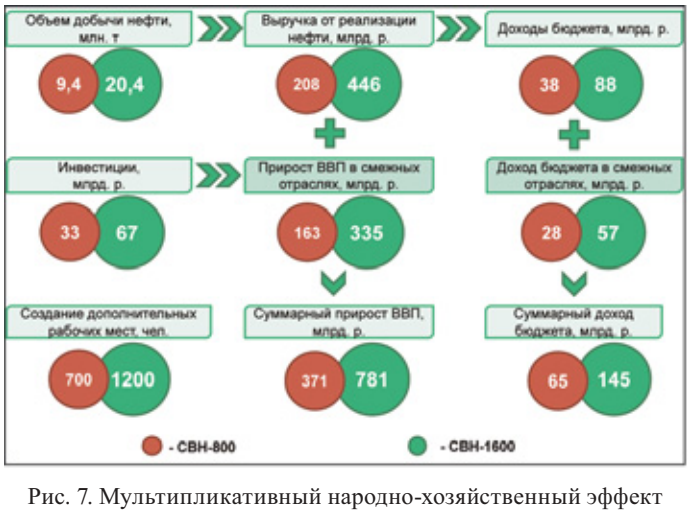


Рис. 7. Мультипликативный народно-хозяйственный эффект

Прямые налоговые отчисления от нефтедобывающего производства оцениваются в 88 млрд руб., с учетом смежных отраслей дополнительные бюджетные поступления составят 145 млрд руб.

Таким образом, реализация проекта СВН на территории Татарстана создает новое направление нефтедобычи с применением отечественных технологий и технических средств, возможностью тиражирования новых разработок на другие месторождения сверхвязкой нефти в стране. Коммерческий успех проекта обеспечен также предпринятыми мерами государственной поддержки, что в итоге позволяет нарастить объемы производства, увеличить бюджетные поступления, улучшить социальную обстановку и экономическое положение в регионе.

О ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗРЕЛЫХ И ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.Н.Михайлов[2,3], А.А.Потрясов[1], Ю.А.Волков[3]

[1]ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», [2]ООО «КНТЦ «Недра», [3]ООО «ЦСМРнефть»

Анализ факторов, влияющих на качество подсчета запасов и прогнозирования показателей разработки

Обобщен опыт специалистов различных организаций в области геолого-гидродинамического моделирования (ГиГДМ) процессов разработки нефтяных месторождений. Точки зрения противоречивы: с одной стороны, отмечается, что «*... массовое применение технологий моделирования внесло заметные улучшения в практику проектирования: унифицировалось, улучшилось качество документации, повысилась культура проектных работ*» [1]; с другой стороны, тот же автор утверждает, что:

– «*... применение пластового моделирования способствовало закреплению практики перманентного проектирования, не вызываемого реальными процессами разработки*»;

– «*... несмотря на значительное увеличение разного рода исследовательских, проектных работ и объема затрат, в целом по-прежнему сохраняется существующий главный недостаток прогнозов – расхождение фактических и расчетных технологических показателей (текущей и конечной добычи нефти)*»;

– «*... точность прогнозов, выполненных с использованием традиционных аналитических методик, не уступает, полученным с применением пластового моделирования*» и тому подобное.

Критика весьма деликатная и «политкорректная». Однако, если внимательно прочитать приведенные цитаты, то из них со всей очевидностью следует, что внедрение трехмерного ГиГДМ привело все-таки к снижению качества проектирования, даже несмотря на то, что «*... унифицировалось, улучшилось качество документации, повысилась культура проектных работ*» и пр.

Примечательно, что в своем опубликованном чуть позже докладе заместитель председателя ЦКР Роснедр В.В.Шелепов [2] называет гидродинамическое моделирование не самым достоверным, а «одним из самых достоверных» методов прогнозирования разработки месторождений УВС, подтверждая тем самым в мягкой форме тезис Э.М.Халимова.

Большое внимание в литературе уделяется анализу причин, предопределяющих низкое качество ГиГДМ. Прежде всего это:

– неполнота и недостаточно высокое качество промысловой информации;

– неполнота информации о геологическом строении и физических свойствах пласта и флюидов в межскважинном пространстве;

– ошибки, допущенные при детальной корреляции пластов;

– техногенные изменения, происходящие в процессе разработки месторождения;

– отклонения от закона Дарси при очень малых и очень больших градиентах давления;

– несовершенство гидродинамических симуляторов;

– слишком крупные сетки для гидродинамических расчетов из-за недостатка вычислительных мощностей;

– физически необоснованные приемы при адаптации ГДМ по истории разработки;

– невозможность корректного учета эффекта от применения современных МУН в проектных документах.

Количественные оценки вклада отдельных факторов в итоговую величину погрешности прогноза технологических показателей разработки отсутствуют. О причинах различных погрешностей говорят многие, но что значит, например, «...неполнота и недостаточно высокое качество промысловой информации»? Кто и каким образом определяет эту «полноту» или «неполноту»? Ведь, как правило, каждый специалист конечно же анализирует причины низкого качества прогнозирования технологических показателей. Но смотрит он на все это, к сожалению, только со своей «кочки зрения», с «кочки зрения» лишь его профессиональных интересов и компетенций. И он, видимо, искренне полагает, что ликвидация именно этих, выявленных им причин, позволит получать более качественные прогнозы. Но, таких «кочек зрения» великое множество. «Отмести» те или иные из них и определиться с объективно доминирующими непросто. Без создания оответствующих ИТ-технологий в этом «хаосе» уже не разобраться. То есть сейчас невозможно сказать, что, например, отклонения от закона Дарси приведут к погрешности прогноза уровней добычи нефти на 4%, а использование более крупной сетки ГДМ при обосновании ГТМ увеличит погрешность прогноза на 2%. Не введены еще во всеобщее пользование соответствующие критерии.

Количественный критерий для построения ГиГДМ адекватных степени изученности объекта

Сформировавшееся на сегодняшний день мнение о том, что непреодолимым препятствием на пути к созданию качественных ГиГДМ являются недостаточное количество первичных геолого-геофизических, геолого-промысловых данных, их невысокое качество и пр. контрпродуктивно, так как создание качественных, адекватных степени изученности ГиГДМ при наличии истории разработки, по определению, возможно при любой степени изученности месторождения. Иначе, не могло бы получиться так, что «*... точность прогнозов, выполненных с ис-*

пользованием традиционных аналитических методик, сейчас не уступает, точности прогнозов, выполненных на основе пластового моделирования» [1].

Таким образом, становится очевидным, что точность прогноза на основе ГиГДМ адекватных любой (не нулевой) изученности объекта не может быть хуже, чем точность прогноза по традиционным аналитическим методикам, которые соответствуют фактически его нулевой изученности. Именно на адекватное степени изученности воспроизведение эксплуатируемых объектов в их цифровых геологических и фильтрационных моделях нацелено инновационное проектирование [3, 4].

Но точность прогноза ограничена также сверху. В частности, точность прогноза добычи нефти не может превышать точности измерения ее дебита и должна быть согласована с точностью прогноза времени работы скважин. Таким образом, неуклонное повышение затрат на геологическое изучение того или иного объекта так же вряд ли целесообразно, так как постепенно (по мере накопления все новых и новых данных) оно не будет приводить к существенному увеличению точности прогнозирования технологических показателей, которая стремится к своему предельному значению.

Что еще важно? При наличии нескольких источников ошибок величина погрешности модели в целом будет зависеть только от самой грубой ошибки. Например, если главный источник ошибки – завышенное кондиционное значение проницаемости коллектора 30 мД вместо 1 мД, то никакое расширение обязательного комплекса ГИС здесь не поможет.

Подведем промежуточный итог: для целенаправленного управления ростом качества прогнозирования технологических показателей разработки каждого конкретного эксплуатационного объекта необходимо научиться именно для этого объекта (а) выделять главный (из всех накапливаемых данных и способов их обработки) источник возможного привнесения ошибки в актуализируемые при каждом очередном пересчете запасов и перепроектировании ГиГДМ; (б) планировать и проводить оптимальные объемы дополнительных исследований, позволяющие получать не просто новые данные, а именно **новые знания** об изучаемом объекте и протекающих в нем процессах. Понятно также, что для своевременного и правильного «выделения...»-«планирования...» необходимо иметь инструмент, способы и/или технологии, позволяющие «мониторить» процессы актуализации ГиГДМ путем оперативной **количественной** оценки качества той информации, которая будет служить основой для их (моделей) взаимосогласования и совершенствования.

Такой «инструмент» разрабатывался специалистами ООО «ЦСМРнефть» и ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в ходе более чем 10-летней работы ООО «ЦСМРнефть» по договорам с ТПП «Когалымнефтегаз» (2003–2009 гг.), с филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени (2010–2011 гг.) и с ТПП «Повхнефтегаз» (2012–2013 гг.) [4–10].

В основу технологии (способа) определения одного из основных количественных критериев изученности рассматриваемых объектов и создания адекватных этой изученности цифровых геологической и гидродинамической моделей положено сравнение прогнозных и фактических дебитов скважин, которое в различных модификациях всегда использовалось и до сих пор используется многими проектировщиками. Но один из недостатков этой методики (при ее обычном использовании) в том, что погрешность прогнозирования с ее помощью дебита каждой из отдельно взятых новых скважин может быть значительной, но... Дело в том, что она фактически «складывается» из погрешностей 1) *случайной*, обусловленной наличием случайных ошибок при различных измерениях и, в частности, при «измерении» неоднородности пласта и 2) систематической (методической), обусловленной использованием, например, «неправильных» петрофизических зависимостей.

Учитывая это, пришлось усовершенствовать методику. Теперь, на основе статистической обработки эксплуатационных карточек скважин за весь срок эксплуатации рассматриваемого объекта, есть возможность разделить погрешность прогнозирования дебита любойдобывающей свкажины на две компоненты – случайную и систематическую. Это первое усовершенствование. А второе усовершенствование заключается в установлении того самого количественного критерия Кгоз [9, 10], который позволил, с одной стороны, вполне объективно определять, какую именно величину невязки прогнозных и фактических дебитов можно считать допустимой, а с другой – было показано, что величина, обратно прапорциональная определенному таким образом Кгоз может играть роль **меры изученности** рассматриваемого объекта: чем меньше невязка, тем выше изученность. В частности, методом численного эксперимента [10] доказано, что если Кгоз больше 0.85 (изученность меньше, чем 1/0.85 = 1.18), то это свидетельствует о наличии грубых систематических (методических!) ошибок, допущенных при построении петрофизической модели пласта.

Остается вопрос, насколько часто такого рода «грубые ошибки» встречаются на реальных месторождениях.

Понятно, что избавиться от «грубых ошибок» можно пытаться не проводя никаких дополнительных промысловых и лабораторных исследований, а только лишь, например, за счет переинтерпретации тех же данных ГИС, переобработки тех же данных по керну и т.д. Что и было сделано по тем 9-ти объектам ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», по отношению к которым в рамках договоров с ООО «ЦСМРнефть» решались поставленные задачи в период с 2003 по 2013 г. Как удалось установить в ходе исполнения этих работ, практически все переданные в ООО «ЦСМРнефть» в качестве «исходных» петрофизические модели оказались такими, что Кгоз по ним был не удовлетворительным. Однако первоначально, до тех пор пока этот критерий не был достаточно четко сформулирован как определяющий качество подготовки данных для «загрузки в гидродинамический симулятор» [9] для решения поставленных задач приходилось просто очень основательно переобрабатывать самые различные

данные (см., например, итерационную технологию построения ГДМ в [7]). Но в результате, как оказалось, удалось существенно улучшить именно соответствующие Кгоз. И именно на этом основании был сделан вывод о том, что качество создаваемых моделей пока низко не потому, что расчеты осуществляются на низкокачественных гидродинамических симуляторах и пр., а потому, прежде всего, что все эти «симуляторы» насыщают не достаточно качественной («недоизвлеченной» из накопленных данных) информацией [4].

Далее рассмотрим, к чему же это приводит при прогнозировании технологических показателей как в целом по РФ, так и по отдельным нефтяным месторождениям.

Анализ качества прогноза в целом по РФ

Проанализируем, для начала, сравнительную диаграмму проектных и фактических уровней добычи нефти по Российской Федерации (рис. 1), приведенную в статье [2]. На 2013 год по проектным документам предполагалось добыть 586 млн т, а добыто только 518 млн т. Таким образом, относительная погрешность прогноза составила 13.1%.

Поскольку первичные данные, использованные при построении графиков (рис. 1) нам недоступны, воспользуемся следующей формулой:

$$N \cdot \Delta q_i^2 = (\Delta Q - N \cdot \Delta q_0)^2, \quad (1)$$

где Δq_i – случайная среднеквадратичная погрешность прогноза уровней добычи нефти по одному объекту, ΔQ – погрешность прогноза по совокупности объектов, Δq_0 – систематическая погрешность прогноза по одному объекту, N – количество объектов. При выводе формулы (1) предполагалось, что случайные погрешности прогноза по отдельным объектам независимы друг от друга, их среднеквадратичные значения равны, а математические ожидания равны нулю.

Из формулы (1) видно, что при увеличении числа объектов относительная погрешность прогноза уровней добычи должна уменьшаться пропорционально $N^{1/2}$.

Для прикидочных расчетов предположим, что N=4000. Тогда для того, чтобы получить относительную погрешность по РФ в целом на уровне 13.1% при отсутствии систематической погрешности (Δq_0=0), относительная погрешность прогноза уровня добычи по одному объекту разработки должна была бы составить примерно 830%. Но это невозможно, так как для положительно определенной величины, которой является уровень добычи нефти, относительная погрешность не может превысить 100%.

Расчеты по формуле (1) показывают, что в погрешность прогноза суммарного уровня добычи нефти по РФ основной вклад вносит систематическая погрешность, которая составляет около 12.5%. При этом среднеквадратичная погрешность прогноза по одному объекту должна составлять около 40%.

Возможно систематическое завышение прогнозных уровней добычи нефти примерно на 12.5% было обусловлено попытками приукрасить реальное состояние нефтяной отрасли по таким параметрам, как коэффициент нефтеизвлечения (КИН) и коэффициент обеспеченности запасами УВС.

А к чему приводит такое завышение извлекаемых запасов? Если бы проекты делались на основе традиционных аналитических методик, то ничего бы не произошло, так как прогноз можно было бы легко подстроить под фактические уровни добычи. Однако, при использовании **пластового моделирования** ситуация радикально меняется: как бы ни старались проектировщики, максимум, что они могут сделать – это отодвинуть «пузырь добычи» на более поздний срок. Что, собственно говоря, мы и видим на рис.1. Кстати, это объясняет механизм того, как не подготовленное надлежащим образом использование гидродинамических симуляторов (загрузка в них некачественных данных!) может приводить к снижению качества проектирования.

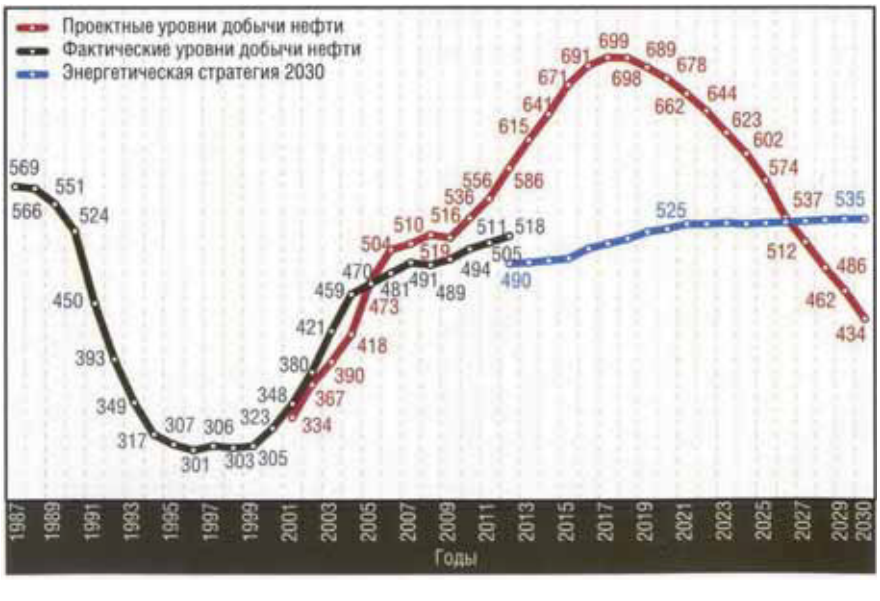


Рис. 1. Сравнительная диаграмма уровней добычи нефти: фактических – за период 1987–2012 гг., проектных (сводных), принятых решениями ЦКР при рассмотрении и согласовании проектных документов на разработку месторождений УВС начиная с 2001 г., и прогнозных, принятых в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года»

Таким образом, **в представленный выше список причин, предопределяющих низкое качество ГГДМ, надо отдельной строкой добавить еще одну причину – ошибка в определении начальных извлекаемых запасов!**

Как отмечено в [2], значительное превышение проектных (сводных) уровней добычи над прогнозными показателями «Энергетической стратегии-2030» с 2015 по 2025 годы (рис. 1) обусловлено планируемыми уровнями дополнительной добычи нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. К сожалению, эти планы, скорее всего, не будут выполнены. Из этого мы можем сделать вывод, что **важнейшей проблемой является невозможность корректного учета в современных проектных документах эффектов от применения МУН.** При этом, ввиду коммерческой тайны, полной информацией об опыте применения различных нетрадиционных технологий повышения нефтеотдачи владеют только специалисты предприятий, непосредственно реализующих такие технологии. Как правило, в рассматриваемых ЦКР проектных документах, описания этих технологий также отражены не в полной мере [2]. Более того, известно, что сами методики оценки технологической эффективности одних и тех же МУН и ОПЗ, используемые в различных организациях, могут существенно отличаться друг от друга и часто далеки от совершенства.

Соответственно на долю всех остальных анализируемых факторов обусловливающих несовершенство ГДМ за счет неучета отклонения скорости фильтрации от закона Дарси, неучета техногенных изменений коллектора, недоучета микро- и макронеоднородностей строения пласта, а также за счет, например, некорректного масштабирования относительных фазовых проницаемостей, несовершенства используемых симуляторов, не достаточно мелкого размера сетки для гидродинамических расчетов и т.п. остается меньшая часть общей погрешности. То есть на фоне грубых ошибок в определении извлекаемых запасов, в том числе из-за некорректного прогноза эффективности МУН, по остальным направлениям исследований у нас «все хорошо».

С детальной корреляцией у нас также все относительно хорошо. Но это, пока не начинаем планировать ГТМ по конкретным скважинам. В таком случае ситуация меняется. Ценная в связи с этим статистическая информация содержится в статье [11], посвященной анализу состояния и путей повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Югры. На рис. 2 показана динамика проектных и фактических уровней добычи нефти с прогнозом до 2030 года. Приведены 4 варианта прогноза: (а) по действующим проектным документам для запасов АВС1+С2; (б) по действующим проектным документам для запасов АВС1; (в) вариант прогноза с оптимальными объемами МУН; (г) вариант прогноза с реализуемыми минимальными объемами МУН.

Варианты прогноза (в) и (г) отличаются объемами применения МУН и получены, по всей видимости (в статье об этом не написано), статистическим методом путем экстраполяции текущих показателей работы скважин с учетом сложившейся динамики роста обводненности, падения дебитов, запланированного ввода новых скважин и средней эффективности запланированных ГТМ.

Рисунок 2 наглядно иллюстрирует тот факт, что прогноз на основе простых статистических методик (вариант (г)) оказался (хотя, на первый взгляд, это кажется невозможным!) намного точнее, чем прогноз, основанный на гидродинамических моделях.

Следует также обратить внимание на резкое изменение проектных уровней добычи в период с 2003 по 2005 гг. В статье [11] об этом ничего не говорится. Однако, как выяснилось [12], дело в том, что в 2004–2005 гг. *«...проектные документы в массовом порядке были «адаптированы» к реальному положению дел на лицензионных участках»*. Но и после «адаптации», как видим, качество прогноза оставляет желать лучшего.

Выводы

Обобщен опыт специалистов в области геолого-гидродинамического моделирования процессов разработки нефтяных месторождений. Проанализированы факторы, влияющие на качество ГДМ. Установлено, что наиболее значимыми факторами являются ошибки, допущенные при определении начальных геологических и извлекаемых запасов. Эти ошибки вносятся еще при подсчете запасов и потом автоматически переходят в проектный документ.

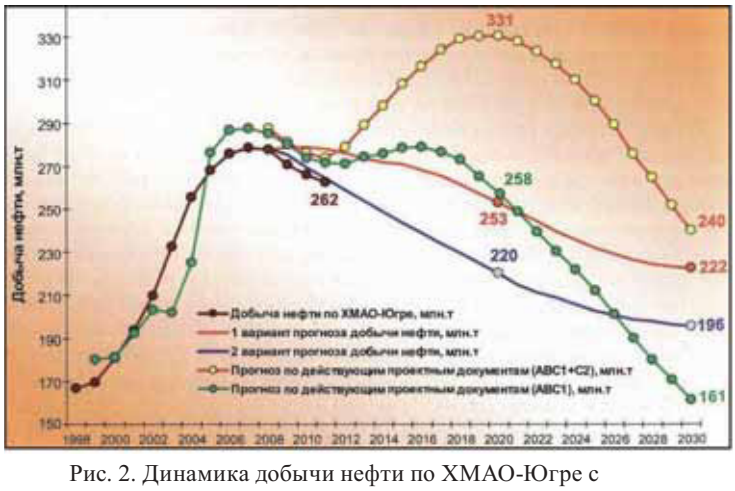


Рис. 2. Динамика добычи нефти по ХМАО-Югре с прогнозом до 2030 г.

Проанализированы методические подходы к подготовке и верификации исходных данных для гидродинамических расчетов. Показано, что эффективным способом выявления наиболее грубых ошибок в определении начальных геологических и извлекаемых запасов является анализ характеристик вытеснения и сопоставление ожидаемых и фактических дебитов.

Разработана усовершенствованная методика построения карт ожидаемых и фактических дебитов скважин и вычисления на их основе интегрального критерия качества ГДМ – коэффициента геофизической обоснованности запасов (Кгоз).

Показано, что Кгоз является чувствительным индикатором ошибок, допущенных при создании геолого-петрофизической модели. На основе стохастической модели рассчитана предельная величина Кгоз, при которой качество геолого-петрофизической модели можно считать удовлетворительным. Разработанная методика оперативной оценки интегрального коэффициента геофизической обоснованности запасов может быть использована как инструмент управления качеством геолого-петрофизических моделей на государственном уровне. Для этого на основе данной методики **необходимо в ближайшие два года провести ранжирование балансовых запасов нефти по коэффициенту геофизической обоснованности.** Это позволит:

– резко повысить достоверность среднесрочного (5-15 лет) прогноза уровней добычи нефти;

– выявить первоочередные месторождения, по которым необходимо уточнить действующие геолого-петрофизические модели;

– повысить общее качество вновь создаваемых геолого-петрофизических моделей по объектам разработки;

– избежать непроизводительных затрат на создание и адаптацию гидродинамических моделей, созданных на основе РИГИС заведомо низкого качества;

– оптимизировать затраты на геологическое доизучение длительно разрабатываемых месторождений;

– гармонизировать интересы государства с интересами инвесторов и недропользователей.

Литература

1. *Халимов Э.М.* Детальные геологические модели и трехмерное моделирование // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/11741_2012.pdf .

2. *Шелепов В.В.* О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования их разработки. В кн.: Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений, М., НИИЦ «Недра-XX1», 2013. – С.8–20. (ЦКР Роснедр по УВС).

3. *Муслимов Р.Х.* Проблемы создания научных основ проектирования разработки нефтяных месторождений // НТЖ «Нефть. Газ. Новации». – 2013. – № 1. – С.14–20.

4. *Муслимов Р.Х., Волков Ю.А.* Организация инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии как средство модернизации управления отраслью // НТЖ «Нефть. Газ. Новации». – 2014. – № 4. – С.20–25.

5. Прикладные аспекты и проблемы использования фациального анализа при геолого-гидродинамическом моделировании и управлении выработкой запасов / *Ю.А.Волков, С.В.Кузнецов, А.А.Потрясов, К.Г.Скачек, В.Н.Михайлов, В.Р.Туманов* // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: материалы научной конференции. – Казань: Изд-во КГУ, 2005. – С.195–203.

6. Оценка гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин на основе анализа истории разработки / *В.Н.Михайлов, К.Г.Скачек, А.А.Потрясов, А.Н.Шабанов* // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2007. – С.408–413.

7. *Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р.* Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий // Георесурсы. – 2011. – № 3(39). – С.43–48.

8. Изменение представлений о детальной корреляции пласта БВ8 Повховского месторождения на основе новой модели геологического строения / *Ю.А.Волков, В.Н.Михайлов, А.А.Потрясов, К.Г.Скачек* // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: сб. докладов XVI-й окружной научно-практической конференции (г.Ханты-Мансийск, 19–23 ноября 2012 года). – 2013. – Ханты-Мансийск: Изд. Дом «ИздатНаукаСервис». – Т.1. – С.326–336.

9. Количественный критерий для управления качеством геолого-петрофизических моделей при проектировании разработки / *Ю.А.Волков, В.Н.Михайлов, Р.Х.Муслимов, А.А.Потрясов, К.Г.Скачек* // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: сб. докладов XVI-й окружной научно-практической конференции (г.Ханты-Мансийск, 19–23 ноября 2012 года). – 2013. – Ханты-Мансийск: Изд. Дом «ИздатНаукаСервис». – Т.1. – С.265–268.

10. *Волков Ю.А., Михайлов В.Н.* Количественные критерии для управления качеством моделей длительно разрабатываемых месторождений // Георесурсы. – 2014. – № 1(56). – С.29–34.

11. *Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В., Рогожнев О.В.* Состояние и пути повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Югры: Сб. докладов конференции, посвященной памяти Н.Н.Лисовского. – М.: ВНИГНИ, 2012. – С.233–243.

12. *Полукеев С.М.* Состояние и перспективы развития нефтегазодобывающей отрасли Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: сб. докладов XVII окружной научно-практической конференции (г.Ханты-Мансийск, 11–15 ноября 2013 года). – 2014. – Ханты-Мансийск: ОАО «Тюменский дом печати». – Т.1. – С.7–23.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

Морозов В.П., Кольчугин А.Н., Королев Э.А., Плотникова И.Н., Пронин Н.В.
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Vladimir.Morozov@kpfu.ru

Доманикиты – отложения с высоким содержанием органического вещества в пределах Волго-Уральского региона распространены повсеместно. Стратиграфически они приурочены к среднему отделу франского яруса, образуя самостоятельный, регионально выдержанный, доманиковый (семилукский) горизонт. На большей части Татарстана и в целом Волго-Уральского региона отложения доманикитов представлены, как следует из анализа литературы, типичными фациями – переслаиванием известняков, мергелей, кремнистых тонкослоистых сланцев, в различной степени битуминозных [3]. Мощности отложений горизонта на территории Татарстана меняются от 10–15 м в центральных частях некомпенсированных Камско-Кинельских прогибов, до 50–60 м на Южно-Татарском своде.

Содержание органического вещества $C_{орг}$ в пределах Татарстана и в целом Волго-Уральского региона по данным Кирюхиной, Фадеевой и др. [5] весьма изменчиво и меняется от долей процента до 10–20%. При этом распространение органического вещества имеет явно выраженную закономерность. Так, наибольшие содержания органического вещества приурочены к прослоям черных кремнистых тонкослоистых сланцев, наименьшие – к серым по окраске прослоям карбонатных пород. В то же время кремнистые прослои практически «немые» по отношению к остаткам какой-либо фауны, за исключением редких фрагментов скелетов радиолярий и спикул губок, фиксируемых под микроскопом, тогда как карбонатные прослои нередко содержат остатки крупной морской фауны (створки брахиопод, раковины головоногих моллюсков, фрагменты водорослей).

Считается, что область накопления пород доманиковых фаций представляла собой пассивную континентальную окраину пологого мелководного шельфа. Согласно большому числу исследователей [4, 6] накопление черносланцевых формаций, в том числе и доманикитов Волго-Уральского региона, осуществлялось в условиях тектонической и вулканической активизации региона. В частности, в пределах Волго-Уральской области формирование данных отложений совпадает с развитием внутриплатформенных некомпенсированных Камско-Кинельских прогибов. Кроме того, на территории Татарстана отмечены толщи вулканических пород в нижнем отделе франского яруса, которые и свидетельствуют о тектономагматической активизации региона в франском веке. Присутствие вулканитов отмечено также в пределах Казанско-Кировского прогиба. Да и в целом франский этап развития Русской платформы характеризуется наибольшей активностью вулканической деятельности, и как следствие попадания больших объемов кремнезема в бассейны седиментации. По мнению [1], именно активизация вулканической и гидротермальной деятельности способствовало мощному всплеску развития радиолярий и губок, активно участвующих в сложении доманиковых кремнистых толщ. По данным [7], развитие доманиковых фаций по времени совпадает с развитием интенсивных тектонических движений, а высокая биологическая продуктивность обязана появлению аномально повышенных температурных полей за счет поступления по тектоническим флюидопроводящим путям эксгаляций и гидротерм, а вместе с ним и питательных солей. На последнее также указывают авторы [8], связывающие всплеск развития кремнистых организмов с периодами вулканической активизации и поступлением больших объемов кремнезема с гидротермальными растворами. Это же подавляло биогенную карбонатную седиментацию, в том числе и вследствие увеличения количества углекислоты, которая также в больших объемах поступала в бассейн седиментации.

При этом повышенные содержания углекислоты, метана, железа и других продуктов вулканической деятельности сначала приводят к всплеску биологической жизни, а затем к быстрому массовому вымиранию, что и провоцирует появлению толщ обогащенных органическим веществом. Образование относительно мелководных, радиоляриевых кремнистых осадков может провоцироваться сменой гидрохимического состава бассейна, в частности увеличением доли CO_2 и SiO_2, что приводит к взрыву развития кремниевых организмов и угнетению организмов, строящих свой скелет из карбоната кальция.

Таким образом, в условиях осадконакопления доманиковых толщ среднего девона не последнюю роль оказывал активизировавшийся к тому времени тектонический и сопутствующий ему вулканический режим. Это проявлялось в периодическом пульсационном поступлении продуктов вулканических излияний в морской бассейн, что приводило к всплеску биологической активности и последующему захоронению больших объемов органического вещества. В связи с чем в строении доманикитов довольно отчетливо проявляется цикличность в строении, где кремнистые с высоким содержанием органики породы перемежаются с карбонатно-кремнистыми и карбонатными, содержащими значительно меньше рассеянного органического вещества.

Проведенный авторами анализ доманиковых фаций позволил создать собственную схему седиментации отложений этого типа. В основу сделанных построений легли данные по минеральному составу отложений, содержанию в них органического вещества, а также текстурный анализ пород.

Обстановки осадконакопления представляли собой относительно мелководные условия с глубинами бассейна 50–100 м, иногда до 300 м. Главными обитателями, населявшими бассейн, являлись планктонные организмы – радиолярии и фитопланктон. Наличие тонкослоистой, горизонтально-слоистой текстуры у карбонатно-кремнистых пород свидетельствует о застойных вялотекущих процессах седиментации в условиях низких значений гидродинамики среды (ниже базиса волнового воздействия), а также в условиях восстановительной среды осадконакопления. Тогда как образование карбонатных отложений происходило в условиях окислительной среды, при перемешивании водных масс выше базиса волнового воздействия.

Перекрытие тонкослоистых карбонатно-кремнистых пород карбонатными с брекчиевыми текстурами связано с периодическим обмелением бассейна и влиянием волновой и штормовой деятельности на облик формирующихся осадков.

Таким образом, образование доманикитов обусловлено действием трех факторов: 1) периодическим поступлением на морское дно продуктов гидротермальной деятельности – кремнезема, углекислоты и др., 2) формированием отложений ниже базиса волнового воздействия и 3) эвстатическим колебанием уровня моря.

Литература

1. *Афанасьева М.С.* Радиолярии и экологические особенности бассейнов доманикового типа // Геология, геофизика и разработка и газовых месторождений. – М., 2000. – № 12. – С. 24–33.

2. *Берг Л. Г.* Введение в термографию. – М: Наука, 1961. – 121 с.

3. Геология Татарстана: стратиграфия и тектоника / Под ред. Б.В.Бурова – М.: ГЕОС, 2003. – 402 с.

4. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И.* К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. – 2006. – № 4(21). – С. 6–11.

5. *Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76–87.

6. *Маклеод Н.* Причины массового вымирания организмов: статистическая оценка многофакторных сценариев // Геология и геофизика. – 2005. – № 9. – С. 993–1001.

7. *Сахибгареев Р.С.* О связи литологии с флюидодинамическими процессами (на примере доманика русской платформы в аспекте формирования углеводородных скоплений) // Тр. ВНИГРИ. – 1976. – № 387. – С. 47–68.

8. *Седаева К.М.* Особенности биоминерализации на критических рубежах позднего палеозоя // Теория минералогии, минералы и минераловедение, биоминералогия «Минералогические перспективы – 2011». – Сыктывкар: ИГ Коми УрО Р.

НОВАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С УЧЕТОМ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Р.Х. Муслимов

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН

Многочисленными исследованиями доказано существенное влияние особенностей геологического строения залежей на эффективность проектируемых систем разработки. От того, насколько достоверны наши представления о геологическом строении залежей, в основном зависит правильность выбора систем разработки эффективность эксплуатации объекта и в конечном итоге нефтеотдача пластов.

В 60-х годах прошлого столетия для обоснования уровней добычи нефти по РТ в Госплане СССР геологи Татарстана ввели затем укоренившееся деление разведанных запасов на две большие группы: активные (АЗН) и трудноизвлекаемые (ТЗН) [1].

После разработки нашей геолого-промысловой классификации залежей и месторождений нефти прошло много лет. Небольшую часть ТЗН (залежи нефтей повышенной вязкости в высокопроницаемых пластах) удалось перевести в категорию АЗН за счет освоения новых технологий, часть уже готовы перевести. За это время приобретен большой опыт освоения новых видов ТЗН, особенно связанных с залежами ПВН, ВВН и даже СВН, а также получены результаты опробования плотных пластов, ранее не считавшихся коллекторами. К ним мы относим породы-коллектора проницаемостью ниже кондиционных значений по действующей классификации (горизонты $Д_1Д_0$ Ромашкинского месторождения от 1 до 30 мД), которые при освоенных технологиях могут давать промышленные притоки нефти. Затем появилось много данных о техногенном изменении свойств залежей в процессе длительной разработки с применением внутриконтурного заводнения и появились нетрадиционные коллекторы. Они отличаются своей спецификой, что связано с особой сложностью их строения и нелинейными связями между коллекторскими и фильтрационными свойствами.

Такие коллекторы в связи со сложностью строения пустотно-порового пространства и его локализацией в пространстве необходимо относить к классу сложных по строению и нетрадиционных по методам подхода к их оценке, а в последующем – и к разработке.

Как показали проведенные исследования, коллекторы такого типа можно разделить на два класса: во-первых, нетрадиционные коллекторы УВ освоенных горизонтов осадочного чехла востока Волго-Уральской НГП; во-вторых, коллекторы, локализованные выше и ниже основных промышленно освоенных горизонтов.

Запасы залежей нефти в нетрадиционных коллекторах относятся к трудноизвлекаемым, но само понятие ТЗН шире, так как сюда могут относиться и запасы залежей в обычных коллекторах, но залегающих в специфических геологических условиях.

Наконец, появилась категория наиболее трудных для эксплуатации – проблемные залежи, которые мы пока

можем разрабатывать лишь на малоэффективных природных режимах с дебитами скважин до 1 и реже 2–2,5 т/сут, т.е. в условиях действующего налогообложения разработка их нерентабельна. Все это потребовало дифференциации ТЗН по степени возможной эффективности и приоритетности их освоения. По этому признаку мы их разбили на три подгруппы. Мы приводим эту классификацию на рис.1 [2].

Предложенная классификация структуры запасов нефтяных залежей не является универсальной. В качестве таковой ее можно принять для РТ, РБ и в целом для Волго-Уральской НГП. Для других регионов России могут быть другие классификации, наиболее полно отражающие условия освоения залежей с ТЗН. Но подход к составлению подобной классификации, апробированный в РТ в течение более 30 лет, имеет значение и для других регионов страны.

Для чего нужна приведенная классификация?

На современном этапе практически все усилия нефтяников РТ направлены на эффективное применение МУН, и не просто всяких МУН, а тех, которые наиболее приспособлены для внедрения в конкретных геологических условиях залежей (участков).

Приведенная классификация способствует целенаправленному созданию и внедрению новых инновационных технологий разработки нефтяных месторождений и повышению нефтеотдачи, анализу состояния выработки запасов, повышению эффективности их разработки и в конечном итоге выработке таких запасов с технико-экономическими показателями, близкими к показателям разработки залежей с АЗН.

Но, кроме того, классификация нужна для госорганов с целью установления режимов налогообложения, обеспечивающих ввод в разработку залежей с ТЗН, нерентабельных при действующем налогообложении. В конце прошлого столетия российские геологи предприняли ряд усилий для разработки такой классификации для налоговых органов.

В соответствии с классификацией, разработанной 20 лет назад, в 1994 году, Н.Лисовским и Э.Халимовым, было выделено четыре критерия отнесения запасов к трудноизвлекаемым. Это вязкость (более 30 сантипуаз в пластовых условиях), наличие малопроницаемых коллекторов (ниже 0,03 Дарси) выработанность (свыше 70%) и районный коэффициент (в диапазоне 1,2) [3]. Эта классификация вызвала большие возражения специалистов и поэтому не является общепринятой.

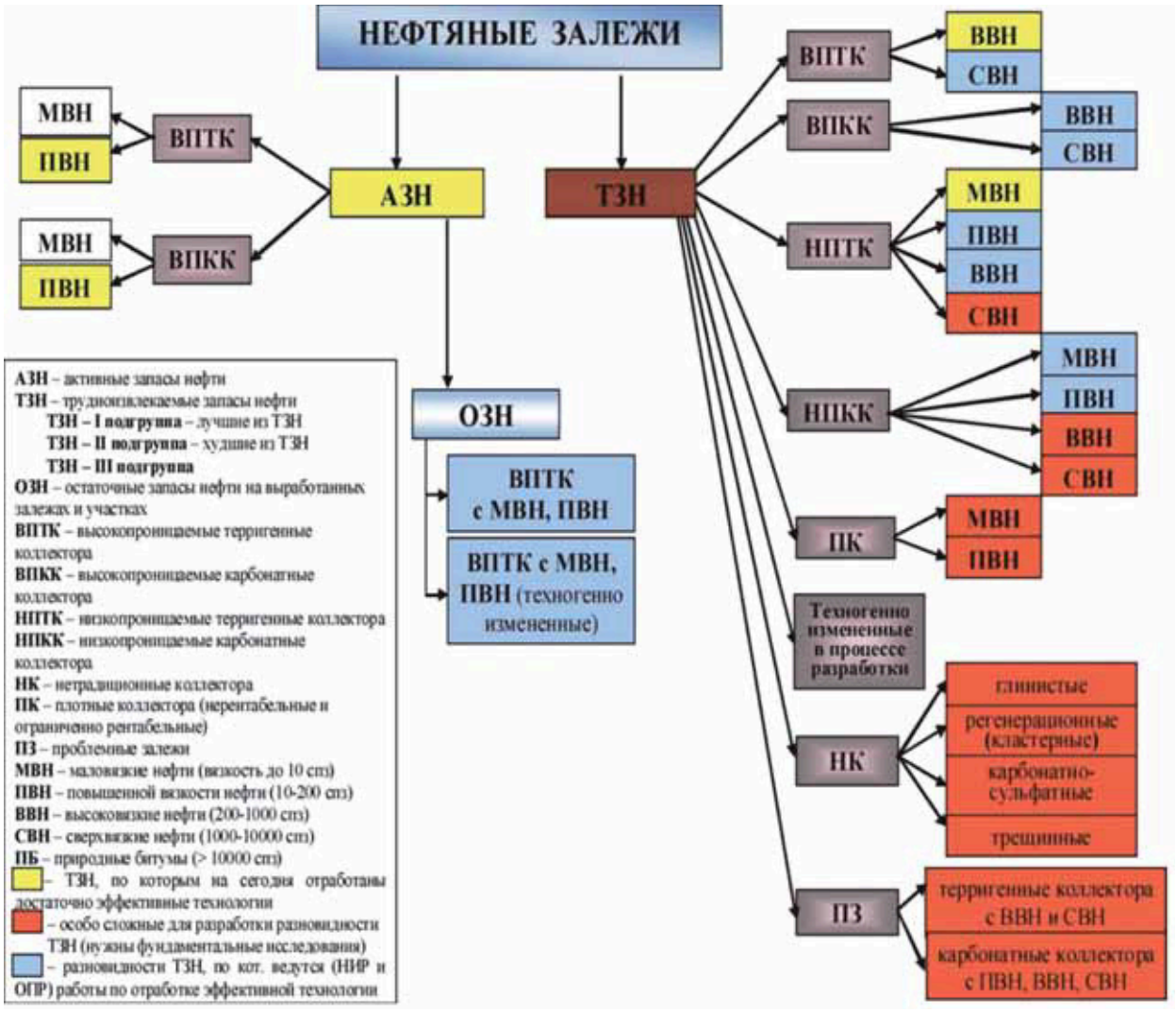


Рис. 1. Классификация запасов нефти (по Р.Х. Муслимову)

Сегодня же Налоговый кодекс содержит совсем иные значения, позволяющие причислить залежи к ТрИЗ: вязкость – 200 сантипуаз, проницаемость – 2 миллидарси, выработка – 80%. А районный коэффициент заменен перечнем конкретных территорий, на которых запасы могут считаться трудноизвлекаемыми. Сегодня можно признать, что такие критерии не являются научно обоснованными.

В новых условиях вышеприведенная классификация сегодня не может считаться исчерпывающей. Причина этого в невиданном техническом прогрессе на Западе по освоению нетрадиционных видов углеводородного сырья: тяжелых нефтей и природных битумов (ПБ) в Канаде, США, Венесуэле, нефтегазосланцевая революция в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР), исследовательские работы по другим видам ТЭР. Все это кардинально меняет ситуацию в нефтегазовом секторе (НГС) и мировую конъюнктуру.

К категории нетрадиционных углеводородов (УВ) большинство исследователей относят тяжелую нефть, природные битумы, битумоносные пески, нефтеносные сланцы. К ним следует отнести и нетрадиционные ресурсы газа: угольных месторождений, водорастворенные, сланцевых и плотных формаций.

Почему же мы должны заниматься нетрадиционными топливно–энергетическими ресурсами?

Во-первых, даже по имеющимся неполным данным исследований ресурсы нетрадиционных углеводородов в мире и России не меньше, а существенно больше, чем традиционных.

Во-вторых, ряд месторождений нетрадиционных ТЭР, очевидно, будут более привлекательны для освоения, чем ряд залежей ТЗН. К примеру, сверхвязкие нефти (СВН) в терригенном комплексе нижней перми в РТ более эффективны для освоения, чем некоторые залежи высоковязких нефтей (ВВН) в карбонатных породах традиционно нефтеносных горизонтов девона и карбона РТ.

В-третьих, планируя развития ТЭК на 20 лет необходимо смотреть дальше – на 40–50 лет, как это делают, например, китайцы. Это объясняется большими рисками инвестиций в НГС и чрезвычайно высокими темпами изменения мировой конъюнктуры в развитии ТЭК.

В-четвертых, ускорившийся процесс накопления и использования новых знаний и умений в передовых странах запада оказывает существенное влияние на расширение круга потенциальных источников сырья, осваиваемых современным нефтегазовым сектором (НГС) в направлении «монетизации» этих знаний. В этой связи можно утверждать, что современная сланцевая революция не последняя. За ней последуют и другие («подпитка» УВ осадочного чехла из глубин Земли, освоение газогидратов и др.).

В-пятых, в настоящее время различные страны в зависимости от наличия или отсутствия традиционных или нетрадиционных ТЭР занимаются различными видами традиционных УВ (Канада и Венесуэла – СВН и ПБ, отдельные страны Европы – сланцевыми отложениями, Япония – газогидратами), а такие страны, как США, Китай и Россия, в ТЭК должны заниматься всеми видами ТЭР как великие державы.



Рис. 2. Диаграмма соотношения нахождения нефти и газа в сланцевых и плотных породах

Опыт США и других стран Запада указывает на огромные перспективы нефтегазоносности плотных пород, основу которых, как они полагают, составляют сланцевые формации. Но последние, исходя из опыта и накопления этих типов пород, являются лишь частью общего понятия плотные породы. Так О.М. Прищепа пишет [4]: «С одной стороны, понятия «сланцевая нефть и газ» и «нефть и газ плотных пород» можно считать несовпадающими, в первую очередь из-за критериев их выделения, а с другой – необходимо понимать, что вторые полностью поглощают первые. Обобщающий и наиболее часто употребляемый в нефтедобывающей отрасли США термин «нефть из плотных пород – низкопроницаемых коллекторов» – сегодня чаще применяется для обозначения всего многообразия нетрадиционных источников нефтей, для добычи которых нужны специальные технологии, включающие бурение многопластовых горизонтальных скважин, многостадийные гидроразрывы пластов, микросейсмические и микроскановые

Проницаемость, Дарси	Качество проницаемости горной породы	Резервуар
Более 1,00	Очень высокопроницаемая	Традиционный
От 1,00 до 0,10	Высокопроницаемая	Традиционный
От 0,10 до 0,01	Проницаемая	Традиционный
От 0,01 до 0,001	Среднепроницаемая	Традиционный
От 0,001 до 0,0001	Низкопроницаемая	Нетрадиционный
От 0,0001 до 0,00001	Сверхнизкопроницаемая	Нетрадиционный
Менее 0,00001	Экстранизкопроницаемая	Нетрадиционный
0,000000001	Нанопроницаемая	Нетрадиционный

Рис. 3. Характеристика проницаемости пород-коллекторов вне зависимости от типа пустот

наблюдения». И он же приводит примечательную диаграмму соотношения нахождения нефтей и газа в сланцевых и плотных породах (рис. 2) и проницаемость плотных пород (рис. 3)[4].

Рисунок показывает огромное наше отставание от передовых мировых тенденций. Так, установленные для залежей терригенного девона Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений кондиционные значения пород-коллекторов в размере соответственно 30 и 70 мДа безнадежно устарели и так называемые породы-коллекторы по приведенной классификации должны быть отнесены к среднепроницаемым, т.е., безусловно, должны быть приняты на учет и являться объектами промышленной разработки современными технологиями. Категории плотных пород (от низкопроницаемых до нанопроницаемых должны изучаться как углеводородонасыщенные, принимающие участие в процессах внутрипластовой фильтрации и добычи нефти, а низкопроницаемая группа представлять интерес как потенциальный объект нефтедобычи. Таким образом, мы подходим к практическому признанию и использованию концепции эффективного порового пространства С.Н. Закирова [5].

В современных условиях к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, очевидно, настало время отнести и остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений. Почему-то об этом мало говорят, но в мировом масштабе этих ресурсов в среднем в 2–3 раза больше, чем принятые на учет извлекаемые запасы. Это вроде бы и обычные нефти, но условия их залегания и возможные пути извлечения требуют нетрадиционных подходов и, естественно, больших средств (финансовых и материальных) для их добычи. Наши исследования показали возможности использования этого потенциала [6].

Современная классификация нефтяных залежей, с учетом нетрадиционных нефтей, приобретает следующий вид (рис. 4).

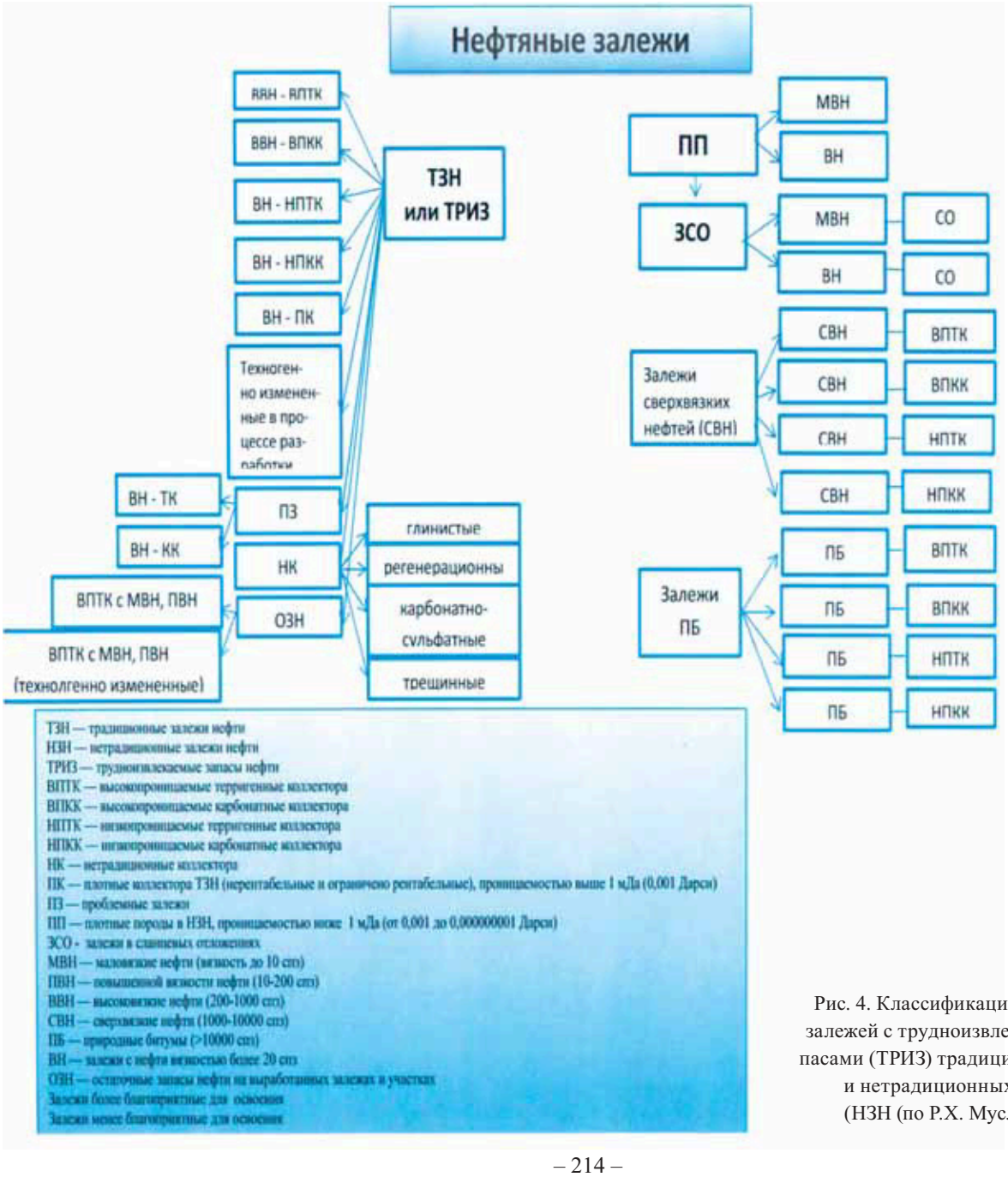


Рис. 4. Классификация нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) традиционных (ТЗН) и нетрадиционных нефтей (НЗН (по Р.Х. Муслимову).

Нефтегазосодержащих плотных пород в природе гораздо больше, чем пород-коллекторов, что обусловлено условиями осадконакопления и последующего преобразования осадков. Об этом свидетельствуют имеющиеся данные по ресурсам обычных нефтей и жидкий углеводородов сланцевых отложений. Для оценки запасов нефтей в плотных и сланцевых породах нужны специфические виды исследований, а для их добычи технологии, принципиально отличные от технологий извлечения ТЗН. Общим для этих технологий является увеличение проницаемости и области дренирования путем создания искусственных трещин и каналов фильтрации. В настоящее время это осуществляется путем бурения горизонтальных скважин и комплексирования их с многоступенчатым гидроразрывом (ГРП). Эта технология не отличается от технологии для обычных плотных пород и сланцевых. Последние отличаются от первых только их условиями осадконакопления. Одно из определений сланцев звучит так [7]: «Нефтяной сланец (oilshale) – тонкозернистые осадочные породы, содержащие минеральные вещества и большое количество керогена, который в свою очередь и представляет ценность как сырье для последующей переработки в сланцевую нефть (shaleoil)».

Но все плотные породы (в т.ч. и сланцы) требуют других (отличных от ТЗН) технологий разведки и добычи.

Геологоразведочные работы должны проводиться с учетом особенностей геологического строения плотных пород и сланцевых формаций, а также СВН и ПБ. В большинстве случаев обычные методы, связанные с поисками поднятий здесь не срабатывают. Сланцевые отложения, плотные породы, часто и природные битумы, образуют поля, плащеобразно перекрывая нижележащие отложения. Однако представляющие интерес для поисков УВ участки не имеют сплошного развития из-за большой зональной неоднородности.

Для поисков представляющих интерес участков нужны специальные методы. Здесь могут использоваться отработанные в РТ такие методы, как СЛБО, в различных его модификациях и НСЗ. Такие исследования позволят локализовать интересные и наиболее продуктивные участки. Также здесь большую роль играют геохимические и лабораторные исследования пород и насыщающих их флюидов и органики. Методы добычи зависят в основном от геолого-физических особенностей залежей. Выбор их требует громадной аналитической и исследовательской работы. В зависимости от состава УВ для выработки запасов потребуется комплексирование вышеназванной базовой технологии с физическими (волновые), тепловыми (для высоковязких УВ), газовыми методами. В дальнейшем, очевидно, будут отработаны другие технологии (например, плазменно-импульсная), позволяющие существенно увеличить КИН. Конечно, мы не сможем остановиться на массово применяемых сегодня американцами технологиях, позволяющих извлекать из недр около 10% содержащейся в сланцах нефти. Это будет классическое разубоживание запасов недр с созданием огромных трудностей для дальнейшего их извлечения, даже с возможным применением будущих эффективных технологий нефтеизвлечения.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанского гос.университета, 2003. – 596 с.

2. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2012. – 664 с.

3. ТрИЗ: включить мозг? Да. Нет.//Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 22. – С. 20–25.

4. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.

5. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 34-41.

6. *Муслимов Р.Х.* Нанотехнологии в геологии и повышении эффективности освоения залежей с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами нефти // Нефтяное хозяйство – 2009. – № 1. – С. 38–42.

7. *Морариу Д., Аверьянова О.Ю.* Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти. Нефтегазовая литология Теория и практика. – 2013. – Т.8. – № 1.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И ОСТАТОЧНЫЕ НЕФТИ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – МОЩНЫЙ РЕЗЕРВ РАЗВИТИЯ ТЭР В 21 СТОЛЕТИИ (НА ПРИМЕРЕ СУПЕРГИГАНТСКОГО РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Р.Х. Муслимов

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН

Огромные возможности добычи нефти при нетрадиционных подходах покажем на примере супергигантского Ромашкинского месторождения.

Первоначально на Ромашкинском месторождении классификация предусматривала выделение двух групп коллекторов, условно названных песчаниками и алевролитами (табл.1).

Таблица 1

Параметры	Породы-неколлекторы	Песчаник	Алевролит
Пористость, m	<11	16–26	11–16
Проницаемость, мДа	<0,01	0,16–1,5	0,01–0,16
Нефтенасыщенность, %	<50	>80	50–80
Глинистость, %	>2		

Затем, по мере накопления фактического материала в начале 80-х годов прошлого столетия, была принята действующая поныне классификация пород коллекторов, предусматривающая выделение 2-х классов пород-коллекторов, с делением первого класса по содержанию глинистых фракций на два подкласса – высокопродуктивные и высокопродуктивные глинистые (табл. 2).

Таблица 2

Параметры	Породы-неколлекторы	Породы-коллекторы		
		1 класс 2 класс		
		Высоко-продуктив-ные	Высоко-продуктивные глинистые	Малопродук-тивные
Пористость, %	<12,6	17–30	17–25	12,6–17
Проницаемость, мДа	<0,03	>0,1	>0,1	0,03–0,1
Нефтенасыщенность, %	<50,0	80,5–90,0	70–80	50,0–80,0
Глинистость, %		<2	>2,0	

По инициативе бывшего главного геолога НГДУ «Азнакаевнефть» М.В. Хусаинова была проведена переинтерпретация всех геологических материалов по методике ТАВС (В.С. Афанасьев и др.) по площадям Азнакаевнефти [1, 2].

Технология ТАВС базируется на результатах важнейших базовых петрофизических закономерностей, которые позволяют произвести детальную интерпретацию данных ГИС в разрезах скважин с заданным интервалом, обычно 0,2 м, получить результирующие кривые коэффициентов пористости (Кп), песчанистости (Кпесч), алевритистости (Кал), глинистости (Кгл), абсолютной проницаемости (Кпр.абс), общей водонасыщенности (Кв), связанной водонасыщенности электрическими и капиллярными силами (Кв.св), нефтенасыщенности (Кн), остаточной нефтенасыщенности (Кно), корректные не только в интервале коллекторов, но и во вмещающих породах, т.е. представить терригенные отложения как единый резервуар пород.

Автором были построены зависимости параметров коллекторских свойств пласта – пористости и проницаемости – от суммарного содержания в коллекторе глинистой и алевритовой фракций. Им были обоснованы новые кондиционные значения пород-коллекторов: пористость 11 и выше, проницаемость 1 мДа и выше. Граничное значение содержания пелитовых и мелкоалевролитовых фракций – 20%, нефтенасыщенность осталась в ранее принятых размерах. Новая классификация пород-коллекторов показана в табл.3.

При таком подходе коренным образом меняется геологическая модель месторождения (рис.1) [3].

Применяемая технология позволяет увеличить балансовые запасы за счет учета ранее пропущенных объемов коллекторов при детализации геологического строения объекта разработки, которые не могли учитываться по действующей классификации пород-коллекторов. Одновременно еще более значительно возрастают извлекаемые запасы по причине дифференцированных по классам пород КИН. Накопленные к настоящему времени факты извлечения нефти из некондиционных пород позволяют раздвинуть границы пород-коллекторов. В настоящее время по возможностям аккумуляции нефти могут быть приняты два предела. Первый – абсолютный, для оценки геологических запасов нефти, выше которого породы могут быть вместилищем нефти. Второй – кондиционный, выше которого нефтенасыщение пород достаточно для получения промышленного притока нефти.

Рассмотрение указанных материалов приводит нас к потрясающим выводам об одновременной различной стадийности выработки различных категорий запасов на одном и том же месторождении, и даже на одном и том

же объекте разработки [4]. А именно первый класс коллекторов (в основном пласты площадного развития) находятся в четвертой стадии, 4–5 классы на всех площадях – в начальных стадиях разработки, 2–3 классы в третьей стадии разработки. Подход к разработке этих разновидностей, в принципе, должен отличаться друг от друга. Для пластов, находящихся в начальной стадии разработки, так называемых плотных коллекторов, необходимо оптимизировать размеры эксплуатационных объектов и сетку скважин, пробурив свою сетку скважины (в основном нагнетательные в горизонтальном исполнении), в качестве добывающих использовать вновь пробуренные имеющиеся скважины (после изоляции обводненных до предела скважин или бурения БС), или БГС, организовать отдельную систему ППД с закачкой пластовой девонской воды с сохра-

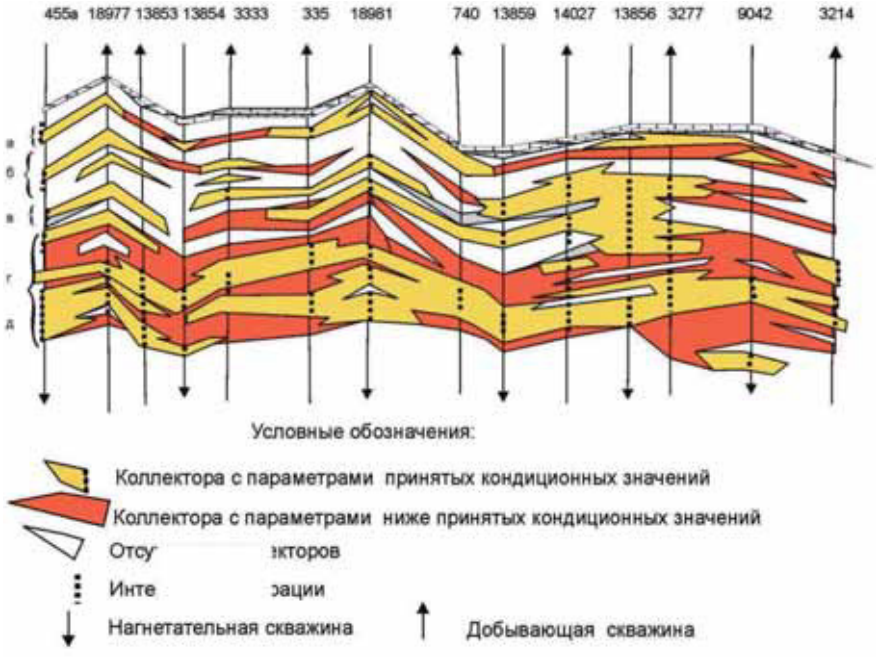


Рис. 1. Геологический профиль по линии скважин №№ 455 а-3214 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Таблица 3

ТатНИПИнефть-ТАВС					Литолого-петрографическая характеристика пластов-коллекторов (по данным Т.Е. Даниловой)								Промысловая характеристика	
Группы пород	Кпр. абс., мД	Класс коллекторов	Кгл+ал, д.е.	Кп, д.е.	Колич.соотношения пород в пластах, %			Среднее содержание фракций		преобладание м; вид неоднородности	основной вид укладки	характер насыщения пород подвижной нефтью	по продуктивности	по условиям залегания
					песчаники	алевролиты: крупнозернистые песчаники	алевролиты: разнозернистые глинистые	< 0,01%	0,01-0,05%					
I	≥ 500	I-1	< 0,20	≥ 0,18	81,9	16,8	1,3	1,7	3,1	1; 2	Рыхлая, с мелкими "сростками" зерен	Сплошное, интенсивное, довольно равномерное	Высокая	Активно заводняются водой любой плотности
II	≥ 100	II-1	< 0,20	≥ 0,11	57,4	41,4	1,3	2,9	6,7	1; 2	Рыхлая, со "сростками" зерен			
		II-2	≥ 0,20	≥ 0,11	31,3	64,6	4,1	4,9	7,5	2;1	Неравномерная, рыхлая, средняя	Сплошное, послойно неравномерное менее интенсивное	Средняя	Слабо заводняются водой плотностью ≤ $1{,}12 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3
III	≥ 10	III-1	< 0,20	≥ 0,11	33,8	53,0	13,2	4,4	15,1	2; 1; 3	Неравномерная, рыхлая, средняя	Сплошное, послойно неравномерное разной интенсивности		
		III-2	≥ 0,20	≥ 0,11	8,0	52,0	40,0	11,4	20,5	2; 3	Средняя, плотная	Прерывистое, послойно неравномерное средней, слабой интенсивности	Низкая	Практически не заводняются водой плотностью ≤ $1{,}12 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3
IV	≥ 1	IV-1	≥ 0,20	≥ 0,11	13,3	6,7	80	15,2	25,3	3; 2	Плотная, средняя	Пятнистое, слабое, полосчатое		
V	< 1	V (не коллектор)	≥ 0,20	< 0,11	–	–	–	–	–	–	–	Отсутствие подвижной нефти	–	–

нением температуры, в т.ч. методом внутрискважинной перекачки или же использованием малопроизводительных насосов с регулируемой производительностью для каждой нагнетательной скважины, обеспечить широкое применение ОПЗ скважин из категории «для плотных коллекторов».

Для высокопродуктивных глинистых и малопродуктивных коллекторов спроектировать системы разработки с бурением нагнетательных ГС, при необходимости отдельных добывающих ГС, системы ППД, рассредоточенной с использованием насосов малой и средней производительности при специальной водоподготовке, либо закачки пластовой девонской воды, с широким применением МУН из категории «низкопроницаемых и глинистых пластов», а также высокообводненных участков.

Для объектов, находящихся в третьей стадии разработки провести детальный анализ влияния закачки воды на выработку запасов и по его результатам полностью изменить систему воздействия по схеме, предложенной В.М. Хусаиновым [1], или по системе вертикально-горизонтального заводнения, предложенной С.Н. Закировым [5]. Для оптимального размещения нагнетательных скважин необходимо, во-первых, построить структурную карту по кровле репера «верхний известняк». Одновременно строится карта плотностей остаточных запасов в целом по горизонту с указанием индекса пластов и нефтенасыщенных их мощностей, по которым намечается система оптимизации заводнения. Это поможет целенаправленно выбрать нагнетательные скважины. При выборе нагнетательных скважин также используются карты выделенных на месторождении геологических тел. Для улучшения выработки пластов и снижения обводненности для этих объектов можно рекомендовать применение потокоотклоняющих и комплексных технологий (ЭЦ, полимеры, СПС, ВУСы, щелочи, РНДК, ЩПСК и др.), работающих в условиях частично заводненных пластов. По этой группе объектов необходимо ставить задачу достижения на первом этапе проектной нефтеотдачи при благоприятных экономических показателях.

Это кропотливая работа, но цена вопроса огромная – возможное увеличение запасов на крупных, а затем и других месторождениях на 10–15% только за счет аналитической и научной работы. Будут получены изумительные результаты при ничтожной затрате средств.

Увеличение извлекаемых запасов может быть обеспечено:

– за счет новых запасов 5-го класса пород-коллекторов (ранее не учитываемых в балансе);

– за счет повышения нефтеотдачи (по фактическим данным) по коллекторам 1-го класса (с 0.547 до 0.7);

– за счет целенаправленного ввода в разработку остаточных подвижных запасов и повышения КИН.

При этом мы опираемся на исследования ООО «ЦСМРнефть» [6]. Суть их основных положений заключается в том, что при построении геологических моделей нефтяных залежей необходимо:

– изучать распределение по объему каждой из них не только балансовых, а всех геологических запасов нефти, дифференцируя последние на подвижные, малоподвижные и неподвижные;

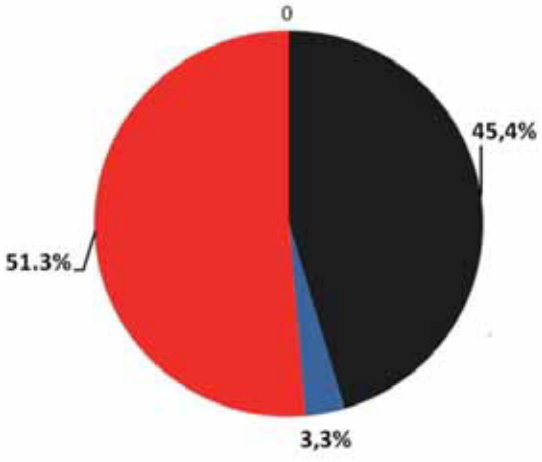
– фиксировать местоположение и определять фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) не только нефтенасыщенных, но и всех «плотных» и водонасыщенных прослоев, заключенных между непроницаемыми кровлей и подошвой той единой гидродинамической системы, частью которой является рассматриваемая залежь или рассматриваемая совокупность нефтяных пластов. При этом показана большое влияние так называемых плотных результатов на нефтевытеснение в целом по объекту разработки.

На следующем этапе в массовом и системном порядке применить МУН, работающих на доотмыв остаточной нефти (на участках обводненностью до 99% и более). К таким методам можно отнести технологии закачки композиции ПАВ «НИИнефтепромхим» (СНПХ-9633), сшитые ЭЦ, использование наноматериалов МДК «Кварц», воздействие импульсно-ударным способом на сжимаемую среду для образования системы трещин в пласте, вплоть до разрушения коллектора до фракционного состава, когда в качестве вытесняющей силы начнет работать горное давление. Все эти методы имеют цель, – уменьшив обводненность продукции скважины, увеличить их дебит по нефти. В большинстве случаев нерентабельные скважины превращаются в рентабельные. Одновременно необходимо оптимизировать всю систему разработки с целью сохранения оптимального уровня пластового и забойного давлений. Регулирование закачки и отборов должно производиться по системе АСКУ-ВП разработки КГУ.

После того как приведенные МУН перестанут давать эффект необходимо переходить на ФОЖ. Но этот процесс форсированного отбора не должен проводиться в стационарном режиме. Он должен чередоваться с периодами остановки скважин на переформирование залежи. Темпы форсировки, остановки и пуска скважин должны подбираться опытным путем. Цель – добывать больше нефти и меньше воды. Через какое-то время циклы АСКУ-ВП – МУНы – ФОЖ – Пауза – АСКУ-ВП – МУНы – ФОЖ можно повторять. Закачка воды должна вестись циклически с переходом в отдельные периоды на импульсный режим закачки и отбора. ФОЖ можно комплексировать с наукоемкими волновыми методами. Этот период разработки будет по времени наиболее длительным. Во всяком случае, он превысит весь предыдущий период эксплуатации месторождения. За этот период времени по этой группе высокопродуктивных объектов будет достигаться высокая нефтеотдача (около $К_{выт.}$), т.е.существенно выше проектного уровня.

После исчерпания возможностей увеличения КИН на участках с высокой нефтеотдачей и предельной обводненности следует проводить работы по отключению их из эксплуатации на какой-то период (0,5–1 год и более) для переформирования залежи. Как показывает опыт повторного пуска в эксплуатацию ранее выведенных из разработки участков в РТ и других регионах России, в результате переформирования залежи происходит значительное

Анализ состояния запасов нефти Ромашкинского нефтяного месторождения. По официальным данным



По данным анализа с учетом уточнения геологического строения и применения новых технологий разработки



Рис.2

(на 10–15% и более) снижение обводненности и соответственно увеличение добычи нефти [7]. Повторная эксплуатация участков в таких случаях ведется рентабельно. После проведения экспериментов можно будет определить продолжительность периодов остановки участков в различных геологических условиях и рекомендовать более мощный способ эксплуатации залежи на поздней стадии с периодической остановкой добычи отдельных участков на переформирование при одновременной эксплуатации остальной высокообводненной части залежи на специальном режиме. Наша оценка показывает дополнительное увеличение КИН не менее, чем на 5 процентных пунктов.

Даже при применении АСКУ-ВП и мощнейших методов регулирования процессов разработки в поздней стадии добыча больших объемов попутной воды неизбежна. С этим придется мириться. Проблема утилизации воды решается инновационной разработкой ООО «Нефть XXI век».Н.П. Кузьмичева. Суть ее в снижении себестоимости и увеличение объемов добычи нефти в Республике Татарстан путем кратковременной методичсекой эксплуатации скважин (КЭС) и внедрения способа «безводной» добычи нефти (БДН). Цель – снизить себестоимость добычи нефти как на новых, так и на старых месторождениях [8,9].

Если раньше считалось, что даже такой супергигант, как Ромашкинское месторождение, будет разрабатываться 40–50 лет, то мы обосновали, что его разработка будет длиться около 250 лет, в том числе только в так называемой «завершающей» стадии около 200 лет (сегодня по нашей терминологии – это поздняя стадия и она главная для оптимизации добычи и максимизации КИН). При этом подвижные извлекаемые запасы Ромашкинского месторождения возрастают на 13,8%, балансовые – на 11,7% (рис.3). Сроки разработки месторождения возрастут

на 130 лет. При этом четвертая стадия разработки будет плавно переходить в стадию доразработки с извлечением части остаточных запасов нефти.

Для уменьшения отставания от Запада в изучении плотных пород на супергигантском Ромашкинском месторождении нам необходимо как минимум срочно пересмотреть кондиционные значения пород-коллекторов по всем объектам разработки в соответствии с отработанными методами. Одновременно начать работы по изучению так называемых плотных разделов между пластами выделенных эксплуатируемых объектов (до нанопроницаемых). Затем следует начать исследования на предмет выявления нефтенасыщенных пластов проницаемостью до наноуровня по всему разрезу палеозоя. При этом необходимо обратить внимание на изучение покрышек. Сегодня даже экспертно невозможно оценить, что мы можем получить в результате таких исследований. Но уже можно полагать, что речь может идти о новых миллиардах тонн УВ, в разрезе палеозоя. Это будет уже новая история нефтяной отрасли РТ.

Литература

1. *Хусаинов В.М.* Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологичсекие основы, практика): автореф. дис. ... .докт. техн. наук. – М., 2011. – 50 с.

2. *Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н.* Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного моделирования месторождений нефти и газа // Тр. III Междунар. научн. симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». – М., ОАО «ВНИИнефть», 20–21 сентября 2011 г. Том 2. – С. 130–135.

3. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2012. – 664 с.

4. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2014. – 750 с.

5. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с.

6. *Волков Ю.А., Данилова Т.Е., Касимов Р.С.* О необходимости послойного изучения керна с привязкой к ГИС без нарушения естественной последовательности напластования // материалы региональной науч.-практич.конф. «Проблемы повышения геологической информативности геофизических исследований скважин, Казань, 13 ноября 2007 г. – Казань: Изд-во «Плутон», 2007. – С.64–80.

7. *Дьячук И.А.* К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов//Георесурсы – 2015. – № 1(60) – С.39–46.

8. *Кузьмичев Н.П.* Проблемы внедрения инноваций в нефтяной отрасли промышленности Татарстана и возможные пути их решения // Георесурсы. – 2011. – № 3 (39). – С.36–39.

9. *Кузьмичев Н.П.* Отраслевые инновации: почему со скрипом? // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 4(257). – С.62–65.

СТРАТЕГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ МЕЛКИХ И СРЕДНИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РТ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

Р.Х. Муслимов

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН

К малопродуктивным мы относим месторождения (МПМ), которые при применении традиционных методов разрабатываются со сравнительно низкими технико-экономическими показателями и низкой нефтеотдачей. Причиной этого являются особенности геологического строения (небольшие размеры месторождений, сравнительно низкая концентрация запасов как по площади, так и по разрезу, превалирующая доля трудноизвлекаемых запасов, низкая продуктивность скважин, большая зональная и послойная неоднородность пластов, низкие товарные качества нефтей и попутных газов).

Малопродуктивные мелкие месторождения обладают весьма сложным геологическим строением. Оно усугубляется большим разнообразием и большим количеством залежей с весьма различными геолого-физическими характеристиками. Так, на месторождении с НИЗ – около 5 млн т обычно бывает 50–60 залежей. Большая часть запасов нефти приурочена к весьма неоднородным карбонатным коллекторам. В целом они хуже изучены, чем терригенные пласты. Развиты трещинно-поровые, трещинные, трещинно-порово-кавернозные разности пород. В этих условиях имеющиеся в отрасли методы их изучения не позволяют определять реальные расчетные параметры и поэтому значения запасов нефти в карбонатах (даже утвержденные в ГКЗ) весьма условны и, как правило, в большинстве своем занижены. Об этом говорят данные длительной эксплуатации залежей в карбонатных пластах. Положение усложняется тем, что большинство залежей содержат вязкие (ВН) и высоковязкие нефти (ВВН).

Все эти причины весьма усложняют вопросы освоения этих месторождений и вместе с тем делают задачу повышения нефтеизвлечения еще более актуальной.

В большинстве случаев простой перенос накопленного опыта разработки залежей, в основном состоящих из АЗН и только частично с ТЗН, на объекты с ТЗН с категориями различной сложности не позволяет решить проблему их достаточно эффективной выработки. Потому что здесь мы имеем дело с совершенно другими объектами. Особенность ТЗН в том, что на эффективность их выработки определяющее влияние оказывают незначительные, казалось бы, особенности деталей геологического строения, которые в большинстве случаев мы либо не знаем, либо не акцентируем на них свое внимание. Поясним это на некоторых примерах.

Так, даже наличие незначительной трещеноватости в кровле кизеловской залежи Тавельского месторождения, по данным Р.Х.Закирова, в 1,5–1,8 раз увеличивает дебиты нефти и КИН, а дебит нефти прямо зависит от вскрытой мощности пласта (рис. 1, 2).

По залежи башкирского яруса Аканского месторождения, представленной крайне неоднородными карбонатными пластами, применение методов заводнения (в том числе при обработке наножидкостью) оказалось не эффективно. Это объясняется наличием трещин различного происхождения. Здесь на фоне мелких трещин различной генерации присутствуют и более крупные вертикальные и субвертикальные трещины тектонического происхождения. Эти особенности строения залежи были выявлены недавно современными методами исследований И.Н.Плотниковой и В.П.Морозовым. Естественно, в этих условиях любые жидкости для вытеснения нефти из карбонатов не будут работать, пока не удастся залечить крупные тектонические трещины. Для этого нужны совершенно новые инновационные технологии. За выполнение этой задачи взялась Л.К.Алтунина. После проведенных длительных оригинальных исследований мы поняли причины неэффективности обычных методов заводнения. Задача архисложная – нужно залечить мощные вертикальные тектонические трещины и заставить мелкие трещины в теле залежи принимать воду.

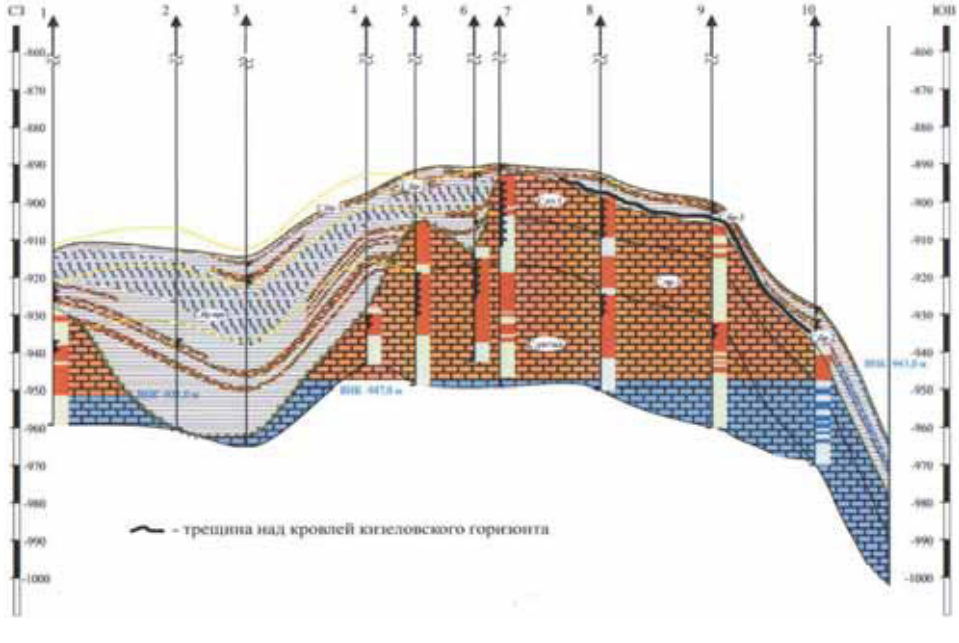


Рис. 1. Геологичский профиль отложений нижнего карбона

В серпуховско-башкирских отложениях Ромашкинского месторождения (зал. 301–302), как установил в кандидатской диссертации Д.В. Гуськов, в пределах положительных локальных осложнений происходит сжатие в подошвенной части пласта, что сдерживает темпы обводнения скважин подошвенной водой. Безводные периоды на таких участках максимальны, что позволяет рекомендовать данные участки залежи как наиболее перспективные для заложения добывающих скважин, зарезок вторых стволов и проведения различных геолого-технических мероприятий с целью получения притоков нефти с низкой обводненностью. Отрицательные же локальные осложнения являются зонами разуплотнения коллекторов в зоне ВНК, приводящие к интенсивному обводнению, поэтому необходимо производить выработку запасов этих участков залежи в щадящем режиме (рис.3). Однако небольшой мощности плотный пропласток в районе ВНК способствует сдерживанию обводненности, служа в качестве водоупора.

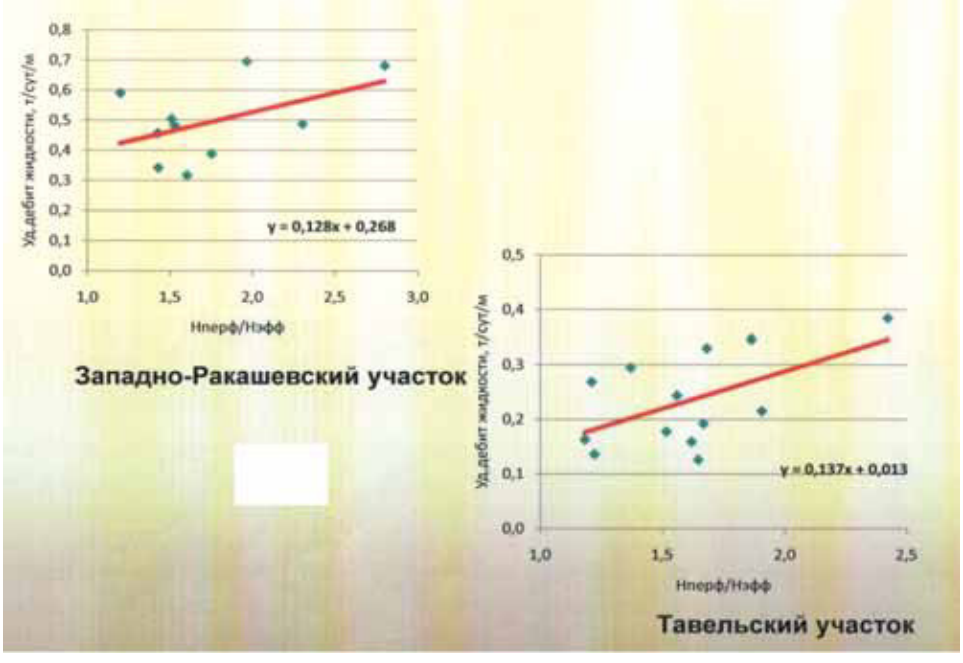


Рис. 2. Зависимость мощности интервалов перфорации от нефтенасыщености

Кардинальное решение задач создания путей и способов эффективной разработки месторождений с ТЗН с повышением темпов выработки запасов до уровня месторождений с АЗН и кратного увеличения нефтеотдачи мы видим на путях инновационного проектирования разработки [1]. При этом основной задачей последнего является тщательное изучение деталей геологического строения объекта (в том числе на наноуровне – наногеология). По результатам этих исследований осуществлен подбор из имеющихся в России и мире технологий (а их сегодня достаточно для любых геологических условий) наиболее эффективных для данных геолого-физических условий методов. Создавать их в массовом порядке пока не надо, можно лишь комплексировать разные методы применительно к нашим конкретным условиям. Создавать нужно только принципиально новые наукоемкие технологии. Но для этого возможности отечественной науки весьма ограничены. Однако сегодня мы сможем обеспечить по МНК воспроизводство запасов и стабильное развитие по крайней мере до 2030 г.

Для этого прежде всего на всех МПМ необходимо создать рациональные системы разработки, используя наши исследования 80-х годов прошлого столетия по влиянию плотности сетки скважин (ПСС) на КИН (рис.4) [2].

Доказано, что наиболее эффективным мероприятием в данных условиях является постепенное уплотнение

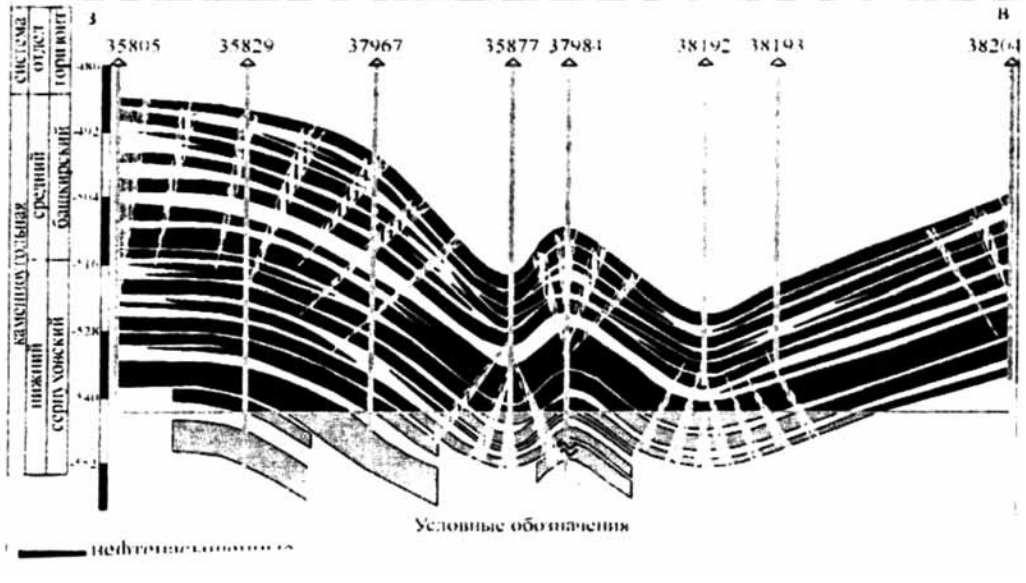


Рис. 3. Схематический геологический профиль серпуховско-башкирских отложений с характерными особенностями развития трещиноватости в положительных и отрицательных структурных осложнениях

сетки скважин. Так на мелких месторождениях РТ мы вначале уплотнили сетки скважин в среднем вдвое (с 16 до 8–10 га(скв). В настоящее время кое-где идет еще большее уплотнение. При этом опасность переуплотнения сетки скважин нам не угрожает. Поскольку для кардинального повышения КИН в таких условиях неизбежно применение тепловых МУН, а последние требуют применения более плотных сеток скважин (2–3 га/скв). Нынешняя стратегия разработки таких месторождений заключается в оптимизации сеток скважин, систем воздействия (в основном заводнение) на ранних стадиях разработки с переходом на тепловые МУН на поздней стадии. А до этого необходимо подготовить оптимальную для внедрения тепловых МУН систему размещения скважин с соответствующей ПСС (рис. 4) [3].

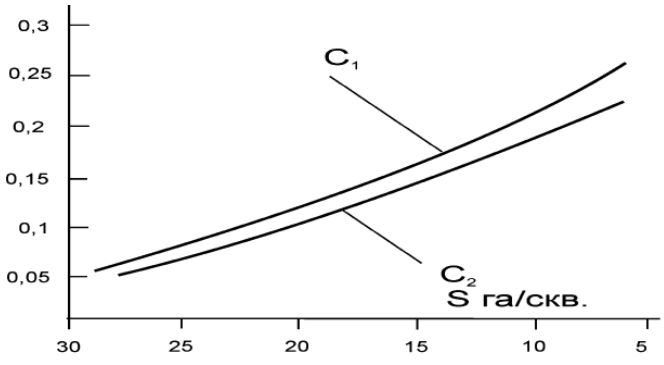


Рис. 4. Зависимость КИН от ПСС в различных геологических условиях РТ

Последние исследования в РТ показывают, что в сложных условиях наших месторождений с ТЗН взаимовлияние скважин наблюдается лишь на расстояниях не более 150–200 м. Следовательно, даже при традиционных методах разработки расстояние между скважинами не должны быть больше этих значений. При этом уплотнение сетки скважин следует проводить в комплексе с хорошо зарекомендовавшим в этих условиях применением оборудования для совместно раздельной эксплуатации двух пластов (ОРЭ) в разных модификациях ОРЗ, ОРД/З.

Это обусловлено многопластовостью и многообъектностью месторождений РТ. На мелких и средних месторождениях оборудование для совместно-раздельной эксплуатации нужно для разделения ранее единого объекта – верей-башкирских отложений, тульского и бобриковского, кизеловско-черепетского и упино-малевского горизонтов турнейского яруса, бобриковских и кизеловских отложений и др. Все это позволяет при выделении на месторождениях максимального числа объектов самостоятельной разработки уменьшить количество объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин, как правило, в 2 раза.

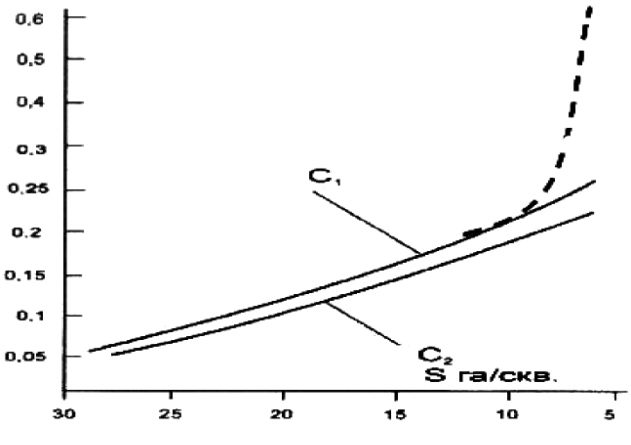
Для повышения конкурентоспособности МНК в последнее время предложено широкое применение легких, дешевых методов стимуляции скважин (новые модификации сверлящих перфораторов, глубокого гидромониторного радиального вскрытия, гидропескоструйная перфорация, применение перфогена, методы щелевой разгрузки пласта, способы депрессионно-гидродинамического воздействия, локальный газодинамический разрыв пласта-ЛГРП, ЗГРП, пороховой генератор давления акустический-ПГДА, твердотопливные заряды-ТТЗ, комплексные технологии и др.) [4].

Эти методы хотя и дают небольшой прирост добычи (1–1,5 т/сут). Но в силу их низкой стоимости достаточно эффективны. Но иногда эффективны и более дорогие методы (например ГРП, дающие дополнительное увеличение дебита на 10 т/сут. И более), хотя теоретически они вроде бы не должны давать большой эффект. Это скорее всего свидетельствует о недостаточном знании нами деталей строения этих карбонатов.

Обзор различных методов увеличения нефтеотдачи для рассматриваемых месторождений показывает высокую эффективность уплотнения сетки скважин до оптимальных значений в комплексе с применением тепловых МУН (в первую очередь паротеплового воздействия ПТВ) [5]. Это довольно сложный и дорогой процесс. Но в начальной стадии добиться достаточных результатов можно с применением паро-тепловой обработки скважин (ПТОС) в комплексе с уплотнением сетки скважин УСС и внедрением волновых методов стимуляции скважин [6]. Возможности УСС в комплексе с тепловыми МУН приведены на рис. 5 [4].

Освоение залежей в плотных породах и сланцах позволяет всем нам по-новому воспринимать открывшиеся возможности наращивания ресурсов УВ в сложнейших геологических условиях. Совершенно меняются наши представления о кондиционных границах проницаемости пород.

На МПМ, так же как и на крупных, необходимо обратить особое внимание на изучение плотных пород по всему разрезу палеозоя на предмет выявления нефтенасыщенных частей разреза с проницаемостью до нано-уровней. Нужно освоить имеющиеся на западе методы этих исследований и возможные технологии извлечения нефти из плотных пород (в т.ч. сланцевых). Это совершен-



-- при уплотнении сетки скважин.

- – при комплексе ПТВ с уплотнением сетки скважин.

Рис. 5. Зависимость КИН от применения комплекса ПСС и ПТВ для залежей нижнего и среднего карбона РТ (по Р.Х. Муслимову)

но новое направление работы на длительную перспективу, возможную пользу и эффективность даже приблизительно можно будет оценить только через 15–20 лет. Но по общегеологическим соображениям речь может идти о сотнях и более миллионов тонн совершенно новых ресурсов нефти. Все это позволит увеличить сроки разработки таких месторождений на десятки лет.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С.12–16.

2. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г.* Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат, 1989.

3. *Р.Х. Муслимов.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «Фэн». ТАН РТ, 2012. – 664 с.

4. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: (оптимизация добычи, максимизация КИН) учебн. пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.

5. *Кудинов В.И.* Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязкой нефти. – М.: Нефть и газ, 1996. – 283 с.

6. *Ганиев Р.Ф.* Проблемы и перспективы волнового машиностроения и волновой технологии в топливно-энергетическом комплексе// Передовые технологии на пороге XXI века. – М.: НИЦ Инженер, 1998.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ТРАДИЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ЗАЛЕЖИ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ СТАНУТ ОПРЕДЕЛЯЮЩИМИ ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ ТЭР УЖЕ С СЕРЕДИНЫ ТЕКУЩЕГО СТОЛЕТИЯ

Р.Х. Муслимов

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН

В начале 21-го столетия Россия получала невиданные преимущества для своего экономического развития. Во-первых, за счет небывалого роста цен на нефть, которые за последние 30 лет возросли в 38 раз. То же самое по газу, так как цена последнего привязана к цене нефти. Во-вторых, за счет использования созданного в советский период мощного потенциала при получении в рыночных условиях доступа к надежной западной технике и технологиям (в оборудовании для нефтедобычи СССР по оценкам отставал от Запада на 30–40 лет).

Даже ведущие специалисты и эксперты не прогнозировали такой хорошей конъюнктуры. Цена на нефть на прогнозируемый период до 2035 г. различными экспертами и организациями оценивается в пределах от 50 до 200 долл./барр, причем 50 в кризисные, 200 в наиболее благополучные годы.

Прошлый год показал правоту этих экспертов. Но эта правота оказалась угрожающей для национальной безопасности и суверенитета России. Во-первых, кризис наступил, как всегда, неожиданно, когда его не ждали. Во-вторых, уходящая на столетия (ко временам Полтавской битвы) украинская проблема вылезла с прежней закономерностью, приуроченная к времени ослабления России, но более серьезная и пугающая из-за новой глобальной геополитической ситуацией в мире. Нам всем надо понять, что западные санкции против России надолго и всерьез. Они, кардинально ослабили Россию и крайне осложнили выход ее из этого кризиса в обозримом будущем по причине утраты достижений СССР в науке, образовании, здравоохранении, управлении и других сферах деятельности. Самое серьезное – деградация человеческого потенциала: замена творческого производителя – на квалификационного потребителя, думающего только о своих самых низменных потребностях. Самое главное – вопиющая несправедливость и коррупция, кумовское управление во всех звеньях государства, не позволяющее консолидировать общество для целенаправленных действий по нейтрализации негативных явлений в экономике и внутренних и внешних вызовов безопасности и суверенитету страны. А без консолидации и мобилизации общества для преодоления последствий кризиса и отлучения России от западных финансовых инструментов, технологий и оборудования нечего и думать о дальнейшем нормальном развитии страны.

Большую роль в выходе из системного кризиса на первых порах могут традиционно оказать нефть и газ. Но здесь положение усугубляется снижающейся конкурентностью российской нефти из-за высоких всевозрастающих издержек производства.

Для кардинального улучшения ситуации в НГС необходимы меры, позволяющие наиболее полно использовать конкурентные преимущества РФ, которые заключаются в огромном потенциале недр. Этот потенциал необходимо использовать рационально, для чего нужно выбрать правильные направления освоения ресурсов недр.

В последних энергетических стратегиях России и их различных обсуждениях, в том числе на высоком уровне, приоритеты даются шельфу арктических и восточных морей, а на суше – Восточной Сибири. Эти направления геологически слабо изучены. При этом любые ГРР (особенно на шельфе) связаны с огромными затратами средств. То же с организацией добычи нефти. Положение осложняется полным отсутствием у нас оборудования, технологий и опыта работы на шельфе вообще и особенно в сложнейших арктических условиях. Введение санкций не позволяет надеяться на проведение работ в этих условиях в среднесрочной перспективе – 10–15 лет. И это хорошо.

Иначе некоторые компании могли ввязаться уже сейчас в это пока безнадежное дело и вложить большие средства без гарантии успеха – рентабельной, безаварийной работы.

Отсутствие какой-либо инфраструктуры, сложные природно-климатические условия, огромная территория Восточной Сибири также требуют значительных затрат на освоение этого региона (прежде всего государственных), а на это при современных и прогнозируемых на среднесрочную перспективу (80–100 долл./барр.) у страны не будет достаточных средств. При определении направлений работ по наращиванию потенциала добычи УВ основное внимание необходимо обратить на старые, ставшие традиционными области нефтедобычи, а также примыкающие к ним районы. Прежде всего это Зап. Сибирь. Здесь из открытых в разработку не введено более 230 месторождений. Кроме того, здесь достаточно большие перспективы открытия большого количества новых месторождений. Велик потенциал Тимано-Печорской провинции. Сохраняются возможности новых открытий и в Волго-Уральской НГП, в том числе в Мезенской и Московской синеклизах, при использовании новых геологических идей [1.2].

Но главным направлением воспроизводства запасов нефти в старых районах добычи должны стать углубленные геологические исследования действующих и открытых месторождений современными общепризнанными методами и внедрение на этой основе новых методов увеличения нефтеотдачи.

Для устойчивого развития НГС Республики Татарстан на длительную перспективу появилась настоятельная необходимость более глубоко оценить на количественном и качественном уровне углеводородный потенциал республики с учетом современных достижений в геологическом изучении недр и возможности современных технологий в использовании этого потенциала не только до 2030 г., но и не менее чем до середины текущего столетия. И самая главная цель – обеспечить длительное устойчивое развитие НГС.

На рис. 1 показана официально принятая и экспертная оценка ресурсов обычной и нетрадиционной нефти. Этот рисунок свидетельствует об огромном углеводородном потенциале недр РТ. Здесь приведены ресурсы с учетом современных технологий разработки и внедрения МУН, а также возможности извлечения СВН, ПБ и сланцевой нефти. Обращают внимание огромные ресурсы так называемых неподвижных УВ. Конечно в дальнейшем и они не будут забыты. А пока следует сосредоточиться на проблемах извлечения подвижных УВ.

Опыт США, которые, на 40 лет потеряв 111-летнее первенство в мире по добыче жидких УВ, снова вышли на первое место, показывает:

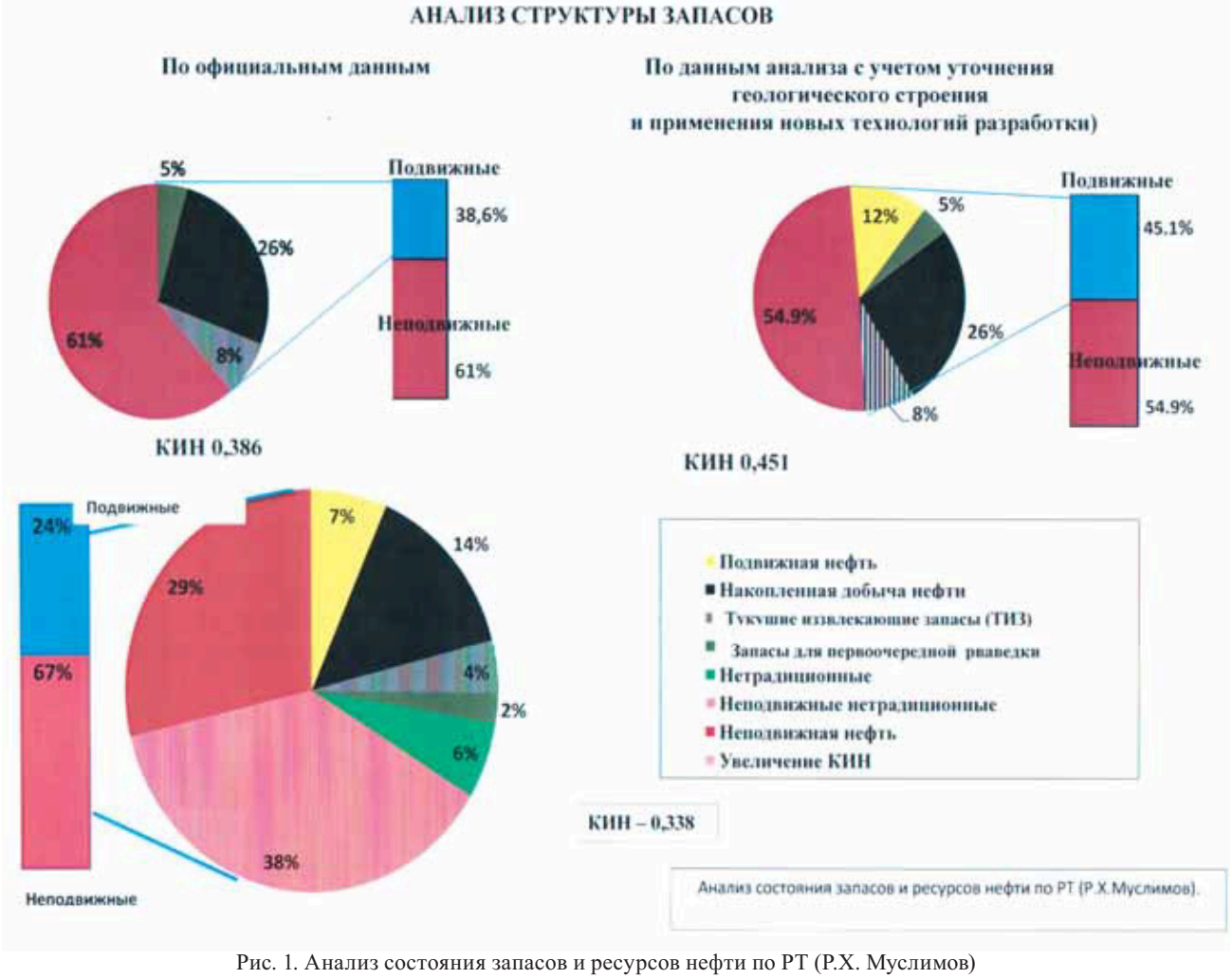


Рис. 1. Анализ состояния запасов и ресурсов нефти по РТ (Р.Х. Муслимов)

– во-первых, что освоение трудноизвлекаемых запасов традиционных нефтей (ТН) и нетрадиционных залежей нефтей (ТЗН) требуют совершенно новых технологий проектирования, разработки и добычи;

– во-вторых, в этом процессе основную роль играет государство, а НК должны проявлять желание тесного сотрудничества с госорганами недропользования.

Сегодня мы имеем парадоксальную ситуацию: в США – цитадели свободного предпринимательства – существует жесткое государственное регулирование недропользования, способствующее интеллектуализации процессов добычи нефти. В России же продолжается неолиберальный курс, ориентированный на фетишизацию рынка в управлении недропользованием и минимизацию роли государства в этом процессе, приводящие к примитивизации и деинтеллектуализации НГС.

Эффективность и простота норм и правил, связанных с предоставлением лицензий и вопросами собственности на землю, привели в США к стремительному росту числа лицензий на право пользования недрами: «к 2012 г. их число достигло 63000 (в России – чуть более 3000). Вся система регулирования нефтегазового сектора США ориентирована на стимулирование недропользователей к применению новых методов добычи.

В Техасе, чтобы получить разрешение на буровые работы потребуется четыре дня, а в РФ – 1–1,5 года [3].

Важно, что отдельные штаты имеют свою значимую нишу в стимулировании инновационной деятельности в нефтегазовом секторе. В Техасе, например, действует закон, согласно которому в случае применения методов увеличения нефтеотдачи пласта предоставляются значительные налоговые льготы на период до 10 лет. Доминантой политики в области регулирования нефтегазового сектора в США является стимулирование недропользователей к принятию повышенных рисков при испытаниях и освоении новых инновационных методов добычи [4].

Особенно бережно относятся в США к применению МУН. Основная цель стимулов – вознаграждение недропользователей за высокие финансовые затраты и технический риск при испытаниях и освоении методов увеличения нефтеотдачи по сравнению с традиционными методами добычи нефти. В противном случае такие проекты могут быть нерентабельными и недропользователи их реализовывать не будут. В результате остановятся исследования и внедрение новых технологий. Эти технологии вначале очень дороги и потому считается, что они имеют невысокие шансы на успех вследствие недостатка опыта их применения. При внедрении различных усовершенствований их стоимость существенно снижается и они становятся доступными для всей нефтедобывающей отрасли.

В США экономические стимулы выступают в двух формах : это прямая финансовая поддержка правительства и с утверждением система федеральных и штатных налоговых льгот. Такая система действует уже примерно четверть века с утверждением Конгрессом США национальной программы стимулирования в области рационального использования недр. Эта программа, в частности, предусматривала реализацию проектов испытаний и освоения методов увеличения нефтеотдачи. Отбор проектов осуществлялся на конкурсной основе.

Обычно при выявлении победителей конкурса учитывается не только эффективность технологии, но и то, насколько широкое распространение она может получить в нефтедобывающей отрасли. Роль правительства при этом не сводится лишь к поддержке недропользователя в осуществлении определенного проекта и связанного с ним проведения научно-исследовательских работ. Конечной целью является организация распространения новой технологии и повышение технологического уровня отрасли в целом.

Мы понимаем, что в силу нашей ментальности наше государство не в силах повторить такие меры повышения эффективности освоения новых категорий запасов, но что-то, хотя бы отдаленно похожее на это, мы должны предпринять. Иначе – перманентное углубление отставания от Запада.

Гендиректор ГКЗ И.Шпуров пишет [5]: «ГКЗ призывает льготировать не объемы добычи ТрИЗ, а внедрение технологий, которые позволяют сократить саму категорию трудноизвлекаемых запасов. Налоговый пряник необходимо сочетать с административным кнутом, усилив контроль за проектами разработки ТрИЗ».

Соглашаясь с приведенными положениями, считаю необходимым конкретизировать их.

Во-первых, внедрение новых технологий не позволяет сократить саму категорию ТЗН, а сами технологии всегда будут существенно дороже, чем применяемые для выработки АЗН;

Во-вторых, при этом мы решаем задачу частично – увеличив темпы разработки ТЗН до уровня АЗН, мы не можем повысить конечный КИН по ТЗН до уровня АЗН (опыт по выработке ТЗН в РТ приведен на рис. 2). Для вязких нефтей КИН будет на уровне 0,36–0,45, для легких – 0,5–0,6. Это без применения тепловых методов. При внедрении последних разница в КИН может уменьшиться. Но затраты будут существенно больше.

Ввод в промышленную эксплуатацию традиционных залежей с ТЗН и залежей нетрадиционных нефтей (НТН) требуют повышения на порядок промыслово-геофизических, гидродинамических и особенно лабораторных исследований. А само проектирование разработки потребует многомодельных, многовариантных способов воздействия на пласт, на принципах инновационного развития (рис. 3). Завершающим в этой схеме и решающим является проведение ОПР. Только их результаты могут явиться основанием для массового внедрения и тиражирования новых технологий, наиболее эффективных для конкретных геолого-физических условий проектируемого месторождения. Для месторождений с ТЗН и НТН такие работы лучше проводить на научных полигонах. Недропользователей, добывающих на этих полигонах нефть, освободить от всех налогов на весь период проведения ОПР (5–10 лет). Это позволит проводить НИР и ОПР в режиме самофинансирования [6].

При этом будут отработаны новые инновационные технологии, тиражирование которых на мелких месторождениях РТ с ТЗН позволит удвоить их извлекаемые запасы и существенно нарастить добычу.

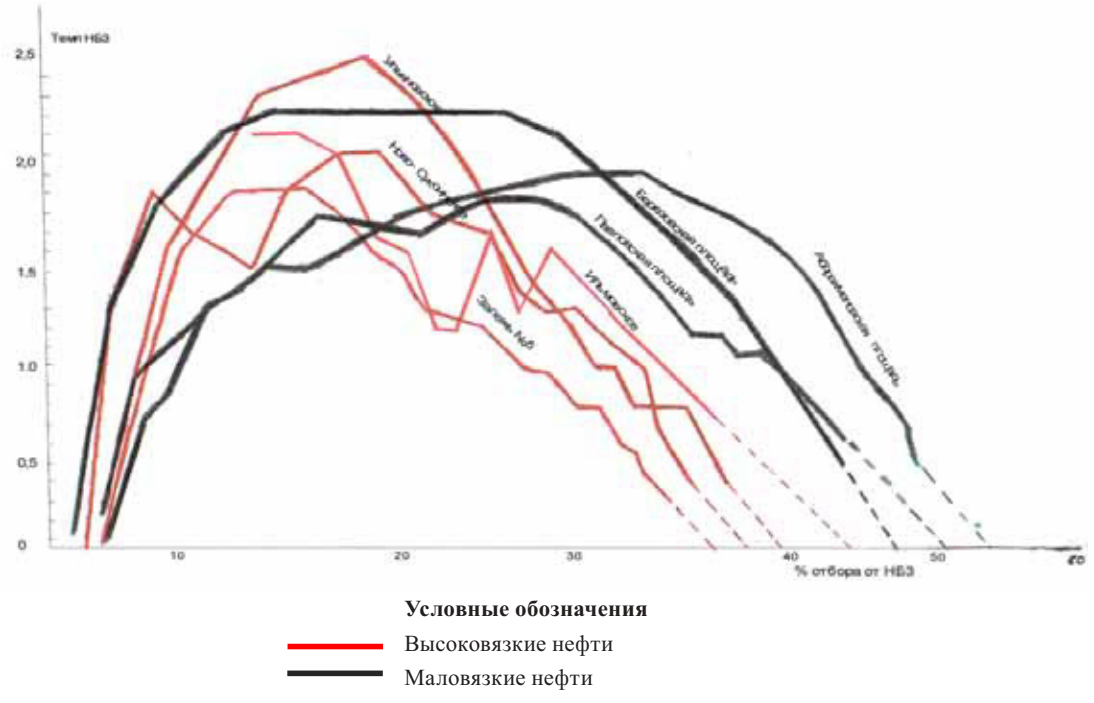


Рис. 2. Эффективность заводнения залежей нефтей с различной вязкостью

Без официально обозначенного научного полигона для испытания новых технологий и изменения обязательного комплекса геолого-геофизических исследований скважин (ГИС), совершенствования лабораторных исследований вопросы рациональной разработки с увеличением КИН по месторождениям с ТЗН и НТН не решить. Необходимо установить специальный порядок лицензирования недропользования научных (учебных) полигонов с льготированием добычи при проведении ОПР для внедрения инновационных методов проектирования разработки месторождений. А цена вопроса при задействовании всей системы для мелких месторождений РТ – получение дополнительных извлекаемых запасов 400 млн т.

Опробования наиболее перспективных технологий также можно проводить по специальным, утверждаемым ЦКР проектам, обосновывающим режим льготирования добычи нефти на период осуществления проекта.

Внедрение отработанных технологий следует проводить по проектам инновационного развития добычи на конкретном месторождении. В этом случае наиболее предпочтительным было бы льготирование дополнительной добычи нефти за счет применения новых технологий. Перечень параметров льготирования должен определяться в соответствии с классификацией залежей ТЗН и НТН для благоприятных категорий ТЗН (освобождение от НДПИ) и для неблагоприятных категорий ТЗН и НТН (освобождение от всех налогов, исключая налог на прибыль).

В любом случае подходы к освоению залежей ТЗН и НТН будут иными при освоении традиционных месторождений со значительной долей активных запасов нефти. Все это потребует дополнительных усилий и средств. Усложнение же геологических условий будет повышать себестоимость добычи таких нефтей за счет внедрения более сложных и дорогих МУН. Более сложные МУН (тепловые, газовые) сами по себе дорогие, но менее дорогие (физические, химические и др.) могут потребовать уплотнения сетки скважин, что приводит к удорожанию работ. Возможности различных методов увеличения КИН для условий РТ с учетом стимулирования добычи приведены в табл.1.



Рис. 3. Схема инновационного проектирования

Таблица 1

Увеличение КИН в различных геологических условиях месторождений РТ

Геологические условия	Реальный КИН при применяемых технологиях	КИН при УСС	КИН при УСС и изменении кондиций	КИН при внедрении третичных МУН	Изменение системы разработки	Налоговое стимулирование
1. Горизонты $Д_1Д_0$ крупных месторождений						
1.1. Ромашкинское	0,528	0,56	0,6	0,65	УСС до 12га/скв	Действующие льготы на выработанность запасов. Отмена экспортной пошлины
1.2. Ново-Елховское	0,52	0,56	0,6	0,65		
2. Залежи в карбонатных коллекторах						
2.1. Весьма благоприятные условия (высокая проницаемость, МВН, НПВ)	0,2	0,27	-	0,6	УСС до 12 га/скв	Освобождение от всех налогов (кроме налога на прибыль)
2.2. Благоприятные условия (средняя проницаемость, МВН, НПВ)	0,15	0,22	-	0,45-0,5	УСС до 4 га/скв	Освобождение от всех налогов
2.3. Сложные геологические условия (все виды низкой и сверхнизкой проницаемости, НПВ, ВВН, СВН)	0,1-0,12	0,2	-	0,45-0,6	УСС до 4 га/скв	Освобождение от всех налогов + Софинансирование государством
3. Залежи в терригенных коллекторах карбона						
3.1. Благоприятные условия (высокая проницаемость, МВН)	0,25	0,4	-	0,65-0,7	УСС до 8 га/скв	Обнуление НДПИ + Освобождение от экспортной пошлины
3.2. Менее благоприятные условия (средняя проницаемость, ПВН, ВВН)	0,18-0,20	0,32-0,33	-	0,6	УСС до 4 га/скв УСС до 4 га/скв	Освобождение от всех налогов (кроме налога на прибыль)
3.3. Сложные условия (низкая и сверхнизкая проницаемость, ВВН, СВН)	0,12-0,15	0,3	-	0,5-0,55		Освобождение от всех налогов+ Софинансирование государством
4. УВ в пермских отложениях						
4.1. Благоприятные условия (терригенные, СВН)	0,02-0,03	0,03-0,05	-	0,3-0,5		Освобождение от всех налогов (кроме налога на прибыль)
4.2. Менее благоприятные условия (терригенные, ПБ)	-	-	-	0,3-0,4		Освобождение от всех налогов
4.3. Благоприятные условия (карбонаты, СВН)	0,02	0,03	-	0,3-0,4		Освобождение от всех налогов
4.4. Сложные условия (карбонаты, ПБ)	-	-	-	0,3		Освобождение от всех налогов+ Софинансирование государством

Литература

1. *Шиловский А.П., Шиловская Т.И.* Неразведанные запасы углеводородов: Недра Московско-Мезенского осадочного бассейна // ISBN: 978-3-8473-9482-2**,** Palmarium Academic Publishing, 2012, 92 с.

2. *Шиловская Т.И., Шиловский А.П.* Карта перспектив нефтегазоносности Мезенской синеклизы с выделением перспективных зон и объектов// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С.21–25.

3. *Муслимов Р.Х.* Может ли нефтегазовый сектор Республики Татарстан повторить успех штата Техас (США)? // Материалы Международной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы», Казань 3–4 сентября 2014 г. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2014. – С. 295–299.

4. *Крюков В.А.* Добыче углеводородов – современные знания о технологии // ЭКО. – № 8. – 2013. – С.4.

5. ТрИЗ: включить мозг? Да. Нет // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 22. – С. 20–25.

6. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2014. – 750 с.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И. А.Мустафин , Р. С.Шайхутдинов

ОАО «РН – «СахНИПИморнефтегаз»,г.Южно-Сахалинск, ilshat.mustafin.rt@mail.ru ОАО «Татнефтегеофизика», г.Казань

В известных научных публикациях стадии разработки нефтяных месторождений выделялись в прямой зависимости от изменения объема добытой продукции (М.М. Иванова, 1976 г., В.Д. Наливкин, 1993 г., В.Л. Коцюбинский, Р.Х. Муслимов, 1996, Р.Х. Муслимов, 2014 г.). При этом авторы выделяли в основном 4 стадии: 1 и 2 – подъем и кратковременная стабилизация объема добываемой нефти около максимальных годовых значений, 3 и 4 – интенсивное падение объема добычи и постепенное его снижение [1]. Стадийность разработки обоснована на является следствием происходивших в недрах гидродинамических процессов. Ниже будет рассмотрена основная технология, практикуемая в нашей стране с начала XX века, исходя из новых позиций.

При эксплуатации нефтяных месторождений гидродинамическим способом сточные воды сначала заполняют максимально достижимую площадь вокруг нагнетательной скважины в границах неравномерного фронта заводнения. В этом процессе аксиомой является опережающее продвижение воды по наиболее проницаемым и трещиноватым участкам эксплуатируемого объекта. При этом мы акцентировали внимание на том, что первичные опережающие направления фильтрации нагнетаемых вод, особенно после их выхода к эксплуатационным скважинам, останутся постоянными на все время эксплуатации месторождения. Они останутся постоянными, так как всегда будут иметь более низкое сопротивление, чем в окружающей среде с относительно низкой проницаемостью.

В связи с вышеизложенным следует ожидать, что установившаяся направленная фильтрация нагнетаемых вод по истечении определенного времени преобразует физическое состояние вмещающих отложений от постепенного размыва до их разрушения и станет основным доступным и достоверным фактором, формирующим динамику технологических показателей разработки месторождений (ДТПРМ) нефти – это фактор направленной воды (НВ) [2]. Исходя из таких позиций мы изучили ДТПРМ на Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях, в первую очередь на Ромашкинском и Самотлорском месторождениях, где эксплуатируемые горизонты представлены терригенными отложениями с весьма разнообразной гранулометрией и коллекторскими свойствами.

Таким образом, изучая ДТПРМ в различных нефтегазоносных провинциях, представляется возможным установить единую статистическую последовательность изменений в литологии вмещающих отложений, подверженных подземной техногенной гидродинамике. Они отражены следующими основными параметрами ДТПРМ: 1) время / год появления первых объемов воды в добываемой нефти (точка А, рис. 1 и 2); 2) кратковременная стабилизация объема добываемой нефти около максимального годового показателя (точка Б); 3) интенсивное снижение объема добываемой нефти после точки Б, вопреки прогрессирующему объему нагнетаемой воды; 4) эволюция количественного соотношения двух фракций в добываемой жидкости – нефти и воды; 5) время / год начала стабилизации максимального объема воды в добываемой жидкости; 6) практическое постоянство доли воды в добываемой жидкости после достигнутого максимального уровня в 80–95 % (точка В, рис. 2).



Рис. 1. Динамика технологических показателей разработки Самотлорского месторождения [3].
Усл.обозначения:
А – время появления первых объемов воды в добываемой нефти, Б – время максимальной добычи жидкости (нефть+вода), В – время увеличения объема воды в добываемой жидкости до 80%, 1 – Ш – гидродинамические этапы разработки месторождений (по И.А. Мустафину)

На основе фактора НВ, анализируя последовательность и интенсивность изменения во времени выше приведенных шести параметров по ДТПМ нефти, представляется возможным выделить три степени гидродинамической активности нагнетаемых вод, которые определяют соответствующие три этапа разработки месторождений нефти: 1) фильтрации, 2) вымывания, 3) разрушения (рис. 2) [2, 3].

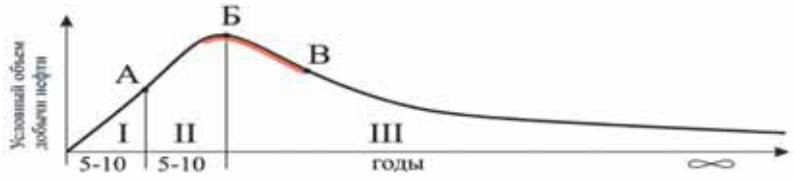


Рис.2. Гидродинамические этапы разработки нефтяных месторождений: I – фильтрации, II – вымывания, III – разрушения. Усл. обозначения: А – время появления первых объемов воды в эксплуатационных скважинах, Б – время годового максимального объема добычи нефти, В – время увеличения объема воды в добываемой жидкости до 80–95%, время образования системы водосточных каналов (ВСК) (по И.А. Мустафину)

Первый этап, продолжительностью от начала эксплуатации до точки А, когда закачиваемая вода направленно фильтруется по пласту по пути наименьшего сопротивления, характеризуется ростом объема безводной нефти.

Второй этап, продолжительностью от точки А до точки Б, характеризуется появлением ранних проникающих вод в эксплуатационных скважинах, синхронным ростом объема нагнетаемой воды и добываемой жидкости (нефть + вода) с постепенным увеличением воды в последней до 20–30% и соответствующим ростом вымывания пелитовых частиц из горных пород. Особенно во второй половине этапа, в связи с постепенным усилением деятельности фактора НВ, начинается процесс вымывания все более крупных фракций до разрушения структуры вмещающих отложений. Это время образования первых единичных водосточных каналов (ВСК) различного сечения.

Третий этап, продолжительностью от точки Б до настоящего времени, в течение первых около десяти лет характеризуется: 1) продолжением ускоренного увеличения доли воды в добываемой жидкости до 80–95% (точка В); 2) массовым строительством и объединением одиночных водосточных каналов в единую систему ВСК в недрах, альтернативную системе ППД на дневной поверхности; 3) резким сокращением объема добываемой нефти, далее переходящим на плавное его снижение до минимальных значений.

Система ВСК, образующаяся в недрах около точки Б и в течение первых нескольких лет после нее (точка В), является результатом последовательной деятельности фактора НВ в течение всех трех гидродинамических этапов эксплуатации месторождений.

Основными результатами образования и деятельности системы ВСК являются: 1) размыв и разрушение нагнетаемыми водами вмещающих отложений; 2) почти «холостая» (обтекая «целиков») циркуляция нагнетаемых вод по системам ППД и ВСК, в связи с чем определяющий технологический фактор – «фронт заводнения» становится не создаваемым; 3) снижение коэффициента извлечения нефти (КИН); 4) снижение конечного объема добываемой нефти; 5) раннее старение месторождений.

В связи с вышеизложенными основательными изменениями геолого-технических условий эксплуатации мы предлагаем: 1) составить рамочный проект омоложения (реанимации) разрушенных месторождений по всем нефтегазоносным провинциям страны в пределах системы совершенствования механизмов государственного содействия в реализации инновационных проектов; 2) перепроектировать разработку месторождений нефти, эксплуатируемых на третьем гидродинамическим этапе, на основе п.1; 3) при составлении проектов разработки новых или реанимированных старых месторождений нефти предусмотреть более бережные технологии в отношении к вмещающим отложениям, исходя из вариантов тепловых или газовых.

При отсутствии соответствующей технологии для разработки, видимо, выгоднее временная консервация особо ценных объектов.

Литература

1. *Муслимов Р. Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2014.

2. *Мустафин И. А.* Некоторые результаты внутриконтурного заводнения нефтяных месторождений // Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 9–11 сентября 2009 г. – С. 294 – 295.

3. *Мустафин И. А.* Об одной из причин долголетней эксплуатации месторождений нефти. //Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 8–10 сентября 2010 г. – С. 283–284.

ОСОБЫЕ МЕТОДЫ И ПОДХОДЫ ДЛЯ ЗАМЕРОВ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ОТБОР ГЛУБИННЫХ ПРОБ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОГО ГАЗА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

С.В. Новиков, М.В. Чарупа, В.А. Блинов, П. Вейнхебер, Д.В. Руденко

Шлюмберже, Москва, SNovikov3@slb.com

Ачимовские отложения Уренгойского ГКМ в настоящее время довольно хорошо изучены и представлены в основном склоновыми и турбидитными фациями песчаников и алевролитов, обладающих низкими коллекторскими свойствами, пористость – 10–20 %, проницаемость 0,1–10 мД. Система пластовых флюидов представлена в основном газом с высоким содержанием конденсата от 280 до 380 г/м^3. Ачимовские отложения находятся в зоне аномально высоких пластовых давлений, которые превышают нормальный гидростатический градиент на ~200 бар при глубине залегания пород 3500–3800 м (Graf, 2014).

Разработка газа и газового конденсата из Ачимовских отложений началась в 2008 году. Площадь залегания Ачимовских отложений разделена на 11 лицензионных участков, права пользования которыми принадлежат четырем недропользователям. Ниже приведены основные критерии, по которым Ачимовские отложения считаются одними из самых сложных объектов освоения (Dobrokhleb, 2014):

– Аномально высокие пластовые давления – 590–610 бар;
– Высокая пластовая температура – 105–115^{0}C;
– Низкая проницаемость пород – 0,1–10 мД;
– Высокое содержание конденсата в газе – 280–380 г/м^3;
– Наличие нефти в породах более глубоких пластов;
– Тектоническая разобщенность отдельных участков;
– Разделение единых резервуаров в соответствии с границами различных лицензионных участков

При промышленной эксплуатации газоконденсатных месторождений текущее пластовое давление, изменение состава газа (C5+) со временем на отдельных участках залежи и история отборов газа и конденсата из каждой пробуренной скважины являются основными параметрами, обеспечивающими мониторинг степени выработки пластов. Результаты проведения исследований в скважинах комплексов ГДК-ОПК приборами пластоиспытателя на кабеле (ИПК) с отбором глубинных проб флюидов являются основными при уточнении существующих гидродинамических моделей залежи, ее своевременное обновление и настройка.

Замеры пластовых давлений при помощи приборов ИПК

Необходимость замеров пластовых давлений в скважинах Ачимовских отложений обусловлена в первую очередь тем, что единая залежь разделена на несколько лицензионных участков, на которых идет разработка различными операторами месторождения. Влияние локальных отборов УВ из пластов на различных лицензионных участках невозможно своевременно учесть при построении и калибровки единой гидродинамической модели залежи. Степень выработки пластов и как следствие ожидаемое пластовое давление, рассчитанное по гидродинамическим моделям, зачастую не находит свое подтверждение в новых пробуренных скважинах. Однако достоверно замеренные текущие пластовые давления могут служить опорными параметрами для калибровки гидродинамических моделей.

Крайне низкая проницаемость накладывает существенные ограничения на применимость испытателей пластов на кабеле. В пластах с низкой проницаемостью при замерах пластового давления практически всегда наблюдается эффект избыточного давления – суперчарджинг, который приводит к регистрации завышенного давления, что делает невозможным расчет градиента пластового давления при его наличии (Van-Dunem, 2008). В случае отбора глубинных проб и оценки насыщения – это невозможность вызова стабильного притока из пласта, высокая депрессия в процессе отбора и как следствие непредставительность глубинных проб. Помимо этого, существует ряд дополнительных осложнений, связанных с технологическими особенностями пробуренных скважин в Ачимовских отложениях, таких как диаметр долота – 152 мм, утяжеленные буровые растворы (~1,7 г/см^3) и продолжительный период отбора керна, что увеличивает зону проникновения фильтрата в пласт.

В таких условиях использование стандартных приборов и методов для замеров пластового давления часто не позволяет получить необходимую информацию. Например, в одной из скважин в коллекторах Ач5 проводились замеры пластового давления прижимным зондом и отбор глубинных проб с последующей записью кривой восстановления давления при помощи модуля двойного пакера. Во всех случаях давление, измеренное прижимным зондом, было существенно выше давления, полученного при помощи модуля двойного пакера (рис. 1), особенно это наблюдалось в крайне низкопроницаемых коллекторах с подвижностью менее 0,1 мД/сП.

Стоит отметить, что при замере давления прижимным зондом отбирается небольшой объем флюида – от 2 до 35 см^3, в случае замеров в коллекторах с низкой проницаемостью он, как правило, не превышает 5 см^3, этого объема недостаточно для разряжения околоскважинной зоны и для устранения или минимизации эффекта избыточного давления (Weinheber, 2008). В нашем случае замеры давления двойным пакером осуществлялись после появлении в притоке пластового флюида, т.е. после очистки околоскважинной зоны пласта от фильтрата бурового раствора, что позволило получить наиболее достоверные значение пластового давления. Запись КВД проводилась с постоянным наблюдением за производной давления до выхода на стационарный режим притока и после того, как по диагностическому графику производной КВД наблюдался плоскорадиальный режим течения или его

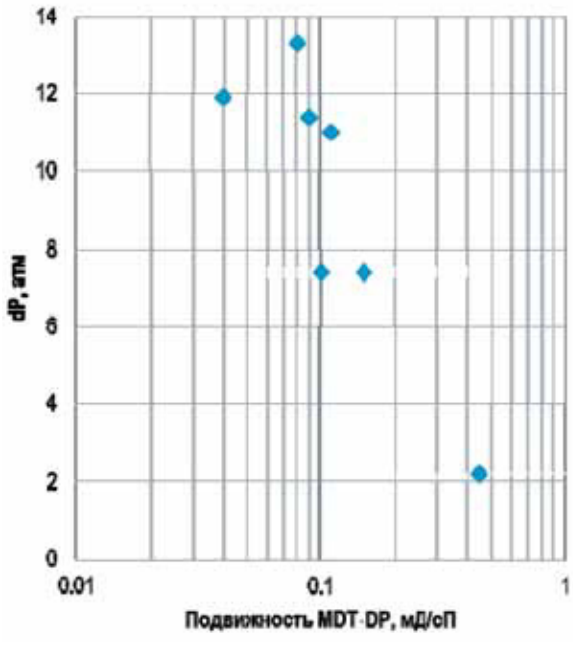


Рис. 1. Разница замеренных значений давлений при помощи прижимного зонда и двойного пакера при регистрации КВД после ОПК в зависимости от подвижности пласта

первые признаки, регистрация КВД может быть прекращена с целью оптимизации затраченного времени на исследования. Данный подход был также опробован в скважине 1, где в крайне низкопроницаемом коллекторе Ач3-4 со средней подвижностью 0,22 мД/сП по результатам замеров давления удалось установить градиент пластового давления, соответствующий плотности пластового флюида – жирного газа (рис. 2, А). Интересны результаты замера пластового давления в пласте Ач3-4 в скважине 2, находящейся в непосредственной близости от добывающей скважины (рис. 2, Б), где был выявлен обратный градиент давления – уменьшение пластового давления с глубиной. В данном случае это вероятно связано с неравномерной выработкой пласта.

Более точная оценка компонентного состава УВ возможна при регистрации КВД. В этом случае глубинный насос останавливается в таком положении, чтобы напротив оптического анализатора, в трубке тока, была зафиксирована порция УВ. При данном подходе снижается погрешность замера композиционного состава УВ, т.к. замеры проходят в стационарном режиме и отсутствует влияние фракции воды (фильтрата) на показания анализатора (рис.4).

Так, например, в скважине 1 прокачки с отбором глубинных проб проводились на нескольких глубинах. В каждом случае был определен компонентный состав пластового флюида по описанной методике, отобраны глубинные пробы и проведена запись КВД. По результатам глубинного анализа было выявлено изменение компонентного состава флюида в пласте с глубиной – увеличение массового содержания тяжелых фракций с глубиной. Это также подтвердилось результатами лабораторного анализа глубинных проб. Сопоставление результатов компонентного состава пластового УВ по данным глубинного анализа и по лабораторным данным приведено на рис. 3. Как видно из рис. 3, отмечается высокая сходимость глубинного и лабораторного анализа компонентного состава пластового УВ.

Другой пример отбора пробы газа в крайне низкопроницаемом интервале с подвижностью 0.04 мД/сП, когда удалось оценить насыщение и отобрать глубинную пробу показан на рис. 4. Откачка проводилась поэтапно, чтобы не превысить максимальное дифференциальное давление двойного пакера. Насос включался, отбирая объем флюида 500–1000 см^3, далее насос выключался, и давление в межпакерном интервале восстанавливалось, после этого насос запускался повторно. Эта последовательность действий повторялась 21 раз, и в результате из межпакерного объема и околоскважинной зоны было откачано 18 литров бурового раствора и фильтрата. После появления в притоке пластового флюида откачка проводилась без остановки насоса, т.к. вязкость газа меньше, чем фильтрата, что, по закону Дарси, привело к уменьшению депрессии при постоянном дебите, и дифференциальное давление не превышало спецификаций прибора.

По результатам проделанной работы можно сделать следующие основные выводы:

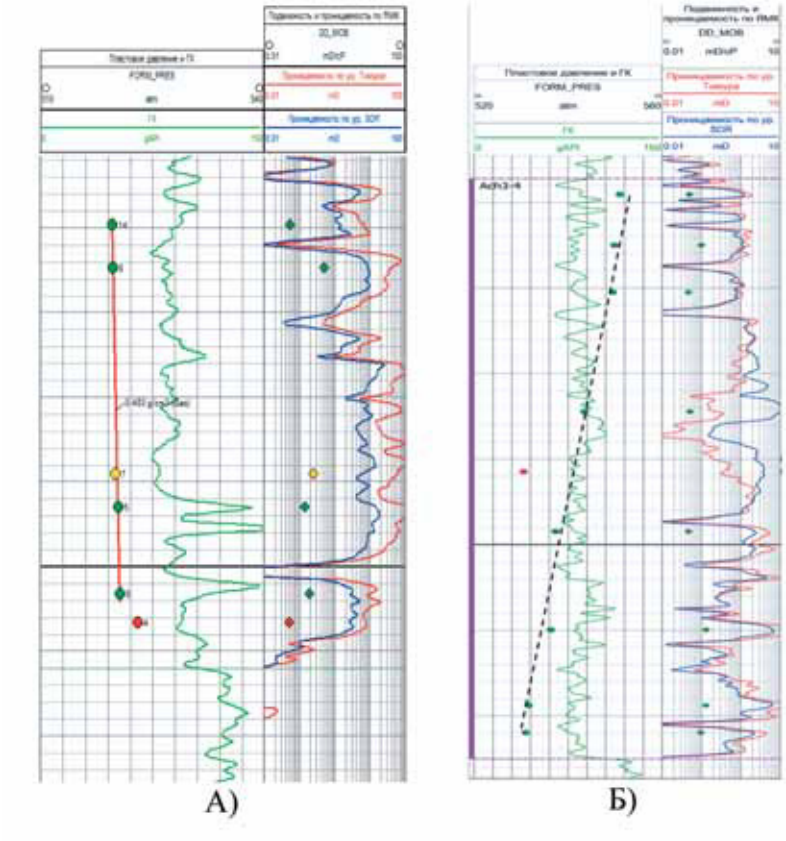


Рис.2. Результаты замеров пластового давления в скважинах 2 – А и 3 – Б, в пласте Ач3-4

– Надежные замеры пластовых давлений в Ачимовских отложениях возможно проводить при помощи двойного пакера с обязательной прокачкой до пластового флюида с целью снижения влияния суперчарджинга;

– Выработан способ для наиболее точных замеров компонентного состава УВ при проведении ОПК в низкопроницаемых Ачимовских отложениях;

– Проведенные исследования выявили ряд важных факторов, которые влияют на дальнейшую доразведку и разработку месторождения;

– Установлено изменение компонентного состава пластового флюида с глубиной от кровли к подошве пласта в пласте Ач5, скважина 2, по данным глубинного оптического анализа – увеличение содержания тяжелых компонент УВ (C6+). Данный факт необходимо учитывать при гидродинамическом моделировании залежи, а также при оценке содержания стабильного конденсата в продукте.

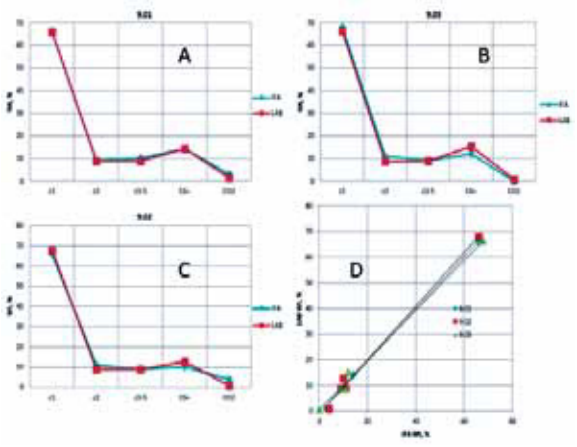


Рис.3. Сопоставление результатов компонентного анализа пластового флюида на глубине и в лаборатории. A, B, C – пробы с различных глубин, скважина 1, пласт Ач-5.D – сравнение проб A, B и C в идентичных координатах

– Неравномерное истощение коллекторов в процессе разработки. В частности, подошва пласта Ач3-4 выработана больше, по результатам замеров давлений в скважине 2 по сравнению с результатами замеров давлений в скважине 1. Данные скважины расположены на одном кусту, однако результаты замеров показывают существенные расхождения, что демонстрирует необходимость проведения замеров пластового давления для снижения неопределенностей и эффективного контроля, и мониторинга разработки залежи.

Гидродинамическое моделирование процесса отбора проб

С целью оценить вариации изменения компонентного состава УВ в процессе опробования при помощи ИПК в Ачимовских отложениях, была предпринята попытка построить гидродинамическую модель интервала пласта. На рис. 5 А представлены результаты ГИС в интервале, в котором проводилось опробования при помощи приборов ИПК. На рис. 5 Б показана гидродинамическая модель, а именно расчетная сетка и поле газонасыщенности в осесимметричной плоскости интервала скважины, построенной в гидродинамическом симуляторе ECLIPSE.

В модели была использована PVT модель пластового газа, основанная на результатах лабораторного анализа пробы, отобранной на этой же глубине при проведении опробования при помощи ИПК. По результатам лабораторного анализа, проба газа, отобранная с данной глубины, обладала следующими основными PVT свойствами:



Рис.4. Диаграмма отбора пластового флюида в скважине 1 в интервале с подвижность 0.04 мД/сП при помощи двойного пакера

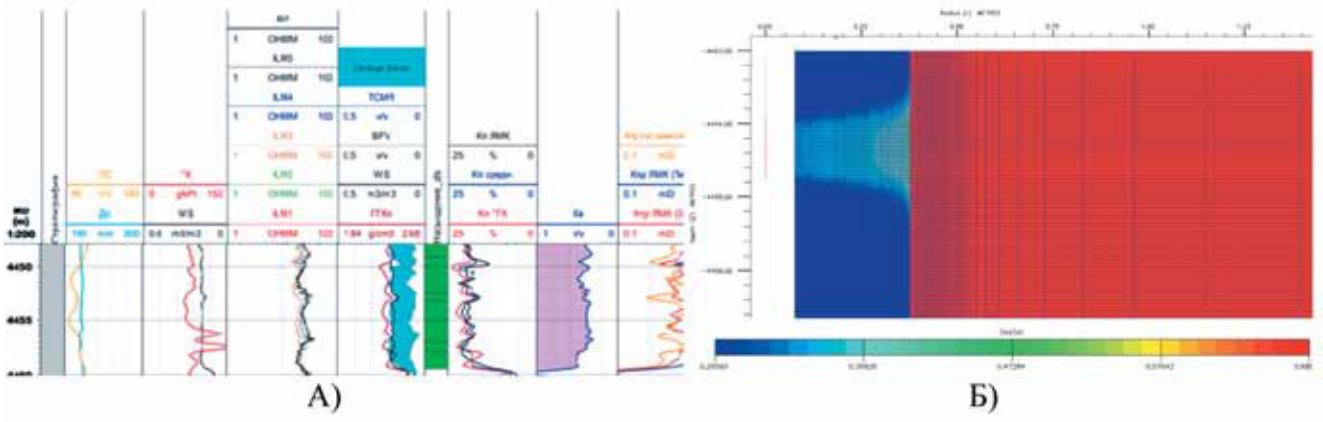


Рис.5. Элемент планшета с данными ГИС (А), на основе которых строилась гидродинамическая модель интервала пласта, и сама гидродинамическая осесимметричная двумерная модель и расчетная сетка (Б). Цветовая заливка показывает насыщенность газом пласта на финальный момент расчета

– Давление начала конденсации – 497,4 бар;

– Потенциальное содержание – 146 г/м^3;

Настройка гидродинамической модели осуществлялась по следующим основным критериям:

– Максимальное совпадение истории давлений при опробовании при заданных расходах;

– Настройка зоны проникновения фильтрата бурового раствора (в первом приближении оценка сделана по результатам ГИС ИК);

• Показания оптических анализаторов по уровню обводненности – момент прорыва газа.

Динамика давления откачки и вариация содержания C5+ в отбираемом флюиде, полученные с помощью настроенной гидродинамической модели, показаны на (рис. 6). Неполное совпадение давления откачки при моделировании и фактического давления при опробовании ИПК можно объяснить неоднозначной динамикой очистки прискважинной зоны пласта от фильтрата бурового раствора, а также компрессионными эффектами в межпакерном пространстве (Novikov, 2014).

Стоит отметить, что при опробовании давление при отборе опускалось ниже давления начала конденсации газа, которое получено по результатам лабораторных анализов. Как видно из рис. 6, в процессе откачки, параметр C5+ изменяется от 133 до 157 г/м^3, что в % соотношении составляет до 9% от уровня заданного значения (146 г/м^3)

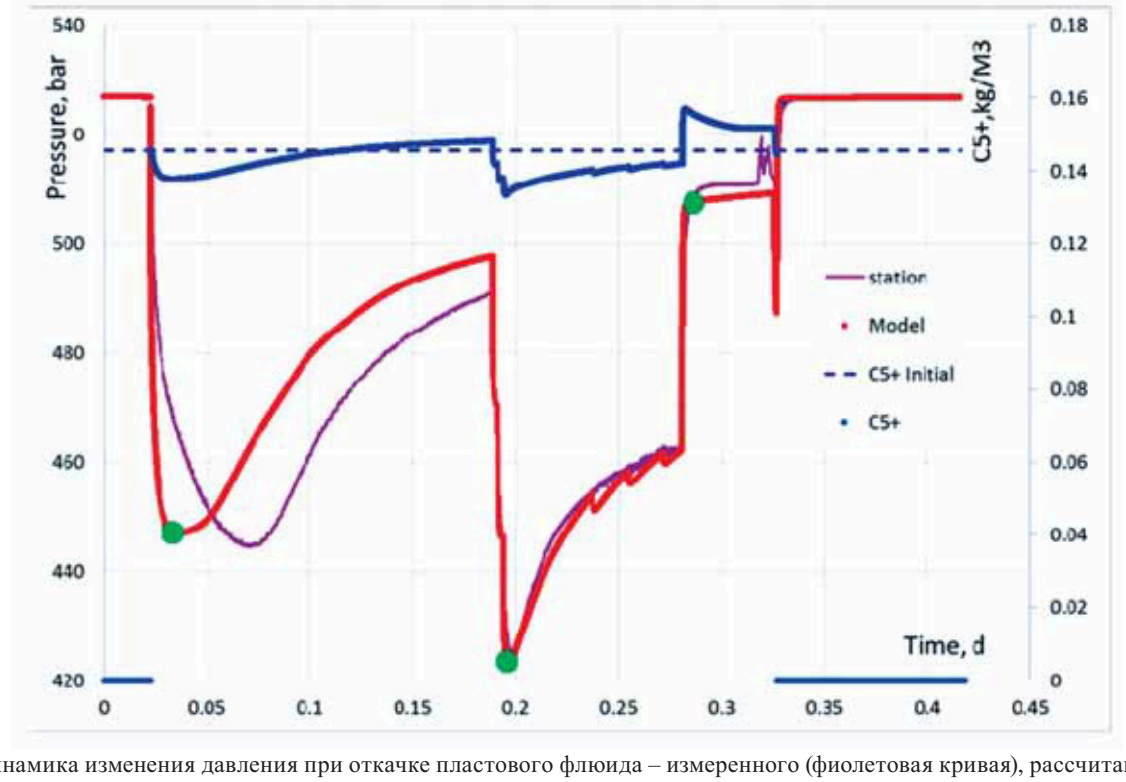


Рис.6. Динамика изменения давления при откачке пластового флюида – измеренного (фиолетовая кривая), рассчитанного (красная кривая) (левая вертикальная ось). Изменение содержания C5+ в прокачиваемом флюиде (синяя кривая) и начальное содержание C5+ в пластовом флюиде (прерывистая синяя линия) (правая вертикальная ось)

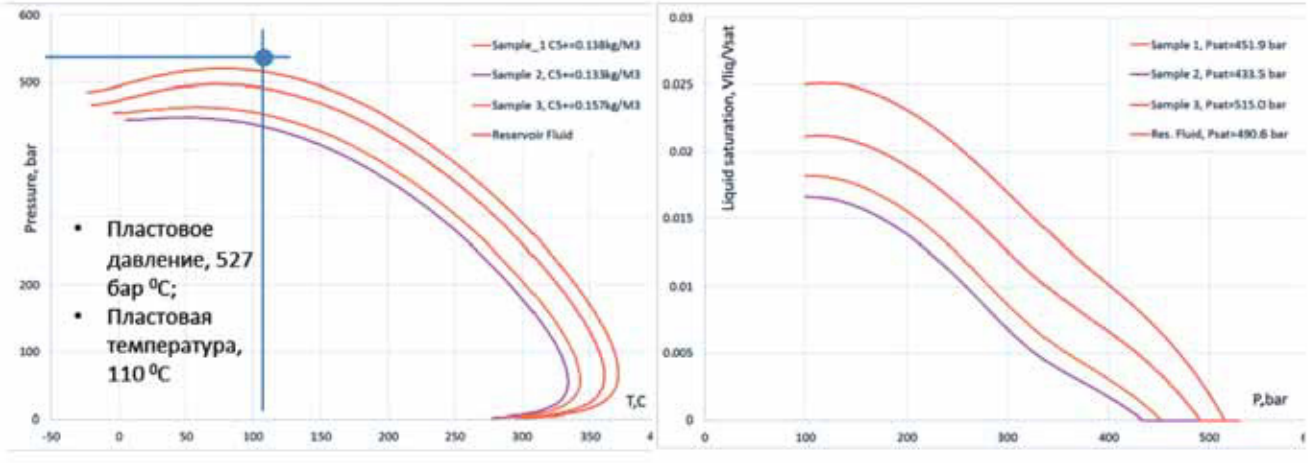


Рис.7. Синтетические фазовые диаграммы газа (слева) и результаты моделирования кривых пластовых потерь (справа) газа, полученного в различные моменты времени при гидродинамическом моделировании

Причем динамика изменения C5+ напрямую коррелирует с уровнем депрессии воспроизводимой при откачке. Чем выше депрессия, тем более «сухой» газ фильтруется из пласта.

Для оценки максимальных диапазонов изменений основных свойств отбираемого при ОПК флюида были построены фазовые диаграммы и смоделирован эксперимент контактно-дифференциальной конденсации (CVD). На рис. 6 зелеными точками показаны моменты времени, в которых анализировался компонентный состав фильтрующегося газа и на основе этих данных строились синтетические фазовые диаграммы и моделировался эксперимент CVD. На рис. 7 показаны результаты таких расчетов. Как видно из рис. 7, наблюдаются изменения в давлении начала конденсации, которое варьируется в диапазоне 433,5–515,0 бар, максимальное изменение давления начала конденсации газа откачки от результатов лабораторного анализа составляет ~12%. Вариации в 9% в значении C5+ приводят к ~0,005 разбросу максимального значения относительного объема выпадающего конденсата.

Выводы

При помощи приборов ИПК выработан подход для надежных замеров пластовых давлений в скважинах, пробуренных в сложных технологических условиях минимизирующий влияние эффекта суперчарджинга. Показано, что подход к глубинному оптическому анализу пластового УВ достаточно представителен, а результаты такого анализа находятся в хорошем соответствии с результатами лабораторного анализа отобранных глубинных проб. Информация о пластовых давлениях и компонентном составе пластовых УВ является исключительно важной для уточнения существующих гидродинамических моделей залежи, их своевременное обновление и настройка, а также для понимания эволюции пластовых УВ на стадии разработки месторождения.

По результатам гидродинамического моделирования процесса отбора пробы приборами ИПК удалось оценить степень неопределенности в соответствии глубинной пробы пластовому флюиду. На основе данной гидродинамической модели, логичным следующим шагом является выработка методики и способа откачки из пласта для снижения неопределенностей соответствия отобранных глубинных проб реальному пластовому флюиду.

Литература

1. *Dobrokhleb, P., Ablaev, A., Chetverikov, D., Zavarigin, S., Inyushina, A., Petrakov, Y. Sidorov, D.* (2014, October 14). Best Practice of Horizontal Well Construction Operations for the Challenging, High-Pressure Achimov Formation - Urengoyskoe Field (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171265-RU.

2. *Novikov, S., Weinheber, P., Charupa, M., Rudenko, D., Filimonov, A., Blinov, V., Piana, M.* (2014, October 14). Saturation Evaluation of Low Permeability Condensate Reservoirs in the Presence of an Oil-Rim with Wireline Formation Testers (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171162-RU.

3. *T.Graf,* 2014. Vertical and Horizontal Integration To Overcome Extreme Operational Challenges for the Achimov Tight, Gas-Condensate Formation. SPE 171169.

4. *Van-Dunem, F., Contreiras, K. D. D. S., Weinheber, P., & Rueda, M.* (2008, January 1). Evaluating Reservoir Connectivity and Compart mentalization Using A Combination Of Formation Tester and Nmr Data. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

5. *Weinheber, P. J., Boratko, E. C., Contreiras, K. D., Van-Dunem, F., Spaeth, R. L., Dussan, E. B., Gisolf, A.* (2008, January 1). Best Practices for Formation Testing in Low-Permeability Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/115825-MS.

О РАДИУСАХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

М.Н. Овчинников, А.Г. Гаврилов, Г.Г. Куштанова

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
e-mail: Marat.Ovchinnikov@kpfu.ru

В нефтепромысловой практике актуальным является вопрос оценки глубины нестационарного гидродинамического воздействия на флюидонасыщеные коллекторы, в частности, на низкопроницаемые коллекторы, доля которых в разработке непрерывно возрастает. Нестационарные гидродинамические методы воздействия на пласты, например метод фильтрационных волн давления («циклика»), обладают помехоустойчивостью и позволяют создавать изменения локальных градиентов давления в пластах в целях интенсификации нефтеразработки. В данной работе приводятся и обсуждаются формулы для оценки временной продолжительности воздействия на пласты методом волн давления для случаев плоскорадиальной и плоскопараллельной фильтрации.

Как известно, при проведении гидродинамических исследований межскважинного пространства по методу фильтрационных волн давления требуется задать периодическое изменение дебитов и соответственно давлений на возмущающих скважинах и исследовать отклик на реагирующих. Один из подходов к оценке амплитуд изменяющихся давлений в пласте описан в [1].

При межскважинном зондировании с периодом T и соответственно частотой $\omega = 2\pi / T$, в системе вертикальных скважин, амплитуда давления в произвольной точке пласта определяется как:

$$P_r = \frac{1}{2\pi\varepsilon}\frac{q_c}{X_c}\left[\frac{Ker^2 X + Kei^2 X}{Ker_1^2 X_c + Kei_1^2 X_c}\right]^{1/2}. \qquad (1)$$

При этом амплитуда давления на возмущающей скважине рассчитывается по формуле:

$$P_c = \frac{1}{2\pi\varepsilon}\frac{q_c}{X_c}\left[\frac{Ker^2 X_c + Kei^2 X_c}{Ker_1^2 X_c + Kei_1^2 X_c}\right]^{1/2}, \qquad (2)$$

а отношение амплитуды давления на реагирующей скважине по отношению к амплитуде давления на возмущающей скважине запишется как:

$$\frac{P_r}{P_c} = \left[\frac{Ker^2 X + Kei^2 X}{Ker^2 X_c + Kei^2 X_c}\right]^{1/2}. \qquad (3)$$

Здесь $X_c = r_c(\omega/\chi)^{1/2} = r_c(2\pi/\chi T)^{1/2}$, $X = r(\omega/\chi)^{1/2} = r(2\pi/\chi T)^{1/2}$, Ker, Kei, Ker_1, Kei_1 – функции Кельвина 0 и 1 порядков; q_c – амплитуда дебита на возмущающей скважине; P_r – амплитуда давления на реагирующей скважине; P_c – амплитуда давления на возмущающей скважине; $\chi = k/\mu\beta^*$ – пьезопроводность пласта; $\varepsilon = kh/\mu$ – гидропроводность пласта; r_c – приведенный радиус возмущающей скважины; r – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами по пласту, γ =1.782… – постоянная Эйлера, k –проницаемость, h – толщина пласта, μ – вязкость жидкости, β^* – упругоемкость. При проведении натурных экспериментов значения амплитуд дебита и давления определяются по результатам гармонического анализа данных экспериментальных кривых.

Для оценки степени гидродинамического влияния необходимо найти математическую связь между безразмерным параметром X и амплитудой давления P_r в (1), что требует решения уравнения вида:

$$(Ker^2 X + Kei^2 X)^{1/2} = \frac{2\pi\varepsilon P_{кр}}{q}\frac{X_c (Ker_1^2 X_c + Kei_1^2 X_c)^{1/2}}{} = D. \qquad (4)$$

Требуемое значение P_r определяется экспериментатором, исходя из целей оценки и чувствительности регистрирующей аппаратуры.

Обозначим

$$B_c = \frac{1}{X_c}\left[\frac{Ker^2 X_c + Kei^2 X_c}{Ker_1^2 X_c + Kei_1^2 X_c}\right]^{1/2} = \frac{2\pi\varepsilon P_c}{q_c}. \qquad (5)$$

При приближенных вычислениях для расчетов $K_c = X_c\left(Ker_1^2 X_c + Kei_c^2 X_c\right)^{1/2}$ можно выделить 3 участка:

1. X_c<0.15, $K_c = 1.0124 - 0.1186X^2{}_c - 0.1149X_c$, B_c>2.177 (6 а)

2. 0.15 <X_c<1, $K_c = 1.1121 + 0.0347X^2{}_c - 0.3788X_c$ 2.177>B_c>0.734 (6 б)

3. 1 <X_c<5, $K_c = X_c\left(Ker_1^2 X_c + Kei_c^2 X_c\right)^{1/2}$ 0.734>B_c>0.1866 (6 в)

Отметим, что значение безразмерного комплекса $K_c = X_c\left(Ker_1^2 X_c + Kei_c^2 X_c\right)^{1/2}$ обычно на практике равно единице. В других случаях следует оценить значение X_c из данных промысловых экспериментов.

Следуя [1], разобьем решение (4) на три интервала с интерполяцией решений вида *X=X(lnD)* на каждом из них кубическими полиномами. Оказалось, что с весьма хорошим приближением (R^2>0.9999) можно рассчитывать значения вычисляемых параметров по нижеприведенным формулам таблицы 1. Зная *X=X(lnD),* можно получить формулы для расчета условного радиуса влияния $r_{кр}$ в рассматриваемом интервале изменений параметра *D* в зависимости от параметров среды, устанавливаемого периода воздействия и амплитуды дебита возмущающей скважине и соответственно расчета необходимого периода воздействия в зависимости от параметров среды, расстояния между возмущающей и реагирующей скважинами и дебита возмущающей скважины. Здесь интервалу № I при 10^{-7}<D<10^{-1} соответствуют безразмерный параметр X^I, радиус влияния $r^I_{кр}$, характерный период $T^I_{хар}$, интервалу № II при 10^{-1}<D<1 – X^{II}, $r^{II}_{кр}$, $T^{II}_{хар}$, интервалу № III при 1<D<5 – X^{III}, $r^{III}_{кр}$, $T^{III}_{хар}$.

Приближенные формулы для расчетов радиусов влияния на пласты для различных интервалов значений параметра *D* представлены в таблице 1.

Таблица 1

Диапазон	Расчетные соотношения
10^{-7}<D<10^{-1}	$X^I = r(\omega/\chi)^{1/2} = 0.152629 - 1.107688(\ln D) + 0.018864(\ln D)^2 + 0.000467(\ln D)^3$ Диапазон значений *X: 21 <X*<2.8. Это наиболее часто встречающийся случай.
	$r^I_{кр} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}}\sqrt{\chi T}\left[0.152629 - 1.107688(\ln D) + 0.018864(\ln D)^2 + 0.000467(\ln D)^3\right]$
	$T^I_{хар} = \frac{2\pi}{\left[0.152629 - 1.107688(\ln D) + 0.018864(\ln D)^2 + 0.000467(\ln D)^3\right]^2}\frac{r^2}{\chi}$
10^{-1}<D<1	$X^{II} = r(\omega/\chi)^{1/2} = 0.554114 - 0.731551(\ln D) + 0.135496(\ln D)^2 + 0.012328(\ln D)^3$ Диапазон значений *X: 2.8 <X*<0.55. Редко встречающийся случай.
	$r^{II}_{кр} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}}\sqrt{\chi T}\left[0.554114 - 0.731551(\ln D) + 0.135496(\ln D)^2 + 0.012328(\ln D)^3\right]$
	$T^{II}_{[хар} = \frac{2\pi}{\left[0.554114 - 0.731551(\ln D) + 0.135496(\ln D)^2 + 0.012328(\ln D)^3\right]^2}\frac{r^2}{\chi}$
1<D<5	$X^{III} = r(\omega/\chi)^{1/2} = 0.557442 - 0.739750(\ln D) + 0.298024(\ln D)^2 - 0.031217(\ln D)^3$ Диапазон значений *X:* 0.*55 <X*<0.0087. Весьма редко встречающийся случай.
	$r^{III}_{кр} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}}\sqrt{\chi T}\left[0.557442 - 0.739750(\ln D) + 0.298024(\ln D)^2 - 0.031217(\ln D)^3\right]$
	$T^{III}_{хар} = \frac{2\pi}{\left[0.557442 - 0.739750(\ln D) + 0.298024(\ln D)^2 - 0.031217(\ln D)^3\right]^2}\frac{r^2}{\chi}$

Заметим что, для приближенных расчетов, при значении безразмерного параметра *X>3* и X_c <0.15, можно использовать формулы вида $r^I_{кр} = \sqrt{\chi T}\,ln\sqrt{q/8\varepsilon P_{кр}}$ и $T^I_{хар} = \left(r^2/\chi\right)/\,ln^2\sqrt{q/8\varepsilon P_{кр}}$.

Сравнение с плоскопараллельной фильтрацией. Если мы имеем ряды нагнетательных и эксплуатационных скважин или систему горизонтальных скважин, то для метода фильтрационных волн давления в одномерной модели установившегося волнового режима актуально приближение амплитуд давлений вида:

$$\frac{P_r}{P_c} = \exp\left[-\frac{X}{\sqrt{2}}\right], \qquad (7)$$

где $X = r(\omega/\chi)^{1/2} = r(2\pi/\chi T)^{1/2}$, только под *r* понимается расстояние от галереи до контрольной линии (скважины).

Расчеты показывают, что в этом случае амплитуды волн давления в пласте кратно превышают соответствующие значения амплитуд соответствующих волн в варианте плоскорадиальной фильтрации – системе с осевой симметрией (см. рис.1). Здесь представлены значения отношений амплитуд давлений для плоско-радиальной фильтрации P_{rnp} и плоскопараллельной фильтрации P_{rnn} для модельного пласта с одними и теми же параметрами при различных удалениях от оси скважины для плоско-радиальной фильтрации и от линии возмущения давления для плоскопараллельной фильтрации (*R= 0,1 м, 1 м, 10 м*).

Литература

1. *Овчинников М.Н.* О радиусе влияния при исследованиях пластов методом волн давления. «Известия вузов. Нефть и газ». – 2012. – № 6. – С.63–66.

2. *Овчинников М.Н., Куштанова Г.Г., Гаврилов А.Г.* Метод фильтрационных волн давления как способ исследования окрестности скважин и верификация фильтрационных моделей. «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ». – 2009. – № 2. – С.55–59.

3. *Овчинников М.Н.* Метод фильтрационных волн давления как средство исследования нефтяных месторождений / М.Н.Овчинников, Г.Г.Куштанова, А.Г.Гаврилов, В.Л. Одиванов. – Казань: Изд-во Казанского гос. ун-та, 2008. – 148 с.

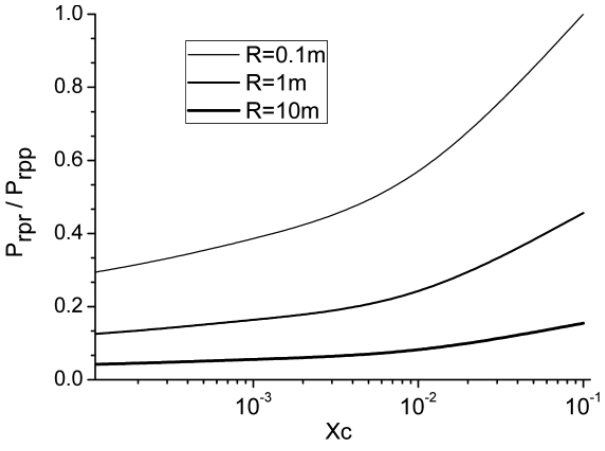


Рис. 1. Отношения амплитуд давлений для плоскорадиальной фильтрации P_{rnp} и плоскопараллельной фильтрации P_{rnn} при различных значениях X_c

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЖЕНОВСКО-АБАЛАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ФРОЛОВСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Е.В. Олейник[1], Е.Е.Оксенойд[1]

[1]АУ «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана», Тюмень, oleynik@crru.ru, oksenoyd@crru.ru

Корреляции разреза баженовской и абалакской свит и выделению в их разрезе реперных слоев и пачек посвящено большое количество трудов исследователей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [1, 2, 3, 4]. Основным районом этих исследований являются Красноленинское и Салымское месторождения, с которыми связаны максимальные по запасам и площади залежи углеводородов в баженовско-абалакском комплексе. Территория исследований, которой посвящена данная работа, расположена между этими месторождениями, чем вызывает интерес как в плане сопоставления салымского и красноленинского типов разреза баженовско-абалакского комплекса, так и в отношении выявления и оценки на этой территории зон, перспективных для поиска углеводородов (рис.1).

В исследуемом районе, согласно региональной стратиграфической схеме келловея и верхней юры Западной Сибири (2004 г.), в составе верхнеюрских отложений выделены абалакская и баженовская свиты (Фроловско-Тамбейский район); абалакская и тутлеймская свиты (Казым-Кондинский район). Абалакская свита распространена на всей территории Фроловской мегавпадины, датируется позднебатским (J_2bt_3) – раннетитонским (J_3t_1) веками. Отложения возрастных аналогов баженовской свиты и нижней подсвиты тутлеймской свиты датируются среднетитонским (J_3t_2) – берриасским (K_1b) веками, возраст верхней подсвиты тутлеймской свиты – берриасский – валанжинский века раннего мела.

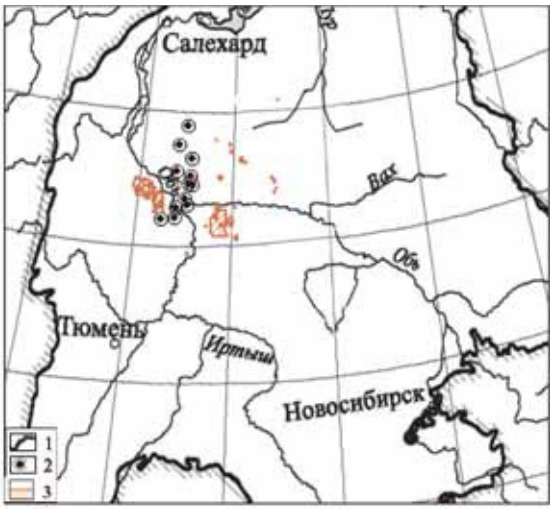


Рис. 1. Схема расположения скважин с лабораторными исследованиями керна.

1 – граница Западно-Сибирской плиты;
2 – изученные скважины; 3 – залежи нефти баженовско-абалакского НГК, открытые на территории ХМАО-Югры

В пределах Фроловской мегавпадины проведены исследования кернового материала из отложений верхнеюрской части разреза по 27 скважинам (около 700 м). Процент выноса керна из верхнеюрских отложений низкий, в среднем ниже 40%. При изучении разреза в первую очередь рассматриваются скважины с максимальным процентом выноса керна с целью выявления контактов свит для корректной привязки кернового материала к данным геофизических исследований скважин. В рассматриваемых отложениях это четкий эрозионный контакт абалакской и тюменской свит и менее выраженный но все же прослеживаемый и в керне, и по данным ГИС контакт баженовской и абалакской свит. Кроме контактов реперами при привязке керна являются прослои кремнистых и карбонатных пород. Даже при незначительных толщинах (около 0,1 м) плотные породы отображаются на диаграммах ГИС повышением сопротивления и, кроме того, фиксируются по данным акустического и нейтронного каротажа.

В целом изучаемый разрез – это преимущественно монотонная толща, представленная глинистыми, кремнистыми породами и их переходными разностями в разной степени известковистыми и битуминозными. В определенных частях разреза встречаются прослои силицитов с преобладанием в составе

кремнистой составляющей и прослои известняков. Несмотря на монотонное строение, в разрезе свит просматриваются изменения литологических характеристик, что позволяет разделить их на ряд пачек. Выделенные в разрезе баженовско-абалакских отложений пачки не являются синхронными границами. Речь идет о закономерности изменения литологических характеристик в разрезе верхнеюрских отложений, которая прослеживается по всей территории Фроловской мегавпадины.

Отложения абалакской свиты в целом представлены аргиллитами серыми до темно-серых, тонко отмученными до алевритовых. Свита на всей территории своего развития разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. В подошвенной части абалакской свиты в объеме нижней подсвиты выделена пачка 1. Пачка представлена аргиллитами темно-серыми, алевритистыми до алевритовых. Излом плоский, землистый, листовато-чешуйчатый. Порода плотная крепкая, сложена в основном глинистыми минералами, содержание которых в целом по слою достигает 65%. Глины кремнистые – с содержанием кремнезема 20–26%, встречаются прослои глинистых силицитов с содержанием кремнезема до 42–65%. Содержание карбонатного вещества в отложениях слоя в среднем составляет 0,3–0,6%, в основном встречаются прослои, обогащенные сидеритом, редко – прослои кальцита, доломита. В отдельных скважинах в слое встречаются линзы, слойки и прослои алевролита мелкозернистого, глинистого, серого цвета с примесью зерен глауконита. Текстура неотчетливая, слоистая за счет алевритового материала. Слоистость разнообразная: пологоволнистая, косоволнистая, линзовидно-волнистая. В аргиллитах встречаются ростры белемнитов плохой сохранности, отпечатки и остатки раковин. По всему слою встречаются крупные конкреции и линзы пирита, содержание пирита изменяется от 2 до 15%. Отложения не битуминозные, в прослоях слабо битуминозные. Концентрация органического углерода в отложениях слоя изменяется от 0,55 до 4,66%, в среднем составляет 2,24%.

Вверх по разрезу в отложениях абалакской свиты залегает пачка 2, представляющая собой переслаивание аргиллита с глинисто-карбонатной породой. Аргиллит серый до темно-серого с зеленоватым оттенком, глауконитовый, алевритистый до алевритового. Излом неровный, землистый. Порода массивная, плотная, в нижней части слоя с многочисленными зеркалами скольжения под углом 45°. Содержание глинистых минералов в породе составляет 42–49%. Порода кремнистая, содержит кремнистого вещества от 23 до 29%, пирита – 2–10%. В отдельных прослоях известковисто-кремнистая. Содержание карбонатного вещества до 18%, карбонатное вещество представлено кальцитом (2–6%), доломитом (2–15%). По всему слою встречаются прослои глинисто-карбонатных пород мощностью от 0,1 до 0,3 м. Порода серая до темно-серой, плотная, крепкая, трещиноватая. Трещины – разно ориентированные, залечены кальцитом. Встречаются прослои известняка серого с буроватым оттенком, плотного, тонкокристаллического, трещиноватого с содержанием кальцита 67–82%, прослои мергеля с содержанием доломита 30–35%. Породы не битуминозные, в единичных образцах слабо битуминозные. Концентрация органического углерода в отложениях слоя изменяется от 0.6 до 4,27%, в среднем составляет 1,28%. По всему слою встречаются остатки фауны – крупные ростры белемнитов, отпечатки аммонитов.

Следующая пачка представлена аргиллитом серым до темно-серого с зеленоватым оттенком, глауконитовым, в прослоях сильно обогащенным глауконитом. Толщина глауконитовых прослоев до 2–3 см, содержание глауконита по микроскопическим исследованиям достигает 10–13%. Излом неровный, землистый, реже раковистый. По данным рентгеноструктурного анализа, содержание глинистых минералов в отложениях слоя изменяется от 32 до 63% и в среднем составляет 42–50%. Порода кремнистая, содержание кремнезема 28–33%. Содержание пирита в отложениях слоя несколько ниже, чем в вышеописанных породах, составляет 2–7%. Содержание карбонатного вещества низкое, в среднем 0,75–1,42%. Карбонатное вещество представлено доломитом, содержание доломита в отдельных образцах достигает 10%. Порода не битуминозная, концентрация органического углерода в отложениях слоя изменяется от 0,4 до 2,5%, в среднем составляет 1,14%. В отложениях пачки встречаются единичные прослои силицита глинистого и известковисто-глинистого. Содержание кремнистого вещества изменяется от 42 до 60%. Силициты не битуминозные и слабо битуминозные, концентрация органического углерода изменяется от 0,6 до 5.26%. Редко встречаются мелкий органогенный детрит, ростры белемнитов.

Выше по разрезу отложения представляют собой чередование аргиллита с прослоями карбонатных и кремнистых пород. Аргиллит серый до темно-серого, алевритистый, однородный, глауконитовый. Излом неровный и полураковистый, реже раковистый. Порода в прослоях трещиноватая, разбита на куски. Содержание глинистых минералов в аргиллитах изменяется от 28 до 51%. Аргиллиты кремнистые и известковисто-кремнистые. Карбонатное вещество представлено кальцитом и доломитом, содержание кальцита и доломита в аргиллитах изменяется от 1% до 22%. Содержание пирита 1–10%, в отдельных прослоях до 20%. Концентрация органического углерода в аргиллитах изменяется от 0,3 до 4,3% и в среднем составляет 1,45%. В породе встречаются многочисленные ростры белемнитов, редкие мелкие раковины, выполненные известковистым материалом. В отложениях пачки встречаются многочисленные прослои силицитов глинистых, известковисто-глинистых и слабоглинистых. Порода серая, плотная, крепкая, трещиноватая, трещины выполнены кальцитом. Содержание кремнистого вещества достигает 66%. В отложениях слоя встречаются редкие прослои глинисто-карбонатных пород темно-серого цвета. Порода плотная, крепкая, с включениями прослоев сидерита, трещиноватая. Трещины разно-ориентированные, выполнены кальцитом. По данным рентгеноструктурного, анализа в слое выделяются известняки с содержанием карбонатного вещества 50–85% и мергели, содержание известковистого материала в которых не превышает 50%.

В кровле абалакской свиты отложения представлены переслаиванием аргиллитов и силицитов. Аргиллиты серые, алевритистые до алевритовых. Порода массивная, с редкими включениями глауконита. Аргиллиты в отде-

льных прослоях трещиноватые, раскрытость трещин до 1–2 мм. Излом ровный, землистый, в отдельных образцах раковистый. Содержание глинистого вещества в аргиллитах в среднем составляет 37–42%. Аргиллиты кремнистые и известковисто-кремнистые, содержание кремнезема, по данным рентгеноструктурного анализа, – 30–33%. В прослоях известково-кремнистых аргиллитов содержание карбонатного вещества составляет 4–15%. Силициты преимущественно глинистые, в единичных прослоях слабоглинистые и известковисто-глинистые. Содержание кремнистого вещества в породе изменяется от 38 до 66%. Отложения пачки не битуминозные, встречаются прослои слабо- и средне битуминозных пород. Концентрация органического углерода по пачке в среднем составляет 2,14% и изменяется от 0,5 до 7,7%. Встречаются остатки рыбного детрита, редко ростры белемнитов, единичные стяжения пирита.

Расчленение разреза баженовской (нижней подсвиты тутлеймской свиты) свиты аналогично вышеописанным отложениям абалакской свиты базируется, в первую очередь, на анализе изменения литологических особенностей слагающих ее пород по макро- и микроскопическим исследованиям керна. В подошве баженовской свиты, по данным макроописания керна отложения представлены аргиллитом серым до темно-серого с коричневатым оттенком. Текстура слоистая, слоистость слабовыраженная горизонтальная, равномерная за счет слойков более светлого алевритового материала толщиной доли мм. Порода плотная, крепкая, трещиноватая, отдельные прослои представлены щебнем. По данным рентгеноструктурного анализа, породы слоя преимущественно силициты. Содержание глинистого вещества в аргиллитах слоя изменяется от 19 до 43%, в среднем составляет 28–34%. Силициты слабоглинистые, глинистые и известковисто-глинистые с содержанием кремнезема 46–53%, карбонатного вещества 1,7–3,2%. Отложения слоя слабо битуминозные с прослоями битуминозных разностей, концентрация органического углерода изменяется от 0,42 до 11,35%, в среднем по пачке содержание Сорг составляет 4,65%. Встречаются ростры белемнитов. По всему слою прослеживаются крупные стяжения и линзы пирита размером до 3х7 см, содержание пирита в породах слоя до 15%.

Согласно данным описания керна следующая пачка 7 в отложениях баженовской свиты представляет собой чередование аргиллитов с кремнистыми и карбонатными прослоями. Аргиллит темно-серый до черного с коричневатым оттенком, массивный, крепкий, местами трещиноватый, с запахом УВ. Излом неровный, раковистый. Прослои и линзы карбонатных и кремнистых пород встречаются по всему разрезу слоя. Глинисто-карбонатная порода темно-серого цвета, трещиноватая, трещины разнонаправленные. Контакт перехода карбонатной породы в глинистую четкий, неровный, волнистый. По данным рентгеноструктурного анализа, основным литотипом пачки являются силициты. Содержание глинистых минералов в силицитах изменяется от 11 до 37%, кремнезема 35–73%. Порода битуминозная, концентрация органического углерода изменяется от 4 до 13.5%, в среднем составляет 7.4%. Встречаются прослои известняков с содержанием карбонатного вещества 51–95% и мергелей – 40–55%. В отложениях слоя встречаются остатки и отпечатки фауны, ростры белемнитов.

По материалам макроописания кернового материала следующая вверх по разрезу свиты пачка 8 сложена аргиллитом темно-серым до черного с коричневатым оттенком. Порода массивная, плотная, крепкая, однородная. Излом раковистый, полураковистый, землистый. Встречаются остатки рыбного детрита. Согласно данным, полученным в результате рентгеноструктурного анализа, отложения пачки характеризуются высоким содержанием кремнистого вещества. Таким образом, пачка сложена в основном глинистыми и слабоглинистыми силицитами, реже известковисто-глинистыми. Содержание глинистого вещества составляет 19–23%, кремнистого вещества – 50–58%. Порода битуминозная, концентрация органического углерода достигает 16,5 %, в среднем по пачке составляет 10%.

Следующая пачка 9 охарактеризована керном во многих скважинах. Пачка имеет сложное строение, представляет собой переслаивание аргиллитов с глинисто-карбонатными и кремнистыми породами. Не всегда надежно и однозначно коррелируется по данным ГИС, в первую очередь характеризуется понижением значений гамма-каротажа, однако внутри пачки часто встречаются высокорадиоактивные прослои. Аргиллит темно-серый до черного в прослоях черный, плотный, крепкий, однородный, слюдистый. Излом неровный, бугристый. В отдельных скважинах встречаются зеркала скольжения. В отдельных прослоях аргиллит слоистый за счет светлых или кирпично-красного цвета известковистых прослоев толщиной от доли мм до 0,5 см, слоистость пологоволнистая, параллельная. По данным РС, аргиллиты кремнистые и известковисто-кремнистые. Содержание глинистых минералов в среднем составляет 28–33%, кремнистого вещества 25–32%, содержание карбонатного вещества изменяется от 0 до 20%. Карбонатное вещество представлено кальцитом и доломитом. Встречены в отдельных скважинах прослои карбонатно-глинистой породы серого цвета толщиной от 0,07 до 0,36 м. Порода кавернозная, разбита многочисленными трещинами, заполненными кальцитом. Контакт перехода карбонатной породы в глинистую четкий, резкий. По данным рентгеноструктурного анализа карбонатные прослои сложены как известняком, так и мергелем, содержание карбонатного вещества в которых изменяется соответственно от 56 до 95% и от 14 до 55 %. Карбонатное вещество преимущественно представлено кальцитом, в меньшей степени доломитом. Силициты по данным РСА встречаются реже относительно нижезалегающих пачек баженовской свиты. Содержание глинистого вещества в них изменяется от 20 до 26%, кремнистого вещества от 27 до 71%, содержание карбонатного вещества достигает 17%. Породы пачки высоко битуминозные, встречаются битуминозные и слабо битуминозные прослои. Концентрация Сорг изменяется от 1 до 22% и в среднем по пачке составляет 11%. В отложениях пачки встречаются многочисленные остатки и отпечатки раковин двустворок, аммонитов, рыбные остатки, а также напыления и линзочки пирита.

Залегающая в кровле баженовской свиты (нижней подсвиты тутлеймской свиты) пачка 10 по данным макроскопического описания керна сложена аргиллитом черным с коричневым оттенком за счет напыления пирита на плоскостях. Порода плотная, крепкая, массивная, тонко отмученная, однородная, слабослюдистая, в разной степени карбонатная. Излом неровный, раковистый. Встречаются отпечатки фауны. В отдельных скважинах встречаются зеркала скольжения. По данным РСА, аргиллиты кремнистые и известковисто-кремнистые. Содержание глинистых минералов 28–33%, кремнистого вещества 20–28%, Карбонатное вещество встречается в отдельных прослоях, содержание его достигает 28%. Порода пиритизированная, содержание пирита в отдельных прослоях достигает 20–25%. Аргиллиты преимущественно высоко битуминозные, концентрация органического углерода достигает 25–26%. В отложениях пачки встречаются единичные прослои карбонатных пород, по данным РСА отмечаются как известняки, так и мергели. Содержание карбонатного вещества изменяется от 25 до 95 %. Карбонатные прослои в основном слабо битуминозные и не битуминозные с концентрацией органического углерода менее 6%. В отдельных прослоях породы высоко битуминозные с содержанием органики 16–17%.

Минеральный состав баженовско-абалакских отложений определен по результатам выполненных лабораторных исследований керна 12 скважин: пиролиза, рентгеноструктурного и рентгенофлюоресцентного анализов. По полученным данным вычислены средние значения содержания основных компонентов минералогического состава по свитам и по прослеженным в них пачкам. Отложения свит существенно отличаются друг от друга по минеральному составу. В составе отложений абалакской свиты преобладает глинистое вещество, в баженовских породах доминирует кремнистая составляющая. Максимальное содержание кремнистой составляющей приурочено к подошвенной части баженовской свиты, вверх по разрезу содержание кремнистого вещества уменьшается. В отложениях абалакской свиты наблюдается обратная закономерность: содержание кремнистого вещества увеличивается вверх по разрезу и соответственно в кровле абалакской свиты уменьшается содержание глинистых минералов.

Породы отличаются и по содержанию органического углерода. В баженовской свите средняя концентрация углерода составляет 9,76%, максимальная – 25,8%. Минимальные значения, как правило, соответствуют образцам с повышенным содержанием карбонатного вещества. Концентрация органического углерода в отложениях абалакской свиты значительно ниже: не превышает 7,72% и в среднем составляет 1,79% (табл. 1).

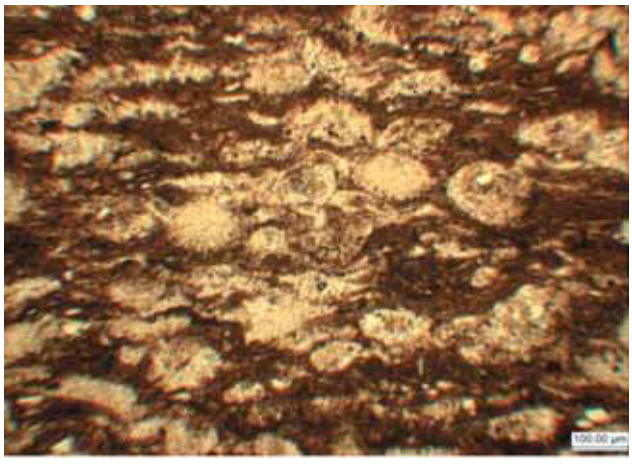
Таблица 1

Среднее содержание основных компонентов минерального состава по пачкам и свитам

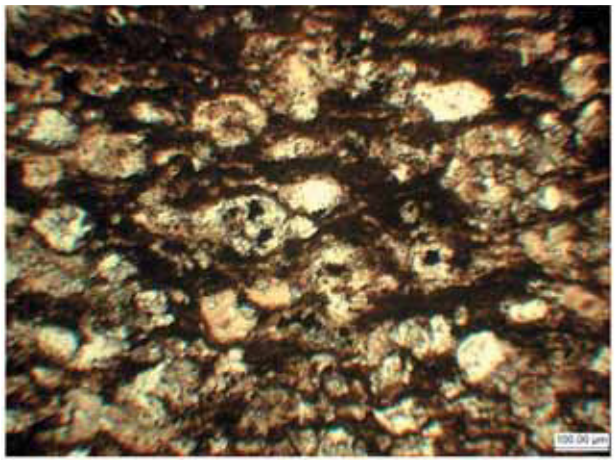
Пачка	Минеральный состав, %						
	Глинистое вещество		Кремнистое вещество		Карбонатное вещество		TOC, %
	min	max	min	max	min	max	
баженовская свита	25,83	30,23	32,77	39,30	7,49	11,43	9,76
10	27,66	31,96	19,58	26,07	9,26	14,67	12,48
9	26,10	30,67	27,05	33,83	9,25	13,28	10,94
8	20,09	23,67	45,47	53,36	3,30	4,30	10,13
7	23,56	27,36	46,40	52,77	6,95	10,40	7,27
6	28,85	34,39	43,64	50,02	3,74	7,33	4,65
абалакская свита	36,69	42,95	30,14	35,56	4,38	4,48	1,79
5	33,76	39,12	37,96	44,28	2,92	7,08	2,14
4	32,18	37,90	33,29	38,51	7,41	8,67	1,78
3	38,79	46,14	31,99	37,29	0,75	1,42	1,14
2	37,36	42,45	28,18	32,57	5,30	9,48	1,28
1	41,99	49,47	21,00	26,81	0,31	0,59	2,24

Согласно целому ряду исследований коллекторами в баженовской и абалакской свитах преимущественно являются прослои, представленные карбонатными и кремнистыми разностями [3, 5]. В изученных скважинах они характеризуются в основном биоморфной радиоляриевой структурой, различимой в шлифах (рис. 2). Карбонат представлен вторичными кальцитом, редко – доломитом, первичный биогенный кальцит встречается в верхней части баженовской свиты, представлен скоплениями раковин двустворчатых моллюсков различной сохранности впрослояхглинистых пород.

Толщина прослоев карбонатных пород, по данным ГИС изменяется от 0,4 до 1–2 м. По макроописанию керна выделены небольшие прослои толщиной от единиц до десятков сантиметров. Самый представительный прослой известняка толщиной около метра встречен в скв.30 Северо-Аркановской на глубине 2748,1 м в нижней части баженовской свиты. Известняк серый, массивный, тонкокристаллический, неравномерно глинистый. Очень крепкий, плотный, тяжелый, трещиноватый, трещины и сколы субгоризонтальные и под углом до 75 градусов к оси керна, залечены кальцитом. Часто карбонатные разности по цвету практически не отличаются от вмещающих пород.



Скв. 4 Молодежной площади. Гл. 2496,4 м Кремнистая порода слабо битуминозная с радиоляриевым прослоем. Текстура слоистая; чешуйчатая. Ширина прослоя с радиоляриями до 6 мм. Гидрослюда (1 %). Пирит пелитоморфный. Глина 15–30%, кероген 2–3%, карбонат – 2%, кремний 60–75%, пирит – 2%



Скв. 4 Молодежной площади**.** Гл. 2496,32 м. Кремнисто-карбонатная порода битуминозная с карбонатизированными радиоляриями. Текстура кристаллически-зернистая. Карбонатизированные округлые раковины радиолярий, диаметром до 0,13 мм. Кремний пелитоморфный, распределен неравномерно по породе. Размер зерен карбоната – 0,02–0,1 мм. Глина – 10%, кероген 5–15%, кремн. 10–30%, карбонат 30–60%

Рис. 2. Биоморфная радиоляриевая структура кремнистых и карбонатных пород

Литература

1. *Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д.* Строение и нефтегазоносность баженовского резервуара // Литология и полезные ископаемые. – 1985. – № 2. – С. 43–58.

2. *Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А.* и др. // Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск: Наука, 1986. – 216 с.

3. *Зубков М.Ю.* Литолого-петрографическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1999. – Т.40. – № 12. – С. 1821–1836.

4. *Хабаров В.В., Барташевич О.В., Нелепченко О.М.* Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири. – М., ВИЭМС, 1981. – 44 с.

5. *Алексеев А.Д., Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С.* Литологические особенности строения нижнетутлеймской подсвиты Фроловской нефтегазоносной области в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 27–33.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАЛЕОФАЦИАЛЬНЫХ ОБСТАНОВОК ФОРМИРОВАНИЯ ДОМАНИКИТОВ

С.Б.Остроухов[1,2], И.Н. Плотникова[1], Н.В.Пронин[1], Ф.Ф.Носова[1], Г.Т.Салахидинова[1]

[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, [2] ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Создание технологий поиска сланцевой нефти в саргаевском, семилукском и речицком горизонтах на территории Татарстана тесно связано с изучением истории формирования нефтеносности доманикитов, которая, благодаря новым данным, полученным в последние годы, значительно отличается от первых представлений о формировании доманикоидных толщ. Наиболее дискуссионным является вопрос о причинах периодического значительного обогащения осадочных пород органическим веществом. Кроме того, не полностью изучена кремнистая составляющая пород, не выяснен источник кремнезема, а также палеоглубины морского бассейна, в котором формировались доманикиты. Важная информация, указывающая на фациальные обстановки их образования, может быть получена на основе изучения геохимических особенностей состава органического вещества доманикитов и доманикоидов.

Геохимические исследования битумоидов семилукского горизонта из пород скважины 33-Алькеевской, расположенной в центральной части Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) позволили получить новые данные, характеризующие фациальные условия формирования высокоуглеродистых толщ на границе франского и фаменского ярусов.

В качестве представительного образца доманиковой фации был выбран образец керна из интервала 1939–1946 м, представленный, согласно макроописанию кера, черными глинистыми сланцами.

Исследование экстрагированного из этого образца битумоида, выполненное методами газожидкостной хроматографии и хроматомассспектрометрии, позволило впервые для Татарстана идентифицировать в органическом веществе пород УВ-соединения, указывающие на специфические условия осадконакопления.

На рисунке 1 представлена полная хроматограмма масляной части битумоида, характеризующая вещественный состав органического вещества (ОВ). Здесь в первую очередь обращает на себя внимание наличие в высокомолекулярной области (время выхода 54 и 57 мин.) двух интенсивных хроматографических пиков, отмеченных индексами iАБ (изоалкилбензолы). Наличие пиков с такой интенсивностью на данном участке общей хроматограмме не является свойственным для ОВ пород, что вызывает законный интерес к природе этих пиков.

На рисунке 2 представлена масс-фрагментограмма по иону m/z 134, характеризующая в составе нефти тетразмещенные алкилбензолы (ТМАБ) состава C_{10}-C_{40}. Данные соединения имеют в составе бензольного кольца три метильных заместителя и одну алкильную цепь изопреноидного строения (Остроухов и др., 1982). Количество заместителей и строение алкильной цепи указывают на реликтовые характер данных соединений, составляющих исходное (сингенетичное) органическое вещество, а также условия его образования и накопления (седиментацию). При этом, как видно из масс-фрагментограммы в ОВ, наблюдается присутствие двух основных гомологических рядов (I и II), отличающихся положением алкильной цепи в бензольном кольце. При этом положение алкильной цепи в кольце связано с определенным видом исходного морского органического вещества.

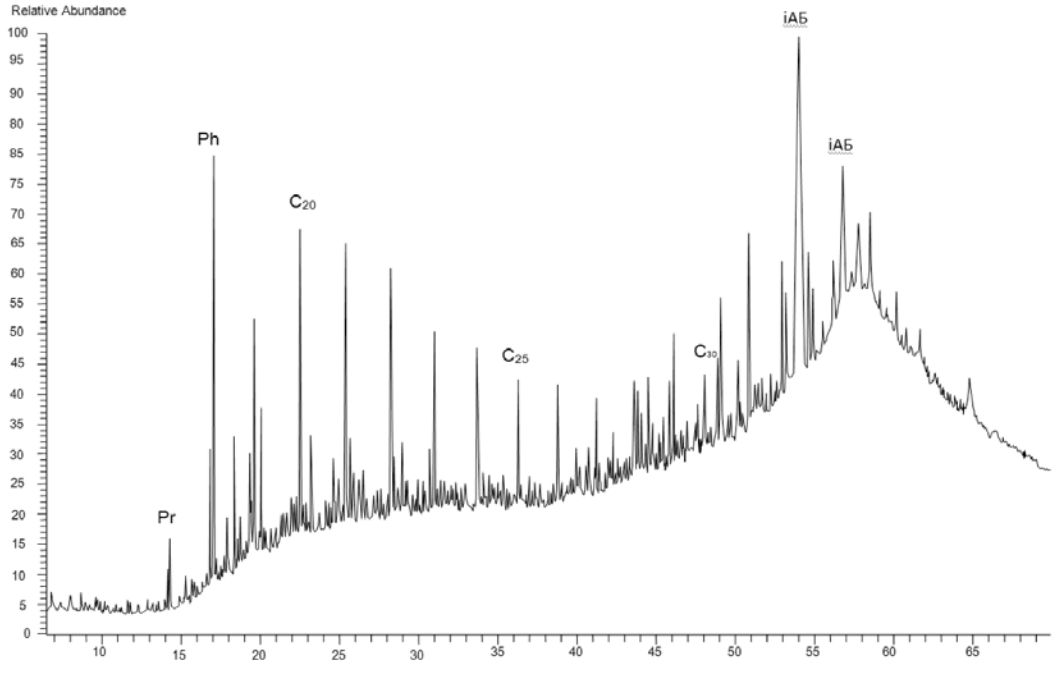


Рис. 1 Хроматограмма экстракта ОВ породы Pr – пристан; Ph – фитан; iАБ – изоалкилбензол;

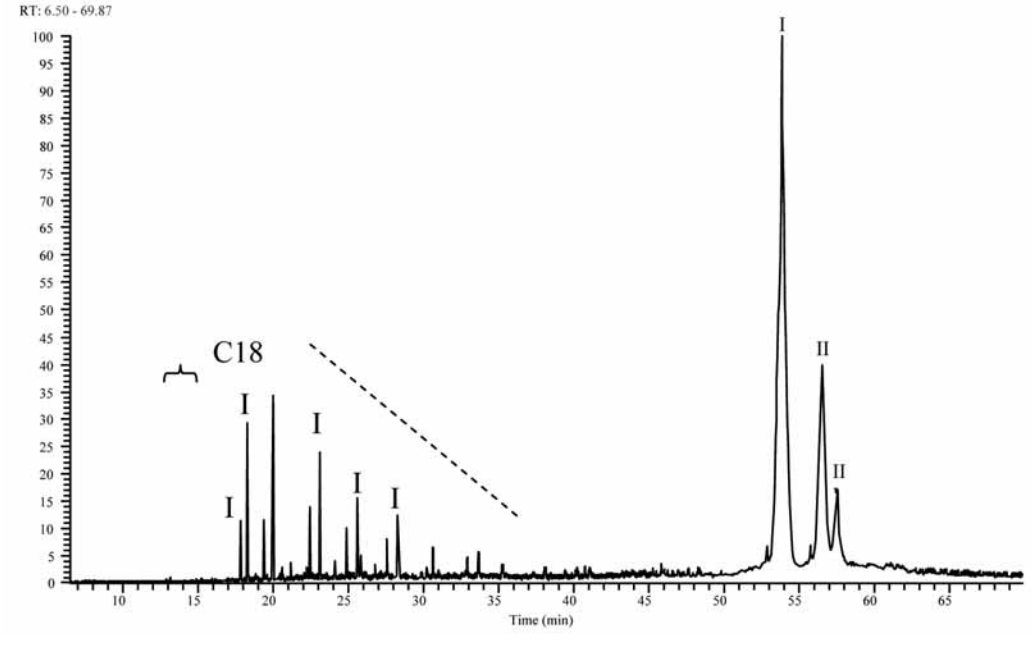
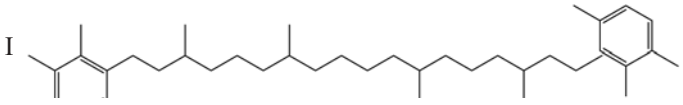
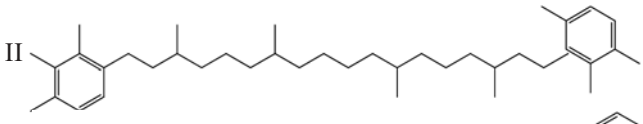
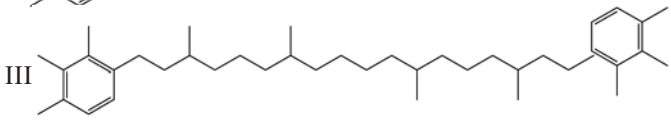


Рис. 2. Масс-фрагментограмма по иону m/z 134. Расшифровка I, II и III приведена в тексте

Особо необходимо отметить наличие в составе органического вещества высокое содержание трех изомеров изоэриентана состава C_{40}, строение которых представлено ниже:







Данные соединения сохранили строение исходных биологических веществ (изоэриентена) состава C_{40}, присущих фотосинтетическим зеленым серным бактериям (Chlorobiaceae), которые существуют в жесткой анаэробной среде и для их метаболизма необходимы свет и сероводород. Основным отличием между этими соединениями является положение алкильной цепи у одного из бензольных колец соединения. Доминирование того или иного изомера в смеси позволяет использовать эти биомаркеры в качестве нового критерия идентификации и сравнения при проведении корреляции ОВ – ОВ, ОВ – нефть, нефть – нефть.

Данные соединения являются одним из основных индикаторов условий формирования состава исходного сингенетичного ОВ на стадии его биологической активности в водной среде.

На рисунке 3 приведена упрощенная схема формирования основных генетических признаков исходного сингенетичного ОВ. Особое внимание обращает на себя образование изорениератена структуры I.

Предполагается, что возникновение изорениератена происходит в водной толще при трансформации каротиноидов под действием специального гена, активизированного определенными экологическими условиями бассейна осадконакопления. При этом данный ген содержится только в определенном виде бактерий. Таким образом, уже на стадии формирования осадков (осаждения органического вещества) происходит образование природного ароматического соединения, возникновение которого ранее связывалось с этапом диагенетического преобразования ОВ. При этом функция изорениератена в составе живого вещества до сих пор не известна, хотя его содержание каким-то образом может быть связано с воздействием ультрафиолетового света и сероводорода.

Другим и более основным фактором, влияющим на образование изорениератена в живой природе является отсутствие кислорода в среде обитания серобактерий Chlorobiaceae и появление сероводорода (Jochen, et. al., 2008, Koopmans, et. al., 1996 a, Koopmans, et. al., 1996 b). Таким образом, при замене в фотической зоне водной среды кислорода на сероводород включается в действие генный механизм образования изорениератена из ранее образованных каротиноидов. Это позволяет предположить, что процесс преобразования каротиноидов в ароматические аналоги нефтяного ряда происходил не в зоне диагенеза, как это считалось ранее, а путем их биологического преобразования в живой природе через промежуточное соединение – изорениератен. Однако к настоящему времени нет четкой информации относительно источника изорениератена и механизма его образования, поскольку в современной живой природе он и его возможные предшественники не обнаружены.

Это дает основание предположить наличие ранее существовавшего процесса формирования изорениератена через генный механизм из тех же каротиноидов. На значительную активность и масштаб этого процесса указывает высокий количественный состав каротиноидов, соизмеримый с изорениератеном.

Анализ проведенных геохимических исследований битумоидов из семилукского горизонта в скв. 34-Кузнечихинской позволил впервые для территории Татарстана выявить наличие в составе ОВ доманикитов ароматического соединения *изорениератена* в достаточно большом количестве. Геологическое значение этого открытия имеет большое значение и сводится к следующему. Формирование доманикитов происходило на небольших (до 80–100 м) глубинах в условиях периодического возникновения аноксических событий, сероводородного заражения фотического слоя. Следовательно, в процессе осадконакопления на пассивной окраине Восточно-Европейской платформы существовали условия для эвксинского седиментогенеза, что создавало условия для возникновения черносланцевых формаций эвксинского типа. Насколько широко эти условия распространялись по площади акватории и какова была их продолжительность еще предстоит выяснить.

Характерные особенности распределения фаций и ОВ в доманиковом горизонте указывают на то, что биогенная седиментация находилась под мощным влиянием как Уральского палеоокеана, так и активизации рифтогенеза, сопровождавшегося вулканизмом и периодическим внедрением в бассейн осадконакопления глубинных флюидных систем, обусловивших присутствие в доманикитах широкого спектра микроэлементов и радиоактивных (урановых) аномалий, а также рассеянного органического вещества (Готтих, Писоцкий, 2002, 2012). Присутствие в флюидных системах углеводородов могло стать причиной активного развития метанотрофов, что и обусловило обогащение осадков органическим веществом и возникновение высокоуглеродистых кремнисто-карбонатных прослоев. Пульсационный характер поступления эндогенных систем в морской бассейн определил высокую не-

однородность разреза семилукско-речицких отложений, в которых черные сланцеподобные прослои чередуются с белыми карбонатными прослоями с весьма невысоким содержание ОВ.

В заключение необходимо отметить важность изучения изорениератенов и их продуктов в составе органического вещества пород и нефтей, поскольку они несут не просто важную информацию об условиях формирования сингенетичного осадочного вещества доманиковых отложений.

Во-первых, выделение в ОВ пород изорениератенов позволит провести классификацию сланцевых толщ на территории Татарстана по фациальным условиям их образования.

Во-вторых, эти ароматические соединения могут быть использованы в качестве нового биомаркера, позволяющего проводить корреляцию в системе ОВ-нефть для идентификации действительно сланцевой нефти в залежах семилукского, речицкого и других горизонтов. Другими словами, использование биомаркера, формирование которого происходило исключительно благодаря фациальным условиям образования доманикитов, позволит идентифицировать сланцевые УВ в их естественном залегании и отличить их от миграционных УВ, имеющих другой источник генерации.

В-третьих, использование идентификации изорениератенов в ОВ позволит восстановить палеогеодинамические особенности развития региона, изучить стадийность активизации эндогенных процессов, поскольку экстремальные условия сероводородного заражения фотической зоны могли быть вызваны в девонское время вулканической деятельностью, глубинной гидротермальной активностью недр, внедрением эндогенным флюидных систем.

Литература

1. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И.* Проявления процессов глубинной флюидизации в нефтегазоносных провинциях // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. – М.: ГЕОС, 2002. – 516 с.

2. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Муслимов Р.Х.* К вопросу о стадийности процессов формирования Ромашкинского месторождения с позиций глубинной флюидизации // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. – М.: ГЕОС, 2002. – 472 с.

3. *Остроухов С.Б., Арефьев О.А., Макушина В.М., Забродина М.Н., Петров А.А*. Моноциклические ароматические углеводороды с изопреноидной цепью // Нефтехимия. – Т. 22. – № 6. – 1982. –С. 723–728.

4. *Jochen J.* Brocks, Philippe Schaeffer. Okenane, a biomarker for purple sulfur bacteria (Chromatiaceae), and other new carotenoid derivatives from the 1640 Ma Barney Creek Formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*.№ 72. 2008. 1396–1414.

5. *Koopmans M. P., Koster J., Van Kaam-Peters H. M. E., Kenig F.,Schouten S., Hartgers W. A., Dc Leeuw J. W. and Sinninghe Damstc J. S.* Diagcnctic and catagcnctic products of isorenieratene: molecular indicators for photic zone anoxia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. № 60. 1996. 4467–4496.

6. *Koopmans M. P., Schouten S., Kohnen M. E. L. and Sinninghe Damste J. S.* Restricted utility of aryl isoprenoids for photic zone anoxia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. № 60. 1996. 4873–4876.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ

С.И. Петров[1], М.Я. Боровский[2], А.С. Борисов[1], В.Н. Филимонов[2], В.И. Богатов[2]

[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Sergey.Petrov@ksu.ru

[2]ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru

Основным объектом разработки битумных месторождений в РТ являются песчаные коллекторы верхней песчаниковой (ашальчинской) пачки шешминского горизонта уфимского яруса. В настоящее время при изучении месторождений природных битумов (сверхвязких нефтей) уфимского терригенного комплекса применяются следующие методы геофизических исследований скважин [1–4]:

– нейтронный каротаж (нейтронный гамма и компенсационно-нейтронный методы);
– гамма-каротаж;
– резистивиметрия;
– КС, ПС;
– индукционный каротаж;
– кавернометрия;
– боковой каротаж.

Методы НГК, ГК, КНК используются для получения информации об емкостных характеристиках коллекторов и расчленения разреза. Кавернометрия и резистивиметрия призваны отражать технологические условия проведения каротажа и дают данные о диаметре скважины и сопротивлении промывочной жидкости. Электрометрия, в состав которой входят ПС, КС, БК, ИК, применяется для оценок удельного сопротивления пластов и характера насыщенности их.

При формальном подходе к данному набору методов ГИС, комплекс должен решать [4] основные задачи нефтепромысловой геофизики:

– выделение пластов и оценка их коллекторских свойств (Кп, Кгл);

– оценка по значениям удельного сопротивления пласта коэффициента битумонасыщенности $К_{бит}$.

Имеется ряд вопросов, на которые также следует обратить внимание.

Значительные трудности [2, 5, 6, 7] возникают при прогнозировании вероятных причин обводнения продукции битумных скважин, которые для отложений уфимского яруса И.М. Климушин связывает с наличием водоносных прослоев и линз, залегающих в пределах битумонасыщенной части залежи. Предполагается возможное совместное залегание битума и свободной воды в поровом объеме коллектора.

А.И. Томашевская выделяет в качестве негативных причин, наряду с вышеуказанными, поступление воды по нарушениям в цементном камне или по зазору между цементным кольцом и породой из-за отсутствия надежного сцепления цемента с битумонасыщенными песчаниками. Такие случаи имеют место при испытании битумонасыщенных коллекторов в обсаженных скважинах, когда бурением вскрыты и нижележащие битумосодержащие и водоносные песчаники. Как правило, к подошве залежи возрастает трещиноватость пород, улучшается связь с подошвенными водами, которые дают притоки воды.

Для повышения эффективности работ при освоении битумных залежей, получения достоверных сведений об особенностях геологического строения и вследствие этого для оптимального выбора объектов для испытаний и эксплуатации предлагается использовать данные межскважинной томографии. Метод основан на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и связи их с физическими характеристиками среды путем сейсмического просвечивания межскважинного пространства.

Положительный опыт применения метода межскважинной сейсмотомографии (А.Г. Болгаров, А.П. Поляков, 2000; А.Г. Болгаров, 2002) для решения различных задач в области инженерной геологии, результаты опробования в условиях нефтегазовых месторождений Башкортостана и за рубежом являются предпосылкой эффективного использования метода для изучения строения месторождений сверхвязких нефтей Татарстана и контроля их разработки.

Перспективны совместное изучение кинематических и динамических параметров продольных и поперечных волн, распространяющихся в межскважинной среде, и расчет упруго-деформационных характеристик, позволяющих оценить коллекторские свойства битумосодержащих песчаников, тектонические и структурные особенности месторождений природных битумов, определить битумо-, водо- и газонасыщенность. Большими возможностями обладает межскважинное просвечивание при контроле за фронтом выработки продуктивного пласта горизонтальными скважинами.

В работах [5, 6, 7] предложена программа по оценке возможностей применения межскважинной томографии для выявления «тонких» особенностей геологического строения битумных залежей (сверхвязких нефтей). Цель работы – детализация геологического строения месторождения природных битумов методом межскважинной томографии, основные задачи:

– определение водоносных прослоев и линз воды и др.;

– оценка выработанности пласта тепловыми способами с помощью горизонтальных скважин;

– построение геолого-геофизической модели полигонного участка:

– выделение прослоев и линзы воды в теле битумной залежи;

– определение положения выработанной зоны.

Методика исследований включает:

– проведение полевых межскважинных наблюдений на полигонном участке;

– обработку материалов экспериментальных исследований методом межскважинной сейсмотомографии;

– геологическое истолкование полученных данных (интерпретация в комплексе с результатами геофизических исследований скважин);

– разработку рекомендаций по применению метода межскважинной томографии для выявления особенностей строения скоплений природных битумов в естественных условиях и в случае теплового воздействия на пласт (освоение месторождения горизонтальными скважинами).

Ожидаемые результаты:

– детальное геологическое строение полигонного участка месторождения природных битумов;

– технология детализации геологического строения битумоскоплений методом скважинной томографии: а) в естественных условиях; б) при освоении горизонтальными скважинами (при тепловом воздействии на пласт).

Следующее направление включает поиск дополнительных источников информации о наличии скоплений сверхвязких нефтей в верхней части геологического разреза нефтеперспективных территорий.

Ф.Ф. Ахмадишиным и др. предложен [8] поиск углеводородов в пермских отложениях осуществлять при бурении глубоких скважин. Рассматривается комплекс методов ГИС применительно к особенностям конструкции этих скважин. Отмечается, что используемая конструкция в интервале пермских отложений предусматривает кондуктор, который имеет критический диаметр (0,4 м) для проведения геофизических исследований скважин. Известно, что методы ГИС различаются по радиальной глубине исследования: малоглубинные и глубинные. К группе малоглубинных методов относят ГК, ГГКп, ЯМК, ДМБК и др., т.к. на показания этих методов существенно оказывает влияние ближняя зона пласта – толщина глинистой корки, зоны кольматации и проникновения фильтрата промывочной жидкости. По данным ООО «ТНГ-Групп», у малоглубинных методов ГИС радиальная глубинность исследований составляет менее 0,5 м (Р.Н. Абдуллин, В.С. Дубровский, 2005; [8]).

В работе [8] приведен пример геофизических исследований скважин в пермских отложениях Одиночного поднятия Соколкинского месторождения. В поисковой скважине 1057 в интервале 0–310 м до спуска в скважину 323,9 мм колонны кондуктора осуществлен каротаж в масштабе 1:200 следующими методами: инклинометрия, ГК, ННК, КС, ПС, БК, ИК, АК, кавернометрия, резистивиметрия и ЯМК.

По материалам ГИС выделены терригенные и карбонатные коллекторы, для которых определены петрофизические свойства. Указано, что проведенный набор методов недостаточен для выделения интервалов насыщенных углеводородами (УВ). Для определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности следует дополнить [8] комплекс ГИС следующими методами: гамма-спектрометрией (ГК-С), гамма-гамма плотностным (ГГКп), углерод-кислородным (С/О каротаж). В то же время отмечается, что предложенные геофизические методы имеют небольшую радиальную глубинность исследования. Рекомендуется, чтобы диаметр скважины при каротаже не превышал 215,9 мм. Предлагается в интервале пермских отложений бурить долотом 215,9 мм, провести вышеуказанный дополненный комплекс ГИС, с последующим расширением диаметра ствола скважины долотом 393,7 мм и обсадить кондуктором (323,9 мм) для продолжения бурения на нижележащие отложения.

Таким образом, можно будет получать важную информацию о насыщении пермских отложений углеводородами и определять коллекторские свойства выделенных интервалов.

Важным аспектом является внедрение, так называемых новых методов

Как известно [1, 2], на ранних этапах выбора рационального комплекса ГИС на природные битумы апробировался для определения коэффициента нефтебитумонасыщенности волновой диэлектрический каротаж (ВДК). Результаты опытно-методических работ на территории РТ свидетельствуют о достаточно высокой эффективности метода. Впоследствии, ввиду отсутствия серийной аппаратуры [1, 2], ВДК был исключен из комплекса. Для качественного выделения обводненных интервалов и повышения точности оценки битумонасыщенности по данным ГИС в зоне ВБК (при низком битумонасыщении) целесообразно применение волнового диэлектрического метода [9].

Перспективно использование ядерно-физических методов в модификации гамма-спектрометрии ГК-С [6–9] и углерод-кислородного С/О каротажа [11]. По Д.А. Кожевникову и др. [9], применение гамма-спектрометрии даже в ограниченном объеме (в базовых скважинах) позволяет повысить точность количественного определения петрофизических свойств коллекторов путем уточнения содержаний отдельных минеральных компонент пород. Модули индивидуальной и комплексной интерпретации радиометрии скважин позволяют проводить оперативную беспалеточную интерпретацию для определения пористости и глинистости битуминозных коллекторов в терригенном разрезе и выявлять петрофизические связи по результатам интерпретации. Интерпретационные алгоритмы не требуют введения никаких эмпирических или гипотетических зависимостей (между радиоактивностью и глинистостью, пористостью и водородосодержанием и др.).

Погрешность определения величины битумосодержания пласта зависит [4, 10] от достоверности оценок пористости, определяемых по данным ГИС. Неточности в подсчете коэффициента пористости (Кп) и сопротивления пластовой воды ведут к получению неадекватных величин коэффициентов битумонасыщенности коллекторов. Оценка содержаний тория (Th) и калия (К) позволяет количественно определять величину концентрации гидрослюды в горных породах, что дает возможность с максимальной достоверностью вычислить эффективную пористость пласта.

Необходимым параметром, величина которого существенно влияет на значения коэффициента битумонасыщенности, служит удельное сопротивление пластовой воды. Пластовые воды верхнепермских образований имеют непостоянный химический состав, низкую минерализацию и различное удельное сопротивление. Сопротивления зоны проникновения и пласта могут быть оценены по результатам ВИКИЗ [10].

В настоящее время актуален контроль за разработкой месторождений природных битумов и высоковязких нефтей. Существенно определение характера текущей и остаточной битумонасыщенности продуктивных коллекторов. Все большее значение для решения этой проблемы придается методу ИНГК-С и его модификации – углерод-кислородному каротажу (С/О-каротаж) [11].

Основная традиционная задача С/О-каротажа – разделение разрабатываемых терригенных коллекторов на нефтеносные и обводненные разности. Для уточнения возможности количественного определения коэффициента битумонасыщенности терригенных коллекторов НТУ ОАО «ТНГ-Групп» проведены опытные работы по опробованию комплекса ядерно-физических методов, включающего С/О-каротаж и ГК-С в скважине Мордово-Кармальской площади. Опыт применения С/О-каротажа как нового для терригенных битумонасыщенных коллекторов показывает [11] принципиальную возможность количественного определения коэффициента текущей битумонасыщенности. Для успешного решения задачи контроля за выработкой запасов битумов (сверхвязких нефтей) в терригенных коллекторах с использованием ядерно-физических методов необходима их адаптация и тщательная петрофизическая настройка к геолого-технологическим условиям месторождений этих полезных ископаемых РТ.

К современным геофизическим технологиям можно отнести и алгоритм выделения газоносных пластов в приустьевой зоне скважин по данным ГИС [2].

При строительстве скважин с точки зрения как негативного воздействия на окружающую среду, так и техники безопасности проведения работ выявление газовых скоплений в пермских отложениях и их прогнозирование способствуют предупреждению и предотвращению непредвиденных последствий.

В ПАО «Татнефть» разработаны методические рекомендации по выделению газоносных пластов в приус-

тьевой зоне скважин, по данным ГИС (Р.Ш.Хайретдинов, М.Т.Ханнанов, 1996). Отсутствие критериев газоносности приводило к тому, что при интерпретации данных ГИС пропускались все, без исключения, газоносные пласты. Более того, газоносные интервалы принимались за участки некачественного цементирования заколонного пространства (по ГГК) или за участки заколонных перетоков подземных вод (по термометрии).

Для пермских отложений Татарстана определены (М.Т.Ханнанов, 2002; [2]) критические значения показаний НК и ГГК, при которых выделяются газосодержащие породы. Газонасыщенные интервалы в терригенной части пермских отложений однозначно выделяются при показаниях НК более 1,4 усл. ед., а в карбонатной части – более 2,4 усл. ед., показания ГГК должны быть более 5 усл. ед. Эти цифровые критерии верны при полном расформировании зоны проникновения бурового раствора. Анализ материалов ГИС по 4500 скважинам Ново-Елховского, Архангельского и других месторождений позволил выявить газоносные пласты в 700 скважинах, что составляет 15,5%.

На территории Республики Татарстан выделяются три направления повышения эффективности геофизических исследований скважин на природные битумы (сверхвязкие нефти):

– успешное апробирование и широкое внедрение современной технологии межскважинной томографии позволит повысить эффективность геологоразведочных работ как на стадии подготовки, так и в процессах разработки месторождений природных битумов;

– разработка рационального комплекса ГИС для получения важной информации в иных горно-технологических условиях (скважины глубокого бурение);

– внедрение «новых» методов ГИС, опробованных на небольшом числе эталонных объектов и успешно применяющихся при изучении традиционных нефтей (гамма-спектрометрия, С/О-каротаж, ВИКИЗ, ВДК и др.).

Литература

1. *Алчина А.Б.* Методика интерпретации ГИС для выделения коллекторов, оценки их пористости и нефтенасыщенности в пермских отложениях Республики Татарстан // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: междунар. науч. конфер. – Казань: Изд-во КГУ, 2005. – С. 13–16.

2. *Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2007. – 247 с.

3. *Петров С. И.* Современное состояние и перспективы изучения пермских битумов Татарстана геофизическими исследованиями скважин // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: междунар. науч.-практ. конференция. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С. 313–316.

4. *Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р.* Новая технология определения емкостных свойств и коэффициента битумонасыщенности терригенных отложения уфимского яруса // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: междунар. науч.-практ. конфер. – Казань: «Фэн» АН РТ, 2012. – С. 35–37.

5. *Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н.* Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2011. – 228 с.

6. Детализация геологического строения битумных залежей / М.Я. Боровский, А.Г. Болгаров, И.Н. Файзуллин [и др.] // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии: междунар. науч.-практ. конфер. – СПб: ВНИГРИ, 2007. – С. 301–304.

7. О возможности использования сейсмотомографии для выявления особенностей геологического строения битумных залежей / М. Я. Боровский, А. А. Ефимов, И. Н. Файзуллин [и др.] // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: сб. докл. науч.-технич. конфер., посвящ. 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С. 91–93.

8. *Ахмадишин Ф.Ф., Сулейманов А.Я., Мусаев Г.Л.* Поиск высоковязких нефтей в пермских отложениях при бурении глубоких скважин // Сб. науч. тр. ин-та ТатНИПИнефть. – Вып. 82. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – С. 240–242.

9. *Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А. и др.* Гамма-спектрометрия в комплексе ГИС при изучении битумных месторождений Татарстана // Геофизика. – 2001. – № 4. – С. 82–86.

10. *Петров С.И.*, *Успенский Б.В., Абдуллин Р.Н.* Оценка битумонасыщенности коллекторов пермской системы современными методами ГИС // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 357–359.

11. Особенности интерпретации комплекса ядерно-физических методов ГИС и перспективы его применения на месторождениях природных битумов высоковязких нефтей Республики Татарстан / Б.Ф.Ахметов, В.В.Баженов, Л.И.Лимонова, Д.Р.Абдуллина // Геофизические, геохимические и петрофизические исследования и геологическое моделирование при поиске, разведке и контроле эксплуатации нефтегазовых месторождений: тр. междунар. науч.-практ. конфер. (1–4 октября 2013 г., г. Бугульма). – М.: ВНИИгеосистем, 2013. – С. 29–36.

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ СВЕРХКРИТИЧЕСКИМ ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА ИЗ ОДНОРОДНОГО ОБВОДНЕННОГО ПЛАСТА

А.В. Радаев, А.Н. Сабирзянов, А.Н. Шакиров, И.Д. Закиев, А.А. Давлетшин

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет», Академия наук Республики Татарстан

Существующие экспериментальные стенды для исследования процессов вытеснения нефти различными вытесняющими агентами, применяемые в России и за рубежом, не в полной мере отвечают требованиям [1] для проведения исследований по вытеснению нефти сверхкритическими флюидными системами из обводненного пласта, оторочками сверхкритического CO_2 и воды, а также исследований процессов вытеснения нефти из неоднородных пластов [1], поэтому имеющаяся экспериментальная установка [2] была модернизирована. Схема модернизированной экспериментальной установки приведена на рис. 1.

Экспериментальный стенд состоит из следующих систем и узлов: модели пласта; системы обводнения модели пласта при пластовых условиях; системы закачки в пласт сверхкритических флюидных систем; системы отбора и анализа проб. Процесс обводнения осуществляется с помощью системы II, состоящей из системы насосов высокого давления, питательных сосудов с нефтью и водой, и системы термостатирования, что обеспечивает обводнение модели пласта при пластовых температурах и давлениях с погрешностью измерения температуры $0{,}5^0$C, давления до 0,5 атм. Установка позволяет проводить исследования процесса вытеснения нефти СК CO_2 и воды из моделей однородного и неоднородного пласта со степенью обводненности более 90% сверхкритическими флюидными системами в диапазоне давлений до 20 МПа и температур до 100^0C.

На экспериментальной установке проведены исследования процесса вытеснения нефти вязкостью 38 мПа·с сверхкритическим CO_2 из необводненного [3–5] и обводненного однородного нефтяного пласта на изотерме 333 К в интервале давлений до 14 МПа. Результаты исследований на обводненном пласте приведены на рис. 2.

Установлено, что во всем исследованном интервале давлений увеличение коэффициента вытеснения нефти одинаково в пределах погрешности опыта и составляет 9–10 %, хотя требуемый для этого объем нагнетания СК

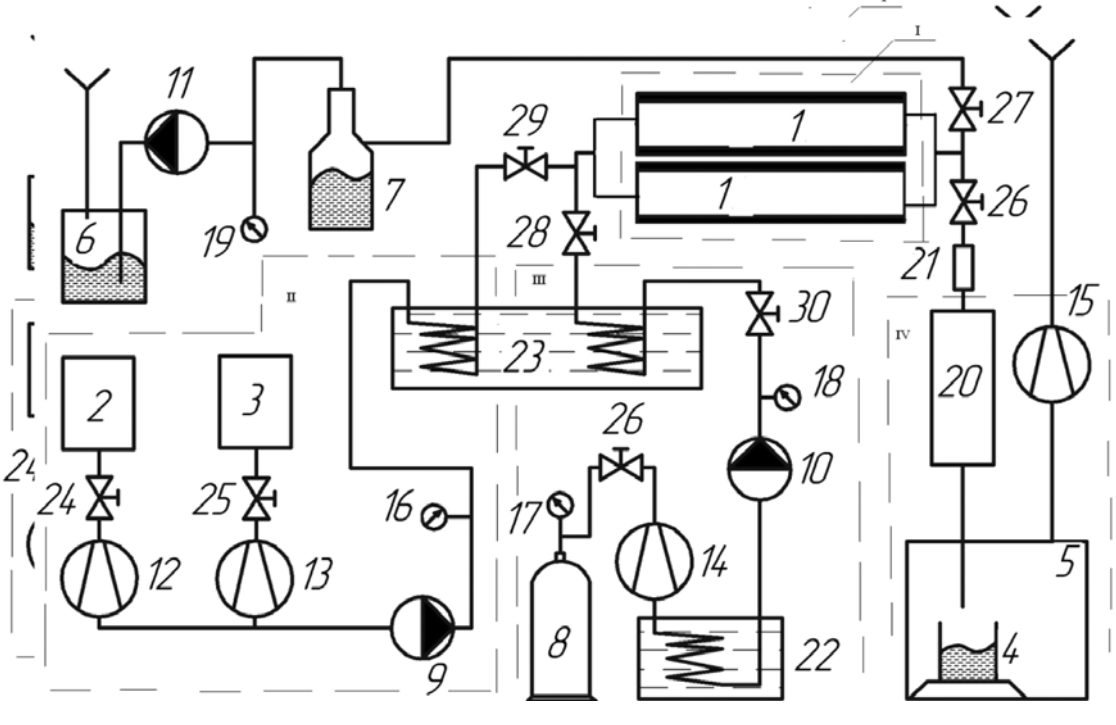


Рис. 1. Схема экспериментального стенда для исследования процесса вытеснения нефтей с использованием сверхкритических флюидных систем.

1 – модель пласта; 2 – бак питательный с водой; 3 – бак питательный с нефтью; 4 – сборник нефти и эмульсий; 5 – приемная емкость газов; 6 – приемная емкость масла; 7 – колба Бунзена; 8 – баллон с газом; 9 – насос высокого давления для закачки воды или нефти; 10 – насос высокого давления для закачки жидкого диоксида углерода; 11 – вакуумный насос; 12 – расходомер воды; 13 – расходомер нефти; 14, 15 – CO_2-расходомеры 16–19 – манометры; 20 – регулятор давления (BPR); 21 – фильтр; 22 – криотермостат; 23 – термостат нагревающий; 24-30 – вентили запорные.

Системы: I – модель пласта; II – система обводнения модели пласта при пластовых условиях; III – система закачки в пласт сверхкритических флюидных систем; IV – система отбора и анализа проб

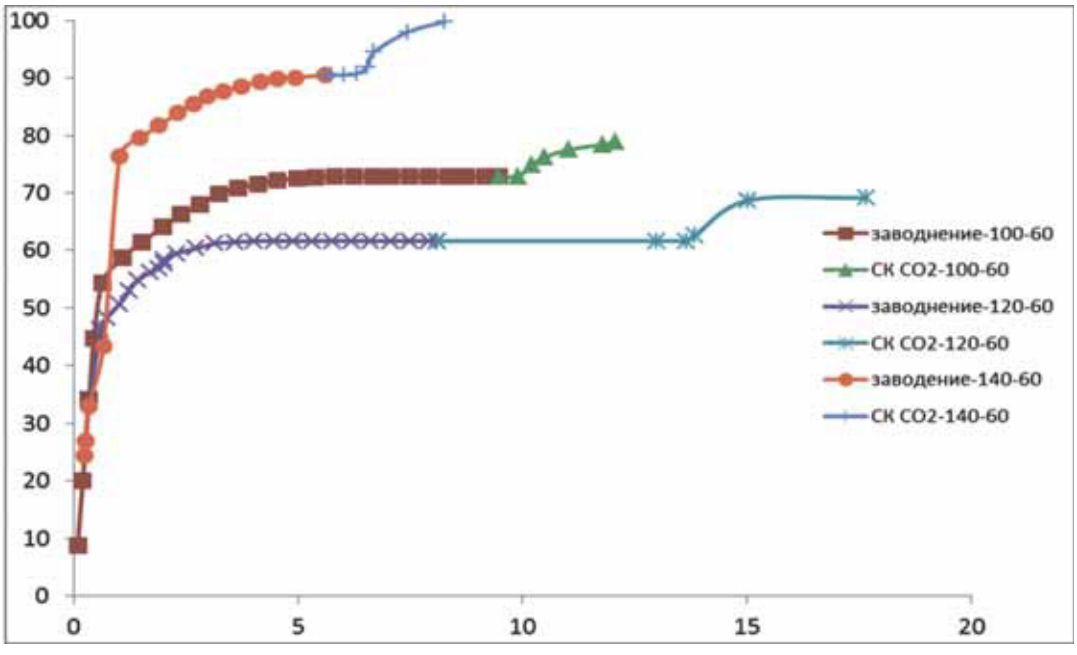


Рис. 2. Результаты исследований процесса вытеснения нефти из обводненного пласта сверхкритическим CO_2 в интервале давлений 8–14 МПа, на изотерме

CO_2 различен и уменьшается при увеличении давления: при давлении 10 МПа требовалось закачать в модель пласта примерно 8 П.О. СК CO_2, при 14 МПа этот объем уменьшился до 2,5 П.О.

Эксперименты также выявили значительное снижение остаточной нефте- и водонасыщенности при нагнетании CO_2 при сверхкритических параметрах состояния, что, вероятно, связано с высокой проникающей способностью сверхкритических флюидных систем. При этом водонасыщенность снижалась весьма значительно, не менее чем на 10 и более процентов, так как во время проведения эксперимента при каждом измерении объема вытесненной нефти отмечался выход из пласта воды. Выявлено, что изменение давления не приводило к значительному увеличению или уменьшению объема вытесняемой воды в пределах погрешности опыта, то есть при давлении 14 МПа конечный объем вытесненной воды оказался примерно таким, как при 8, 10 и 12 МПа, хотя текущее значение его менялось.

Результаты опытов обработаны в виде обобщающей зависимости η от критериев подобия (рис. 3), которая может быть представлена в виде:

$$\eta = 0{,}08 \cdot Re^{-0{,}2537} \cdot Sl^{-0{,}5718} \cdot We^{0{,}425} \cdot \pi^{0{,}0253}, \quad (1)$$

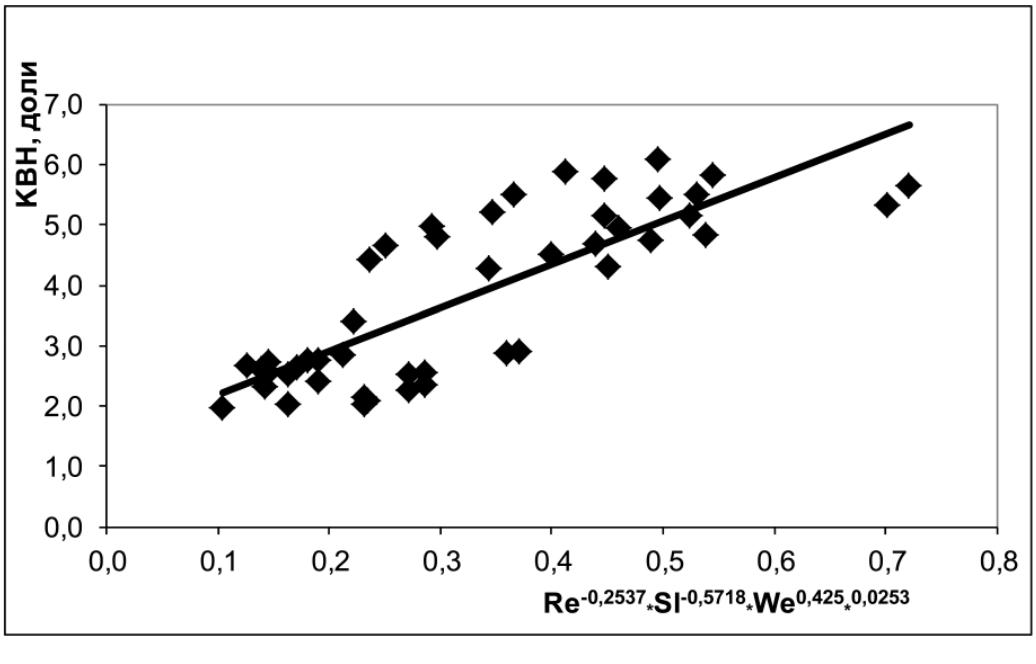


Рис. 3. Обобщающая зависимость КВН вязкостью 38 мПа·с СК CO_2 из однородного обводненного и необводненного пласта при давлениях 8–14 МПа, температуре 333 К

Представленная зависимость позволяет обобщить 95 % экспериментальных данных с погрешностью не более 14 %.

Зависимость получена путем обработки экспериментов, соответствующих следующему диапазону изменения параметров:

– Re от 10^{-4} до 0,04;
– Sl от $1{,}5 \cdot 10^{-7}$ до $1{,}2 \cdot 10^{-5}$;
– We от $5 \cdot 10^{-9}$ до $6 \cdot 10^{-7}$;
– π от $7 \cdot 10^{-12}$ до π $2{,}5 \cdot 10^{-10}$,

где

$$\mathrm{Re} = \frac{V \cdot \rho_н \cdot d_{экв}}{\mu_н}. \quad (2)$$

Критерий Рейнольдса. Характеризует гидродинамику процесса вытеснения нефти и является мерой отношения сил инерции к силам вязкости:

$$Sl = \frac{V \cdot \mu_н \cdot L}{d_{экв}^2 \cdot P}. \quad (3)$$

Критерий Слихтера-Лейбензона. Характеризует порометрические характеристики пласта, является мерой отношения сил давления к силам вязкости:

$$We = \frac{\rho_н \cdot V^2 \cdot d_{экв}}{\sigma}, \quad (4)$$

Критерий Вебера. Характеризует меру отношения инерционных сил к силам межфазного натяжения на границе «газ-нефть»:

$$\pi = \frac{z \cdot \mu_г}{\mu_н} \cdot \frac{\rho_г}{\rho_н} \cdot \frac{\sqrt{k}}{d_{экв}^2} \cdot \frac{\sigma}{P}, \quad (5)$$

где V – скорость фильтрации, м/с;

L – длина модели пласта;

P – давление нагнетания, МПа;

$\frac{1}{d_{экв}} = \sum \frac{r_i}{d_i}$ – эквивалентный диаметр частиц.

Результаты исследований обработаны одной экспериментальной прямой. Это свидетельствует о том, что зависимость КВН от критериев подобия имеет линейный характер во всем исследованном интервале значений проницаемости, термобарических условий проведения опыта, физико-химических свойств нефти, а также об отсутствии областей гидродинамической и фазовой неустойчивости, характерной для вторичных методов увеличения нефтеотдачи.

Теплофизические свойства систем «нефть-вода-СК CO_2» (теплоемкость, теплопроводность) определяются в соответствии с методиками, приведенными в [6–14].

Полученная обобщающая зависимость позволяет масштабировать результаты экспериментальных исследований для промышленного использования при проектировании технологии и оборудования, составлении материальных и энергетических балансов, разработки технико-экономического обоснования.

Литература

1. *Радаев А.В.* Экспериментальная установка для исследования процесса водогазового воздействия при вытеснении вязких нефтей / И.А. Кондратьев, Н.Р. Батраков, А.В. Радаев, Р.Р. Галимзянов, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов // Вестник Казанского технологического университета, 2013. – Т.6. – № 6. – С. 199–200.

2. *Радаев А.В.* Влияние термобарических условий в однородном пласте на вытеснение маловязкой нефти сверхкритическим диоксидом углерода / А.В. Радаев, Н.Р. Батраков, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов // Сверхкритические флюиды: теория и практика. – М: Наука, 2009. – Т.4. – № 3. – С. 7–15.

3. *Радаев А.В.* Исследование процесса вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 на терригенной модели пласта / Н.Р. Батраков, И.Д. Закиев, Р.Р. Галимзянов, А.В. Радаев, А.Б. Кузьмин, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов // Научная сессия КГТУ, Казань, 2014.

4. *Радаев А.В.* Исследование процесса вытеснения трудноизвлекаемых нефтей с использованием сверхкритического CO_2 / И.Д, Закиев А.В. Радаев, Н.Р. Батраков // IX Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения». – Казань, 23–25 апреля 2014.

5. *Радаев А.В.* Исследование процесса вытеснения вязких нефтей из карбонатных коллекторов с использованием сверхкритического CO_2 // IX Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения». – Казань, 23–25 апреля 2014.

6. *Овсянников П.О.* Теплофизические свойства углеводородов и их влияние на тепловые параметры насыщенных пород пластовых резервуаров: дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2014.

7. *Мустафаев Р.А.* Теплофизические свойства углеводородов при высоких параметрах состояния / Р.А. Мустафаев. – М: Энергоатомиздат. – 1991, 312 с.

8. *Брот Р.А.* Определение реофизических параметров газонасыщенных нефтей / Р.А. Брот, С.Е. Кутуков // «Нефтегазовое дело». – 2005. – с. 2–12.

9. *Алтунин В.В.* Теплофизические свойства двуокиси углерода / В.В. Алтунин. – М.: Изд-во стандартов, 1975. – 546 с.

10. *Дульнев Г.Н.* Теплопроводность смесей и композиционных материалов / Г.Н. Дульнев, Ю.П. Заричняк. – Л.: Энергия, 1974. – 264 с.

11. *Эмиров С.Н.* Теплопроводность песчаников в условиях высоких давлений и температур / С.Н. Эмиров, Э.Н. Рамазанова // Теплофизика высоких температур. – 2007. – Т. 45. – № 2. – С. 1–4.

12. *Григорьев Б. А.* Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007. – 372 с.

13. *Ривкин С. Л.* Термодинамические свойства воды и водяного пара, 1975.

14. *Вукалович М.П.* Термодинамические свойства воды и водяного пара, 1967. – 80 с.

ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ К НЕКОНДИЦИОННЫМ ЗАПАСАМ (ОСТАТОЧНЫМ ЗАПАСАМ ПОНИЖЕННОГО КАЧЕСТВА)

Р.Н.Салиева

Государственное научное бюджетное учреждение Академия наук Республики Татарстан, г.Казань, sargus6@yandex.ru

В программных документах о приоритетных направлениях развития в сфере воспроизводства и использования природных ресурсов, в нормативных правовых актах, регламентирующих отношения в сфере поиска, разведки и добычи полезных ископаемых, а также в специальной литературе, посвященной вопросам добычи и переработки нефти (углеводородного сырья), и в материалах судебной практики в последнее время часто встречаются такие термины, как: «трудноизвлекаемые запасы»[1], «нетрадиционные ресурсы углеводородов»[2], «запасы трудноизвлекаемой нефти»[3], «нетрадиционные источники углеводородов»[4], «разработка нефти и газа из уплотненных образований»[5], «разработка некондиционных запасов (остаточных запасов пониженного качества)»[6]. Такое разнообразие терминов приводит к различному их толкованию и не способствует установлению эффективного правового регулирования отношений в сфере разработки месторождений с трудноизвлекаемыми (нетрадиционными, некондиционными) запасами углеводородов. Как свидетельствует практика, существует потребность в выработке единообразного понимания перечисленных выше терминов.

На основе анализа нормативных правовых актов, литературы, материалов судебной практики попытаемся сформулировать подходы к решению вопроса о выработке единообразного термина, отражающего наиболее полно особенности трудноизвлекаемых (нетрадиционных, некондиционных) запасов углеводородов и позволяющего установить эффективное регулирование соответствующих отношений.

В действующем российском законе «О недрах», направленном на регулирование отношений недропользования, не встречаются термины «трудноизвлекаемые запасы», «нетрадиционные углеводороды», «некондиционные запасы», «остаточные запасы пониженного качества».

Термины «трудноизвлекаемые запасы», «нетрадиционные запасы» применяются и в нормативных правовых актах, и в литературе, но единообразное определение их содержания в источниках не дается. В Приказе МПР РФ от 21.07.1997 № 128 «Об утверждении Временного руководства по содержанию, оформлению и порядку представления на государственную экспертизу технико-экономических обоснований кондиций на минеральное сырье»[7] содержится определение кондиции на минеральное сырье и выделяются «разведочные» и «эксплуатационные кондиции». Так, согласно п. 1.1 названного Приказа МПР «Кондиции на минеральное сырье представляют собой совокупность требований к качеству и количеству полезных ископаемых, горно-техническим и иным условиям их залегания, обеспечивающих наиболее полное комплексное и безопасное использование недр на рациональной экономической и экологической основе». Кондиции разрабатываются и уточняются в процессе геолого-экономической оценки месторождений по материалам их разведки и эксплуатации на основе специального технико-экономического обоснования (ТЭО) с учетом возможности использования основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых, а также содержащихся в них ценных компонентов. Разведочные кондиции («временные» и «постоянные») разрабатываются по результатам соответствующих стадий разведки и геолого-экономической оценки месторождений для оконтуривания и подсчета запасов полезных ископаемых и определения их промышленной ценности. А эксплуатационные кондиции разрабатываются в процессе отработки месторождения при необходимости уточнения граничных требований к качеству извлекаемого полезного ископаемого и условиям его залегания применительно к конкретным частям месторождения: этажам, подэтажам, эксплуатационным блокам, панелям, выемочным участкам и др., резко отличающимся по геологическим, горно-техническим, технико-экономическим, технологическим и иным условиям отработки от средних показателей, принятых при обосновании разведочных кондиций, а также для обеспечения стабильной безубыточной работы предприятия в период резкого изменения рыночной конъюнктуры на минеральное сырье и продукты его переработки и цен на энергоресурсы.

В Постановлении Правительства РФ от 26.12.2001 № 899 «Об утверждении Правил отнесения запасов полезных ископаемых к некондиционным запасам и утверждения нормативов содержания полезных ископаемых, остающихся во вскрышных, вмещающих (разубоживающих) породах, в отвалах или в отходах горно-добывающего и перерабатывающего производства» определено, что «...под эксплуатационными кондициями понимается совокупность требований к качеству и количеству полезных ископаемых, условиям их разработки, обеспечивающих рациональное использование и охрану недр, применяемых для подсчета и оперативного учета запасов полезных ископаемых отдельных частей разрабатываемого месторождения, геологическое строение и условия разработки которых существенно отличаются от геологического строения и условий разработки месторождения в целом...»[8].

В экономическом словаре дается следующее определение: «Кондиция (лат. condicio) – нормы, уровни качества, требования, которым должен соответствовать товар, материал, продукт согласно стандарту или условиям договора. Товар, не соответствующий таким требованиям, называют некондиционным, а соответствующий – кондиционным»[9].

В законодательстве США применяется термин «разработка нефти и газа из уплотненных образований». Так, например, в публикации об опыте США по разработке нефти и газа из уплотненных образований Уайзман Х.Дж. отмечает, что «два особых типа пород являются факторами резкого подъема нетрадиционных методов добычи углеводородов: это плотные песчаники и еще более ценные образования с большим содержанием глины – аргиллиты, которые мы называем сланцами. И то и другое образование в геологии считается низкокачественной породой из-за высокой плотности и мелкопористости»[10].

Приведенные примеры свидетельствуют, на наш взгляд, о том, что, когда речь идет о трудноизвлекаемых , некондиционных запасах, то основным критерием отнесения запасов к трудноизвлекаемым или некондиционным является критерий качества тех или иных запасов полезных ископаемых, а также условия их залегания. Соответственно при определении содержания терминов «трудноизвлекаемые запасы», «некондиционные запасы», «остаточные запасы пониженного качества» необходимо раскрывать качественные характеристики полезного ископаемого и условий его залегания.

Подтверждение такому пониманию и подходу к регулированию отношений, возникающих по поводу поиска, разведки и добычи полезных ископаемых, относящихся к трудноизвлекаемым, некондиционным запасам, мы находим в модельном законодательстве СНГ, а также в законодательстве о недрах Республики Казахстан.

Так, в статье 149 Модельного кодекса о недрах и недропользовании для государств-участников СНГ[11] дается оценка кондиционности извлекаемых запасов полезных ископаемых, а в статье 199 «Эксплуатационные кондиции» установлено, что «на стадии добычи полезного ископаемого могут быть использованы, кроме постоянных, то есть установленных в ТЭО, эксплуатационные кондиции, учитывающие изменение горно-геологических, горнотехнических, экологических, экономических и иных условий разработки месторождений полезных ископаемых».

В законе «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан [12] в статье 2 содержатся определения терминов «участки недр, имеющие сложное геологическое строение» и «месторождения, имеющие сложное геологическое строение». Так, например, определено, что «месторождения, имеющие сложное геологическое строение, – месторождения, более семидесяти процентов запасов которых характеризуются изменчивостью мощности либо нарушенным залеганием тел полезного ископаемого или невыдержанным качеством полезного ископаемого и неравномерным распределением основных ценных компонентов, либо неоднородностью коллектора или коллекторских свойств продуктивных пластов, либо аномально высоким пластовым давлением».

Отсутствие основных терминов и понятий в российском законодательстве о недрах нередко приводит к возникновению споров, особенно в сфере налогообложения[13].В соответствии с подпунктом 4 пункта 1 статьи 342 НК РФ налогообложение производится по налоговой ставке 0 процентов (0 рублей в случае, если в отношении добытого полезного ископаемого налоговая база определяется в соответствии со статьей 338 НК РФ как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении) при добыче в том числе полезных ископаемых при разработке некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов полезных ископаемых (за исключением случаев ухудшения качества запасов полезных ископаемых в результате выборочной отработки месторождения). Отнесение запасов полезных ископаемых к некондиционным запасам осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством РФ. Такой порядок, в частности, установлен в Постановлении Правительства РФ от 26.12.2001 № 899 (ред. от 14.09.2009) «Об утверждении Правил отнесения запасов полезных ископаемых к некондиционным запасам и утверждении нормативов содержания полезных ископаемых, остающихся во вскрышных, вмещающих (разубоживающих) породах, в отвалах или в отходах горно-добывающего и перерабатывающего производства» [8]. Полагаем, что целесообразно разработать и принять подобный нормативный правовой акт в отношении трудноизвлекаемых запасов нефти (углеводородов). Кроме того, целесообразно было бы основные термины и понятия, в том числе «трудноизвлекаемые запасы», «некондиционные запасы», «участки недр, имеющие сложное геологическое строение», «месторождения, имеющие сложное геологическое строение» определить на уровне Закона РФ «О недрах», как это предложено в Модельном законодательстве СНГ и в законодательстве о недрах Республики Казахстан.

Такие законодательные решения необходимы и в связи с тем, что в рамках реализации положений распоряжения Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. № 700-р[14] готовится система налогообложения новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти.

Кроме того, в целях реализации основных положений Энергетической стратегии со стороны государства, конечно, необходимо обеспечить системное и комплексное правовое регулирование, основанное на единообразном понимании и толковании основных терминов и понятий. Наряду с законодательными решениями необходимы также методики по экономической оценке месторождений нефти и газа, о государственной экспертизе запасов нефти и др.

Литература

1. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (разработан Минэкономразвития России) // Документ опубликован не был. СПС Консультант Плюс.

2. Прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года (утв. Правительством РФ) // СПС «Консультант Плюс».

3. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014–2015 годов (разработан Минэкономразвития России) // Законодательные и нормативные документы в ЖКХ. – 2012. – № 10.

4. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 322 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» // СПС Консультант Плюс.

5. *УайзманХ.Дж.* Опыт США по разработке нефти и газа из уплотненных образований: правовые аспекты // Энергетическое право. 2014. № 1. С. 42–47.

6. Ст.342 Налогового кодекса Российской Федерации //Собрание законодательства РФ. 07.08.2000. № 32. ст. 3340 (ред. от 08.06.2015).

7. Приказ МПР РФ от 21.07.1997 № 128 «Об утверждении Временного руководства по содержанию, оформлению и порядку представления на государственную экспертизу технико-экономических обоснований кондиций на минеральное сырье»// Документ опубликован не был.СПС Консультант Плюс.

8. Постановление Правительства РФ от 26.12.2001 № 899 (ред. от 14.09.2009) «Об утверждении Правил отнесения запасов полезных ископаемых к некондиционным запасам и утверждении нормативов содержания полезных ископаемых, остающихся во вскрышных, вмещающих (разубоживающих) породах, в отвалах или в отходах горно-добывающего и перерабатывающего производства» // Собрание законодательства РФ, 31.12.2001. № 53 (ч. 2).ст. 5188.

9. *Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б.* Современный экономический словарь. – М.: ИНФРА-М, 2006.

10. УайзманХ.Дж. Опыт США по разработке нефти и газа из уплотненных образований: правовые аспекты // Энергетическое право. – 2014. – № 1. – С. 42–47.

11. Модельный кодекс о недрах и недропользовании для государств-участников СНГ (Принят в г. Санкт-Петербурге 07.12.2002 Постановлением 20–8 на 20-м пленарном заседании Межпарламентской Ассамблеи государств-участников СНГ)//Информационный бюллетень. Межпарламентская Ассамблея государств-участников Содружества Независимых Государств. 2003. № 30 (часть 2). – С. 5–218.

12. Закон РК от 29.12.14 г. № 271-V «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.04.2015)./ http://online.zakon.kz

13. Постановление ФАС Московского округа от 13.02.2007 № КА-А40/11757-06 «Обзор практики рассмотрения арбитражными судами округов споров, связанных с применением прочих налогов и сборов за период с 01.01.2007 по 30.06.2007» (Центр методологии бухгалтерского учета и налогообложения). Подготовлен для системы КонсультантПлюс, 2007.

14. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. № 700-р «О классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти» // Собрание законодательства РФ, 07.05.2012, № 19, ст. 2510.

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВН

Р.Р. Сатдаров, М.А. Сайфутдинов

НГДУ «Нурлатнефть», ПАО «Татнефть», г. Нурлат, geologist-RAIL@mail.ru

В настоящее время перед многими компаниями стоит задача сохранения и увеличения уровня добычи нефти. Достичь этого можно за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, которыми являются, в частности, и сверхвязкие нефти. Татарстан обладает большими запасами сверхвязких нефтей – около 450 месторождений. На юго-востоке Республики Татарстан расположена Черемшано-Бастрыкская зона, где находятся 112 месторождений и залежей, в том числе и Ашальчинское месторождение СВН [1].

В 2005 г. институтом ТатНИПИнефть была составлена «Технологическая схема опытно-промышленной разработки участка Ашальчинского месторождения природных битумов», в соответствии с которой в 2006 г. начата работа по внедрению новой технологии с использованием горизонтальных скважин, включающей в себя метод парогравитационного дренирования.

В 2008 г. ТатНИПИнефть составлена «Технологическая схема разработки залежи высоковязких нефтей Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения», предусматривающая расширение применяемой технологии на всю залежь [2]. Последним действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме разработки залежей высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения», составленное ТатНИПИ-

нефть в 2012 г. Проектным документом уточнены основные проектные решения, скорректированы технологические показатели разработки и предусмотрен ввод в разработку новых залежей СВН (Северо-Ашальчинского, Больше-Каменского и Южно-Ашальчинского поднятий). Стоит отметить, что Ашальчинское месторождение СВН является сложным геологическим объектом, поэтому в пределах основной залежи параллельно бурению эксплуатационных скважин производилось изучение геологии за счет бурения дополнительных оценочных скважин. Поэтому в соответствии с программой по доизучению Ашальчинской залежи было дополнительно пробурено 79 оценочных скважин. По результатам бурения оценочных скважин была скорректирована схема разбуривания месторождения, согласно которой предполагалось бурение 49 пар – добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин; 18 скважин – одиночные пароциклические горизонтальные скважины. Общее количество скважин должно было составить 116. Однако масштаб изменчивости геологического строения шешминского горизонта был недостаточно точно оценен, в результате чего при разработке выявились геологические факторы, которые осложняли разработку месторождения:

1. Сложное геологическое строение залежи СВН шешминского горизонта, а именно изменчивость абсолютных отметок водонефтяного контакта по скважинам, что часто приводит к бурению скважин в непосредственной близости, а иногда и в водоносной части залежи [3].

2. Неравномерная нефтенасыщенность шешминского горизонта, что приводит к неэффективной закачке пара

3. Наличие непроницаемых пропластков в пределах продуктивной части пласта. Это затрудняет создание гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами [4].

Все описанные выше факторы сложно оценить, так как имеет место несоответствие данных геофизических исследований скважин (ГИС) с результатами макроописания кернового материала. То есть по кривым ГИС невозможно определить пропластки непроницаемых уплотненных и слабонефтенасыщенных пород. На графическом материале, который составлен с учетом данных ГИС и результатов описания керна, можно увидеть неоднородность продуктивного горизонта по насыщенности. Также наблюдается неравномерный водонефтяной контакт по залежи в целом, также в пределах горизонта выделяются слабо нефтенасыщенные пропластки.

Также при работе скважин выявилась проблема отсутствия гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами вследствие бурения скважин в переходной и водонасыщенной зонах. Рассмотрим пример работы пары скважин №№ 15036 и 15037. Перед запуском добывающей скважины в работу были произведены стандартные работы по освоению скважин после бурения, а также этап закачки пара как в добывающую, так и нагнетательную скважины. Добывающая скважина № 15036 была запущена в работу в июне 2012 года. За 3 месяца работы обводненность составляла 100%, при этом температура в скважине упала с 54 до 21°С. В связи с отсутствием гидродинамической связи с нагнетательной скважиной было принято решение повторного проведения цикла закачки пара в добывающую скважину. В результате добыча нефти не была выше 0,8 т/сут. По данным геофизических исследований и работы скважины, стало ясно, что ствол скважины прошел по водонасыщенной зоне. Также по исследованию термометрии скв. № 15037 видно падение температуры в начале фильтра, что также дает дополнительное подтверждение о нахождении добывающей скважины в водонасыщенной зоне пласта. По пробуренным ранее окружающим оценочным скважинам водонефтяной контакт был определен значительно ниже. В результате методом пароциклической работы в добычу была запущена нагнетательная скважина № 15037, дебит которой на начальном этапе составил 37 т/сут. нефти.

Все эти факты говорят о достаточно сложном строении месторождения и необходимости дополнительного геологического изучения. То есть высокое значение имеет бурение оценочных скважин с высокой плотностью сетки и отбором керна, с последующими детальными исследованиями кернового материала.

Поэтому в пределах Центральной залежи СВН Ашальчинского месторождения было предложено перед проводкой пар горизонтальных скважин, вдоль будущих стволов, бурить вертикальные оценочные скважины попеременно с одной и с другой стороны на расстоянии 10–30 м в плане от будущей горизонтальной скважины расстояние между оценочными скважинами составляет 80–120 м. После уточнения ствола горизонтальной скважины на расстоянии 80–120 м параллельно планируется бурение следующей горизонтальной скважины (Схема № 1).

Данное решение позволило:

1) определить профиль залегания продуктивного пласта

2) уточнить профиль водонефтяного контакта

3) оценить степень насыщенности и неоднородности продуктивного горизонта.

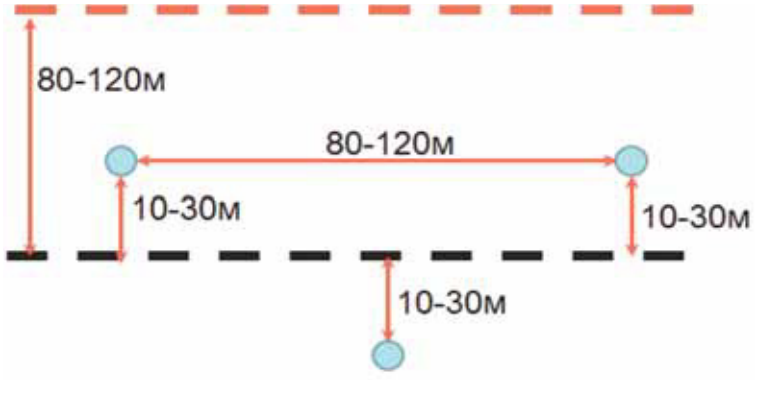


Схема № 1 – Бурение оценочных скважин вдоль будущих стволов скважин

В результате бурения оценочных скважин были уточнены геологический разрез, ВНК и скорректирована траектория проектного ствола скважины.

Кроме того, произошли основные изменения на следующих участках Центральной залежи:

1. На северо-восточном участке контур месторождения уменьшился, то есть не подтвердились нефтенасыщенные толщины. В результате вместо бурения парных горизонтальных скважин было принято решение бурения одиночных пароциклических скважин.

2. На юго-восточном участке также было уточнено геологическое строение и откорректированы направления проектных стволов скважин.

3. На западном участке нефтенасыщенные толщины и контур залежи подтвердились, в связи с этим проектные скважины остались без изменения.

В итоге, на основе бурения дополнительных оценочных скважин количество эксплуатационных скважин уменьшилось на 10 скважин. Также удалось уточнить геологическое строение залежи, что, в свою очередь дало возможность эффективного бурения эксплуатационных скважин.

На основе опыта бурения и эксплуатации Центральной залежи Ащальчинского месторождения СВН были приняты в разработку и другие поднятия. Так, на Южно-Ашальчинском и Северо-Ашальчинском поднятиях для определения геологического строения были пробурены 59 и 25 оценочных скважин соответственно. На данных скважинах был проведен весь комплекс ГИС, отобран керн с продуктивных отложений. Керновый материал был направлен в «ТатНИПИнефть», где был проведен весь комплекс исследований:

– макроописание;

– гранулометрический состав;

– весовая нефтенасыщенность;

– пористость и др.

Расположение и количество оценочных скважин закладывались с учетом существующих разведочных скважин с плотностью, необходимой для эксплуатационного бурения. Сетка оценочных скважин рассчитывалась размером ≈100х100 м, то есть так, чтобы оценочные скважины располагались между проектными стволами эксплуатационных скважин. В настоящее время на Северо-Ашальчинском и Южно-Ашальчинском поднятиях ведется бурение эксплуатационных скважин.

В связи с изменчивостью пород по разрезу и простиранию при освоении скважин возникли проблемы создания гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами. Изначально основная цель при освоении заключалась в равномерном прогреве всего ствола скважины и, так как первые скважины бурились в благоприятных геологических условиях, не учитывались литология, фактическая нефтенасыщенность по стволу скважины и близость ВНК. Однако при попадании ствола в малопроницаемые или уплотненные зоны скважины очень сложно освоить. Поэтому сейчас при освоении производится прогрев наиболее нефтенасыщенных участков скважин. В результате при стандартном подходе к освоению скважины выходят на режим в течение 2 месяцев. При освоении наиболее продуктивных участков скважины создается гидродинамическая связь между скважинами, и рабочий режим достигается в течение 20–30 суток.

В заключение можно сделать следующие основные выводы:

1. Бурение оценочных скважин показало свою эффективность с точки зрения понимания геологического строения объекта разработки. Наличие обширных зон уплотнения коллектора, неравномерный ВНК и изменчивая нефтенасыщенность осложняют эксплуатацию месторождения, поэтому бурение эксплуатационных скважин на залежах СВН должно производится только после полного изучения разреза шешминского горизонта.

2. Перед бурением эксплуатационных скважин оправдывается бурение дополнительных оценочных скважин вдоль стволов горизонтальных скважин. Дополнительные оценочные скважины позволяют с высокой точностью определить положение ВНК, неоднородность коллектора в разрезе, а также микропараметры по керновому материалу, которые необходимы при планировании работы скважины.

3. При освоении скважин, а также при эксплуатации необходимо учитывать изменение параметров пласта для подбора оптимального режима работы скважин. Также литологическую неоднородность необходимо учитывать для оптимального прогрева всего ствола скважины.

Литература

1. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Либерман В.Б., Шаргородский И.Е., Хадиуллина Р.Е., Войтович С.Е.* Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2006. – 320 с.

2. Технологическая схема разработки залежи высоковязких нефтей Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения. – Бугульма, НИИ «ТатНИПИнефть», 2008.

3. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е* Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 295 с.

4. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А.* Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2006. – 320 с.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПЛАСТА ЮВ-1 ЗАПАДНО-ПОВХОВСКОГО УЧАСТКА, ВЫЯВЛЕННЫЕ ПО ДАННЫМ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ

Ф.С. Салимов

ОАО «НПФ Геофизика», Farid.Salimov@lukoil.com

В административном отношении Западно-Повховский участок расположен в Сургутском районе Тюменской области ХМАО. Разрез сложен мощной толщей палеозойских горных пород и терригенных отложений мезо-кайнозойского осадочного чехла. Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана и др. (рис. 1), Западно-Повховская площадь расположена в пределах восточного крыла Северо-Вартовской мегатеррасы, почти в области сочленения с Пякупурским мегапрогибом, которые являются элементами I порядка. Относительно элементов II порядка участок работ расположен в зоне сочленения Ватьеганского вала и Западно-Котухтинской моноклинали, вытянутых в субширотном направлении от Сургутского свода на западе до Пякупурского мегапрогиба на востоке. В пределах отчетной площади Ватьеганский вал осложнен Средневатьеганской, Южно-Копейтяхинской и Северо-Копейтяхинской структурами III порядка.

Отложения Юрской системы несогласно залегают на породах доюрского фундамента и представлены нижним, средним и верхним отделами. Продуктивный пласт ЮВ-1 приурочен к верхнеюрским отложениям. Морские отложения верхнего отдела распространены повсеместно и залегают согласно на среднеюрских отложениях. В составе верхнеюрских отложений выделены снизу вверх 3 свиты: васюганская, георгиевская и баженовская.

Разбуривание участка, к которому приурочена залежь № 7, началось в 2006 г. по результатам проведенных ранее сейсморазведочных работ (с. п. 14/07-08 Ватьеганской сейсмической экспедиции ОАО «Башнефтегеофизика» методом общей глубинной точки (МОГТ) в модификации 3D). Цифровая обработка полевых материалов выполнена ООО «Геология резервуара» (г. Тюмень). Высокое качество проведенных работ позволило установить, что продуктивный пласт Ю1 имеет достаточно сложное геологическое строение, отраженное волновой картиной. Были выделены и прослежены по площади только разломы, оконтуривающие наиболее крупные тектонические элементы по кровле отражающего горизонта А, которая приурочена к поверхности пород фундамента. Распространение тектонических нарушений по разрезу прослежено до среднеюрских отложений (рис. 2).

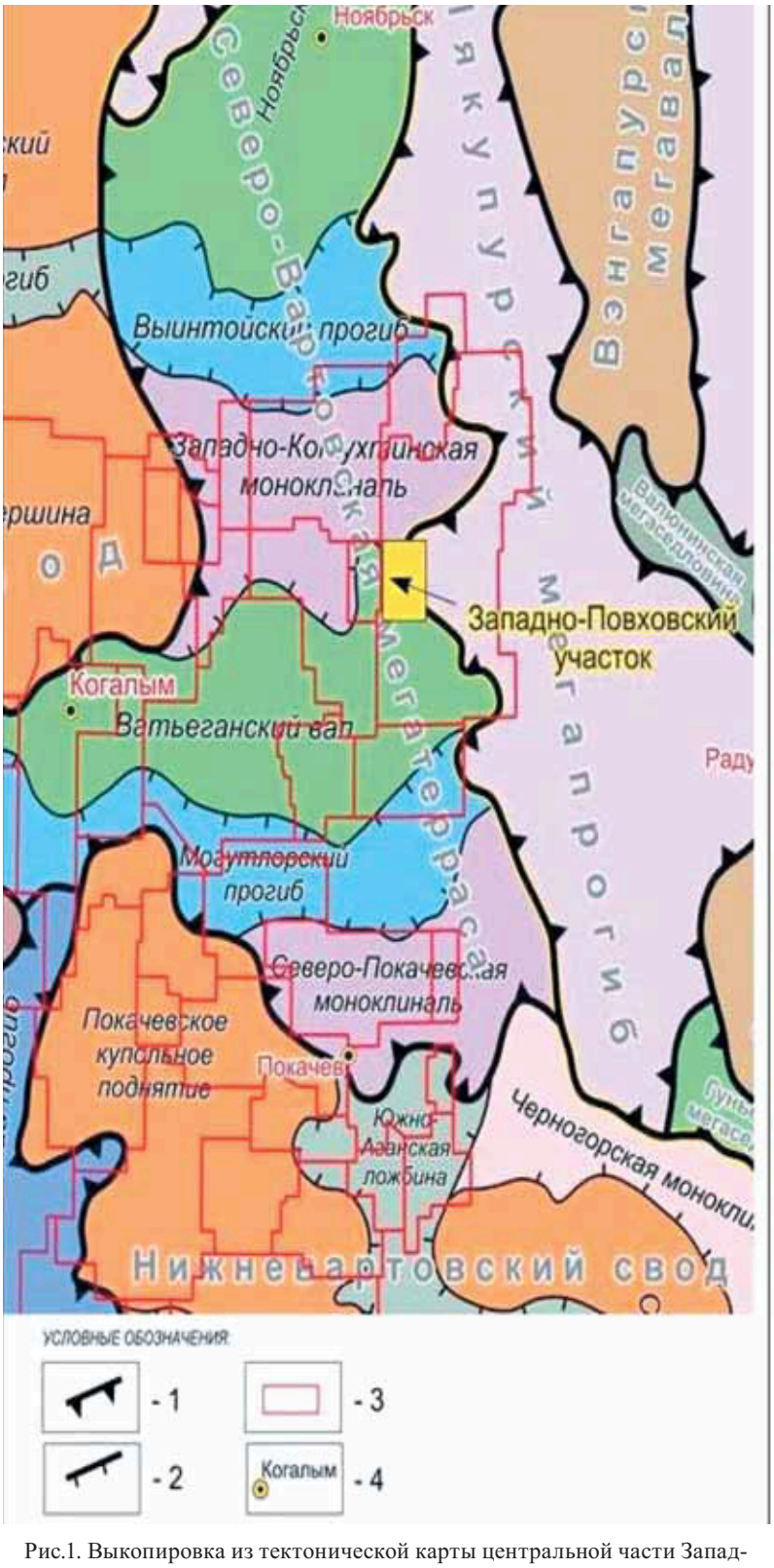


Рис.1. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.). Условные обозначения: 1 – границы тектонических элементов I-го порядка, 2 – границы тектонических элементов II-го порядка, 3 – границы ЛУ ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», 4 – города.

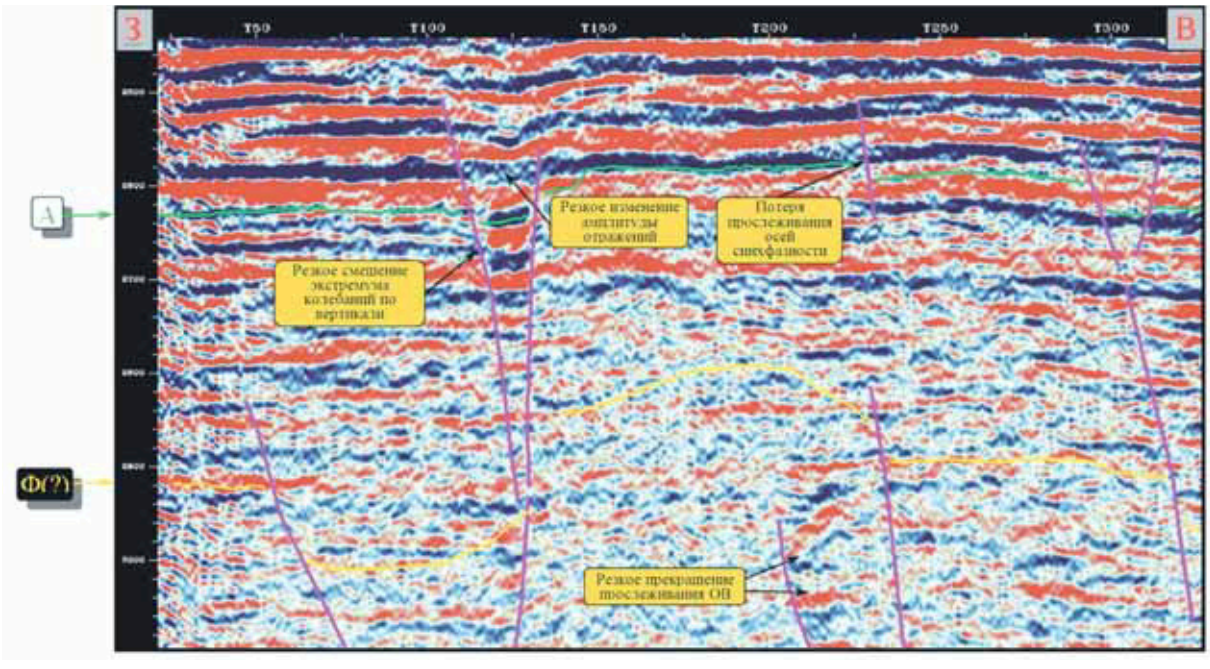


Рис.2. Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю crossline 181. Признаки разломов в доюрских отложениях

Кровля фундамента имеет блоковое строение с системой локальных впадин и поднятий. Границы блоков в сейсмическом поле выделяются волновыми аномалиями. Известно, что созданию нарушений в процессе крупных тектонических движений земной коры способствуют: с одной стороны, процессы растяжения и сжатия, а с другой – разгрузки создаваемых при этом напряжений. Часто формируются зоны субвертикальной деструкции. Разгрузка зон напряжения приводит к разрушению первичной текстуры слоев и пространственному перемещению их относительно друг друга по горизонтали и вертикали.

На временных разрезах эти процессы проявляются рядом аномальных признаков. Наиболее характерными из них являются:

– резкое прекращение прослеживания пакета отражающих горизонтов по вертикальной или близкой к ней линии;

– резкие изменения параметров прослеживания отражающих горизонтов (интенсивность, кривизна, направление схождения осей синфазности);

– резкое смещение экстремума колебания в вертикальном направлении;

– потеря прослеживания отражений в зонах разломов.

Последующими исследователями при интерпретации сейсмических данных (ООО НПЦ «Геостра» Г.В.Бурдыгина, К.К.Тимергазин, г.Уфа 2009 г.) и мониторинге сейсмогеологических моделей с целью уточнения ВНК для оптимизации эксплуатационного бурения (ООО «КогалымНИПИнефть» А.А.Преженцев, г.Когалым 2011–2012 г.) были выявлены дизъюнктивные нарушения в верхнеюрских отложениях (рис.3).

Ввиду сложности и неоднозначности определения тектонических нарушений по пласту ЮВ-1, вышеописанные .данные не были внесены в проект разработки и не учитывались при эксплуатации залежи.

В 2012 г. нами перед ООО «КогалымНИПИнефть» была поставлена задача уточнения и подтверждения наличия разломно-

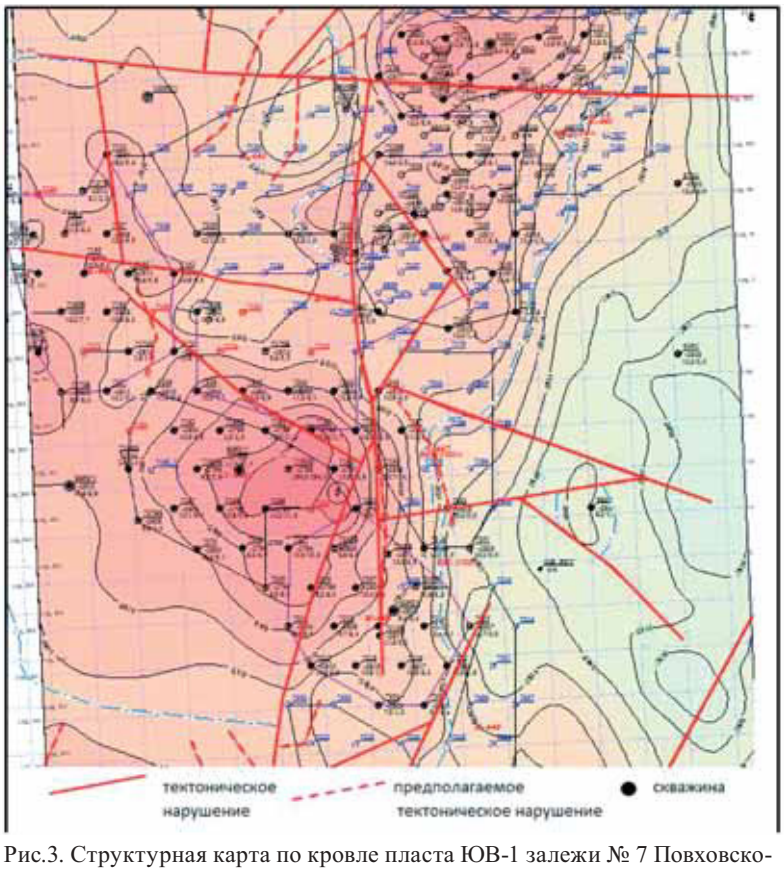


Рис.3. Структурная карта по кровле пласта ЮВ-1 залежи № 7 Повховского месторождения

блокового строения пласта ЮВ-1, которая, на мой взгляд, успешно решена с помощью динамического анализа сейсмических атрибутов, при котором рассчитывались атрибуты Гильберт-преобразования (разложение сейсмического сигнала на эмпирические моды и получение информации о амплитудно-частотно-фазовых и временных параметрах волнового сигнала), основывающиеся на представлении сейсмического сигнала в виде аналитического сигнала – комплексной функции, имеющей действительную и мнимую часть. Как инструмент были использованы программные возможности комплекса «PARADIGM», использовалось 16 параметрических характеристик. Работы проведены в 2013–2014 гг. Одним из важнейших критериев получения оптимального динамического атрибута, наиболее точно раскрывающего структурные особенности изучаемого пласта Ю1, является выбор временного окна таким образом, чтобы наиболее детально изучить продуктивную часть пласта по всей площади. В результате перебора размера временного окна были выбраны следующие граничные величины: верхняя граница (TimeAbove) от оси синфазности ОГ ЮВ-1 – 15,0 мс, нижняя граница (TimeBelow) от оси синфазности ОГ ЮВ-1 – 20,0 мс, т. е. ширина окна составила 5,0 мс.

Анализ сейсмического волнового поля показал (подтвердил) унаследованный характер залегания верхнеюрских отложений относительно кровли пород фундамента и, самое интересное, приуроченность тектонических нарушений и зон повышенной трещиноватости в плане к локальным поднятиям отдельных блоков (горстов) и опусканиям (грабенов), а также к малоамплитудным тектоническим движкам в отложениях средней юры (рис.4).

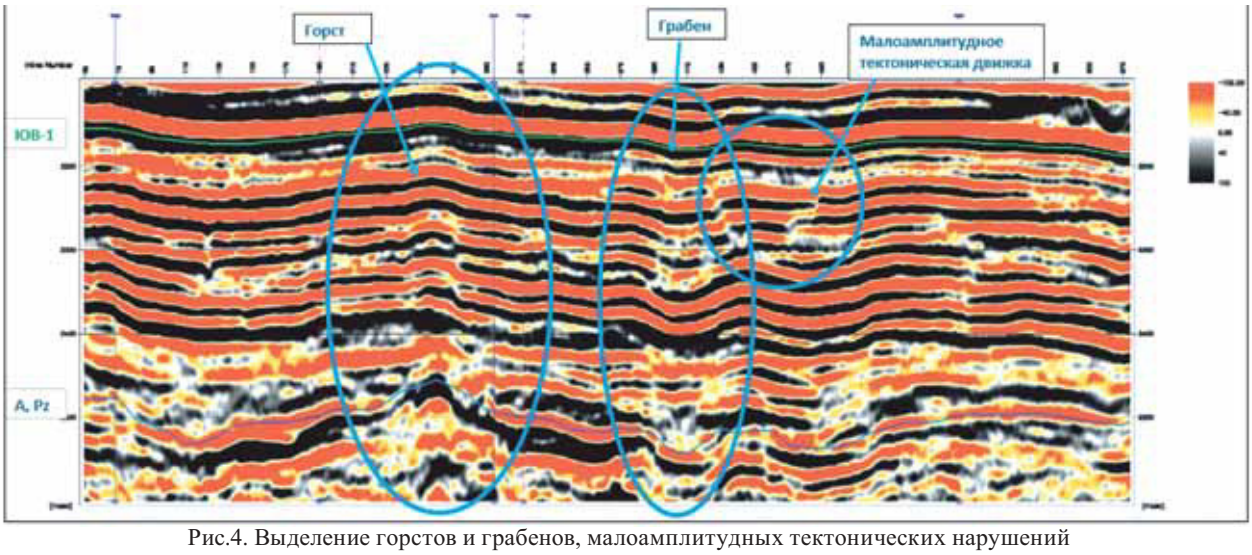


Рис.4. Выделение горстов и грабенов, малоамплитудных тектонических нарушений

Как мы видим, не все разломы имеют сквозной характер распространения, часто происходит затухание вверх по разрезу и в породах коллекторах пласта ЮВ-1, по нашему мнению, выражаются в обширных зонах повышенной трещиноватости, что явно выделяется по динамическому анализу сейсмического сигнала следующих параметров: среднее значение мгновенной частоты сейсмического волнового сигнала, наибольшее положительное значение мгновенной частоты сейсмического волнового сигнала, наибольшее положительное значение мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала (рис.5).

С целью уточнения границ зон разуплотнения и трещиноватости (зон субвертикальной деструкции) был проведен тренд-анализ поля распределений наибольшего положительного значения мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала (рис.6), отмеченные розовой заливкой. Имеется частичная корреляция выявленных ранее тектонических нарушений (ООО «Геостра» 2009 г., ООО «КогалымНИПИнефть» 2011 г.) с текущей картиной.

В целом дебиты скважин, расположенных в зонах повышенной трещиноватости или рядом (10–30 м), выше на 40–60% и более стабильны по времени, относительно скважин, расположенных в «спокойных» зонах. Отмечаются участки, приуроченные к тектоническим нарушениям, где получали высокие входные дебиты по жидкости с последующим резким снижением притока. Предположительно данную ситуацию объясняем различным типом трещиноватости. В последнем случае относим к зонам со слабосвязанными между собой трещинами, не создающими обширную матрицу по латерали и вертикали, приуроченными к зонам малоамплитудных тектонических движек в пределах 1–2 пластов, либо к сильно затухающим тектоническим нарушениям пород фундамента, образующим горсты и грабены. При эксплуатации и отборе жидкости происходит снижение пластового давления в призабойной зоне пласта, сопровождающееся смыканием части трещин, что приводит к падению добычи.

Подтверждено слоистое, микроклиноформенное строение продуктивной части пласта ЮВ-1. Первоначально данное предположение было выдвинуто при анализе результатов 2Д сейсмических работ в 1986 г., которое в последующем не нашло своего продолжения.

Наиболее характерная картина линзовидного строения пласта ЮВ-1 отображает динамический анализ параметра «наибольшее отрицательное значение величины мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала» показал на рис.7. Аналогичное строение отмечается при анализе следующих параметров: значений вступлений

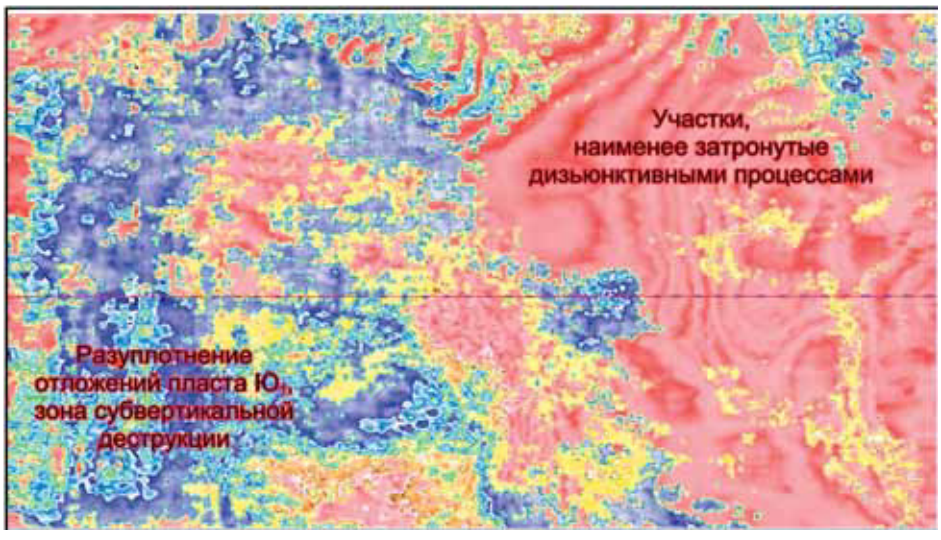


Рис.5. Распространение зон повышенной трещиноватости в плане по пласту ЮВ-1 по результатам сейсмодинамического анализа

первый верхних близких экстремумов амплитуды сейсмического волнового сигнала, значение ширины первых «прогибов» вступлений амплитуды сейсмического волнового сигнала, значение величины мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала в верхней части сейсмического горизонта, среднее значение величины мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала.

Данное строение пласта ЮВ-1 обусловлено осадконакоплениями, максимальные мощности которых приходятся на палеовпадины, образованные на момент окончания формирования кровли пласта ЮВ-2 циклическим поступлением осадочного материала с постепенным заполнением и боковым наращиванием продуктивной части коллектора, что выразилось в появлении сейсмограниц между микроклиноформами и слоями. Принципиальная схема строения пласта ЮВ-1 представлена на рис.8.

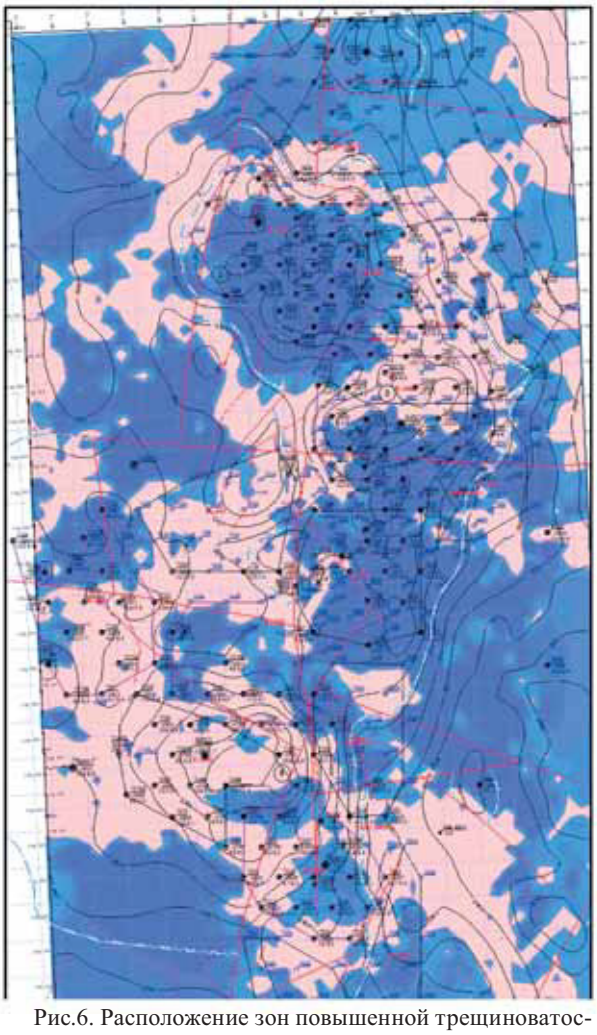


Рис.6. Расположение зон повышенной трещиноватости по результатам тренд анализа 2 порядка сейсмического атрибута



Рис.7. Плановое отображение слоистой микроклиноформно-линзовидной модели строения пласта ЮВ-1

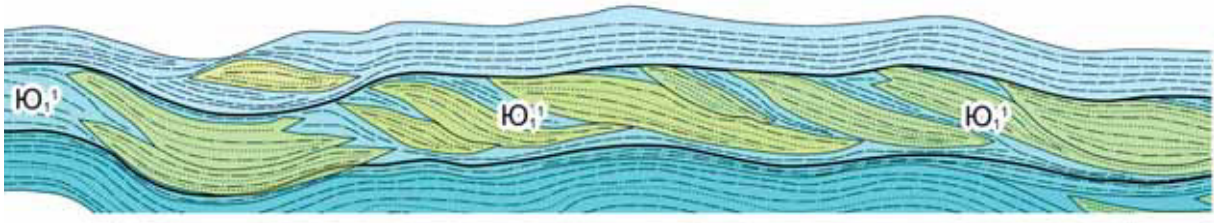


Рис.8. Принципиальная схема строения пласта ЮВ-1

Попытались также определить водонасыщенные, нефтеводонасыщенные и нефтенасыщенные участки коллектора пласта ЮВ-1. Были выделены следующие участки (рис.9):

1) повышенной интенсивности оси синфазности (отсутствие УВ);

2) средней интенсивности оси синфазности (нефте-водонасыщение);

3) отсутствия динамической выраженности оси синфазности (залежь УВ);

4) зона относительно средне-высокой интенсивности оси синфазности (залежь УВ, нефтеводонасыщение).

Подтверждение полученного распределения насыщенности при фактической эксплуатации скважин составляет порядка 70%.

Данную методику развиваем дальше, адаптируем под местные условия. При положительном результате планируем к широкому применению.

Таким образом, по данным изучения сейсмогеологических характеристик волнового поля с учетом имеющихся фактических данных по пробуренным скважинам уверенно определены участки повышенной трещиноватости пласта ЮВ-1, основная часть которых приурочена к зонам субвертикальной деструкции, вызванной активизацией блоков палеозойского фундамента на последнем этапе складчатости в пределах Западно-Сибирской плиты. Также был проведен динамический анализ волнового поля, приуроченного к поверхности доюрского комплекса с целью выделения «корней» зон разуплотнения (повышенной трещиноватости, субвертикальной деструкции). Было использовано 16 атрибутов и по каждому атрибуту был проведен дополнительный анализ по параметрам. Это тектонически «напряженные участки», которые в структурном плане по кровле коллектора отложений пласта ЮВ-1 приурочены к периклиналям положительных структур и к повышенным моноклинальным участкам впадин кровли фундамента. Границы выявленных сейсмодинамических зон доюрского комплекса являются участками «напряженной» тектонической обстановки – границами зон повышенной трещиноватости, уходящими выше по разрезу до глубин залегания верхнеюрских отложений. В итоге проведено тектоно-сейсмодинамическое районирование доюрского комплекса на Западно-Повховском участке, выявлены «корни» зон субвертикальной деструкции, показана зависимость между тектоникой доюрского комплекса и тектонической обстановкой и развитием зон трещиноватости в верхней юре.

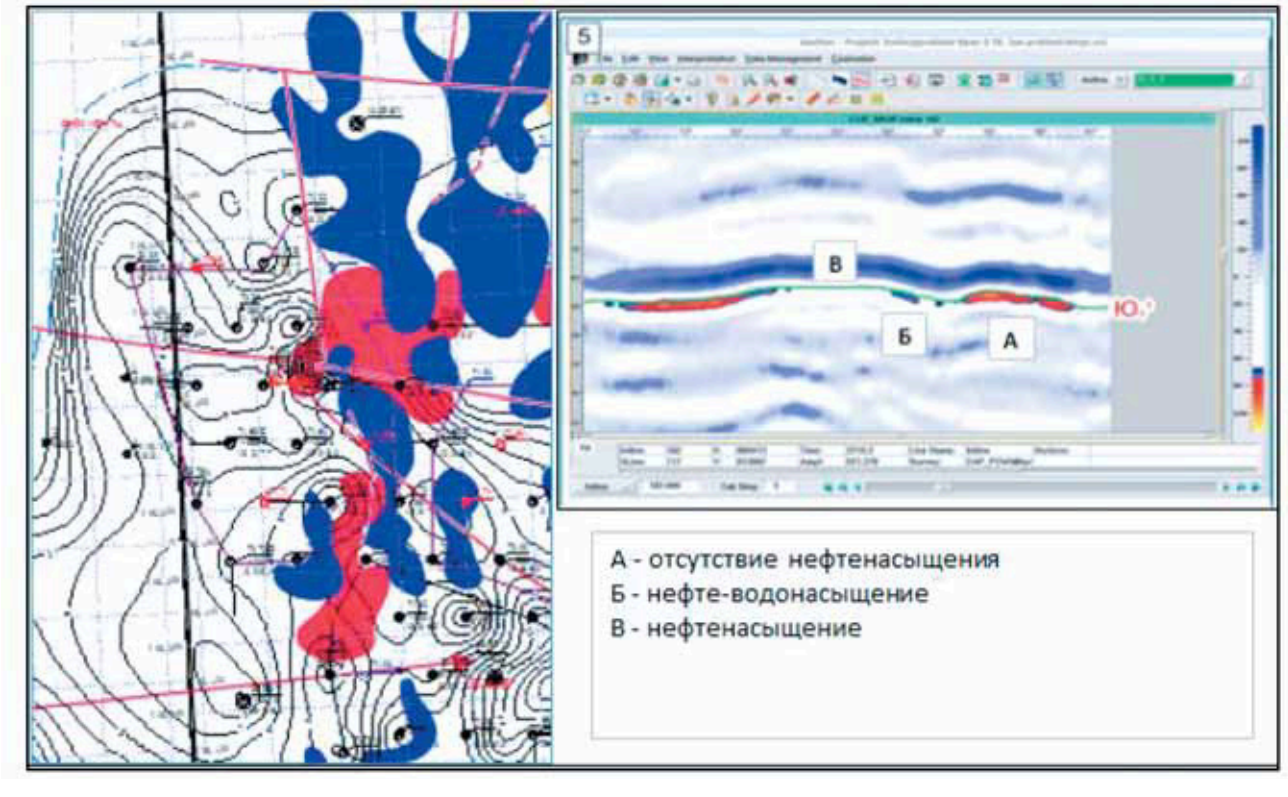


Рис.9. Распределение насыщенности пласта ЮВ-1 по данным динамического анализа

Литература

1. *Бурдыгина Г.В., Тимергазин К.К. и др.* Отчет «Сейсморазведочные работы по методике 3Д на Западно-Повховском участке». ООО НПЦ «Геостра», г. Уфа, 2009.
2. *Бурдыгина Г.В., Тимергазин К.К. и др.* Отчет «Сейсморазведочные работы по методике 3Д на Западно-Повховском-2 участке». ООО НПЦ «Геостра», г. Уфа, 2010.
3. *Ярошевский В.* Тектоника разрывов и складок. – М.: Недра, 1981.
4. *Хаин В. Е., Ломизе М. Г.* Геотектоника с основами геодинамики: Учебник. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 480 с.
5. *Шерифф Р., Гелдарт Л.* Сейсморазведка. – М.: Мир, 1987. – 144 с.
6. *Бондарев И.В.* Основы сейсморазведки. – Екатеринбург, 2003. – 5 с.

НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ, ВСТУПАЮЩАЯ В СИЛУ С 01.01.2016 – ОТРАЖЕНИЕ ОБЪЕКТИВНОЙ РЕАЛЬНОСТИ ИЛИ ОЧЕРЕДНОЙ ФАЛЬСТАРТ?

А.Ф.Сафаров

Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, safarov@tatnipi.ru

Запасы углеводородов – тема важная, неоднозначная и во многих аспектах политизированная. Так как нефть залегает на больших глубинах, очень трудно дать ей точную количественную оценку. Практически в каждой нефтедобывающей стране мира приняты различные подходы к классификациям и методике оценки запасов нефти и газа.

В настоящее время в России действует классификация запасов, утвержденная в 2001 году приказом № 126 Министерством природных ресурсов. Эта классификация применяется только в России и не признается международными организациями. По своей сути, действующая классификация является наследницей закрытой советской системы и ориентирована на государственный учет и геологию.

Необходимость введения новой классификации четко обозначил президент России В.В. Путин, высказав мнение о том, что российские природные активы «должны иметь понятную, достоверную, обоснованную и объективную стоимость».

В связи с назревшими вопросами интеграции российской классификации запасов нефти в западные аналоги, президентская комиссия по ТЭК в феврале 2013 года твердо приняла решение создать новую классификацию запасов. Цель – преодолеть основные разногласия между российской классификацией и ключевыми системами мира.

Введение новой классификации запасов, близкой к западным аналогам, избавляло бы компании от двойной системы отчетности аудита запасов – внутренней и внешней.

Такой подход имел бы много положительных моментов: во-первых, компания сэкономит миллионы долларов, связанных с расходной частью на услуги аудиторов. Во-вторых, позволяет исключить риск ошибок аудитора, связанных с недостаточным знанием геологии региона и распределением запасов в разрезе нефтяных объектов.

Необходимость аудиторской оценки на сегодняшний день никем не ставится под сомнение, так как окончательный отчет аудиторов является «толчком» для продвижения акций на фондовые рынки, получения больших займов у иностранных банков, а самое главное для определения собственных активов.

Необходимость введения новой классификации запасов в России определяет и тот факт, что разница запасов в оценках российских специалистов и международных аудиторов доходит до 30%. Некоторые «ресурсы», выделенные по российской классификации, по оценке международных аудиторов вовсе остаются неучтенными, так как не попадают в категории доказанных, вероятных или возможных запасов.

Например, такое недопонимание из-за расхождений в классификациях возникло с британской компанией BP, которая опубликовала собственную оценку российских активов газа по системе SPE. Так, по данным статистического обзора мировой энергетики BP в 2012 году, российские запасы газа промышленной категории были оценены в 32,9 трлн м^3, когда по принятой в России классификации запасы составляли 44,6 трлн м^3. То есть разница в оценках составила порядка 26%.

В итоге по результатам многолетней работы, российский нефтегазовый комплекс (НГК) с 1 января 2016 года переходит на новую классификацию запасов (далее «новая» классификация).

В «новой» Классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков (рис.1):

– степень геологической изученности;

– степень промышленного освоения.

Рассматриваемая классификация запасов, по своей сути, является преемницей предыдущих классификаций в части взаимосвязи запасов нефти со стадиями геологоразведочных работ.

Основное отличие «новой» классификации от действующей связано с увязкой категорий запасов нефти с промышленным освоением залежей и месторождений. То есть, если месторождение находится на разведочном этапе, то запасы будут отнесены к категориям C_1 и C_2. Однако, если на основании этого же месторождения будет создан проектный документ на разработку, то геологические запасы в том и же объеме, что и извлекаемые, будут переведены из категорий C_1 и C_2 в категории B_1 и B_2 соответственно. Запасы категории «В», к которой в предыдущей классифика-

ции относили запасы, разрабатываемые по технологической схеме, в «новой» классификации относятся к категории А (рис.1). Подход к оценке подсчета запасовв виде объемного метода остался прежним (!).

Из этого следует, что с введением «новой» классификации в 2016 году те запасы нефти, которые стояли на балансе России и были на учете в форме 6-ГР, у всех нефтяных компаний останутся практически неизменными. Произойдет лишь формальная смена категорий запасов.

Для полноценного анализа на предмет интеграции «новой» классификации в международные аналоги была проведена работа по построению геологических моделей и сопоставлению полученных запасов нефти по:

1. Классификации запасов Общества инженеров-нефтяников (SPE);

2. «Новой» классификации запасов, вступающей в силу с 1 января 2016 года.

Для равенства входных условий взято реальное месторождение «Х», пробуренный фонд скважин – 21 единица.

Для получения запасов по методике SPE построена многовариантная (вероятностная) 3Д геологическая модель месторождения.

Для получения запасов, согласно «новой» классификации, построена детерминированная 3Д геологическая модель и выполнен подсчет запасов объемным методом.

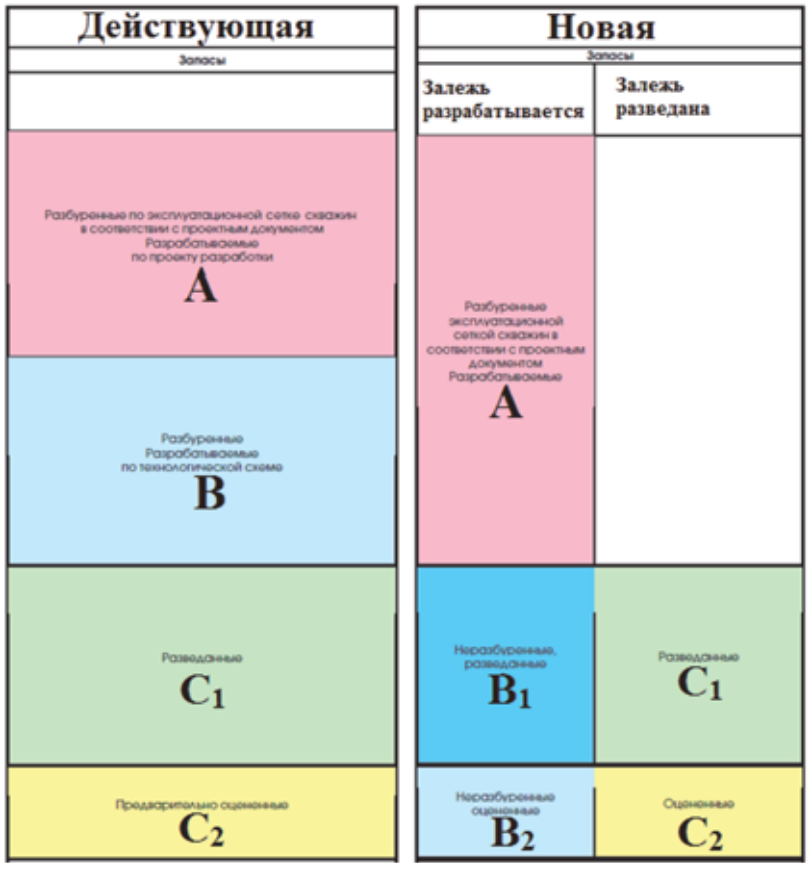


Рис. 1. Соответствие запасов по категориям в Классификациях 2001 и 2016 года

Прежде чем рассмотреть результаты проведенной работы, проанализируем упомянутые классификации и подходы к методике подсчета запасов нефти в них.

Методы подсчета запасов нефти условно можно разделить на две категории:

– детерминистский (Deterministic**)** – метод, базирующийся на известных геологических, инженерных и экономических данных. Для расчета запасов используются одиночные значения параметров (площадь, пористость, мощность и т.д.). Результатом также является единственное значение запасов. На данном методе основана «новая» классификация запасов.;

– вероятностный (Probabilistic**)** – статистический анализ известных геологических, инженерных и экономических данных, при котором запасы подсчитываются по непрерывным кривым распределения. На входе и на выходе – кривые распределения значений с вероятностями появления значений. Данный метод соответствует оценке запасов по классификации SPE.

В России с момента начала добычи нефти сложился детерминистский подход, на выходе которого имеется одна цифра запасов. Для широкой аудитории это понятный подход, но в то же время нельзя отрицать, что и более ошибочный. Вероятность того, что запасы нефти, определенные путем детерминистского подхода, не соответствуют реальности стремится к 100% значению. В нефтяных странах Персидского залива и Америки запасы УВ определяются по функциям распределения вероятности (методика SPE), так как такой подход более правильный с точки зрения ведения нефтяного бизнеса.

Согласно классификации Общества инженеров-нефтяников (SPE) выделяют (рис.2):

– **доказанные запасы (Proved Reserves)** – обычно единственная категория, рассматриваемая кредиторами.

– вероятные запасы (Probable Reserves) – вместе с доказанными часто составляют основу проектов разработки месторождений и принятия обязательств на проведение работ.

– возможные запасы (Possible Reserves) – указывают на имеющийся потенциал и участки дальнейших исследований и сбора данных.

Теперь рассмотрим результаты, которые были получены в ходе работы по подсчету запасов согласно «новой» классификации и классификации SPE на примере реального месторождения «Х».

В детерминированной 3Д геологической модели заложен алгоритм подсчета запасов нефти объемным методом. Объемный параметр коллектора, коэффициентов нефтенасыщенности и пористости по всему фонду

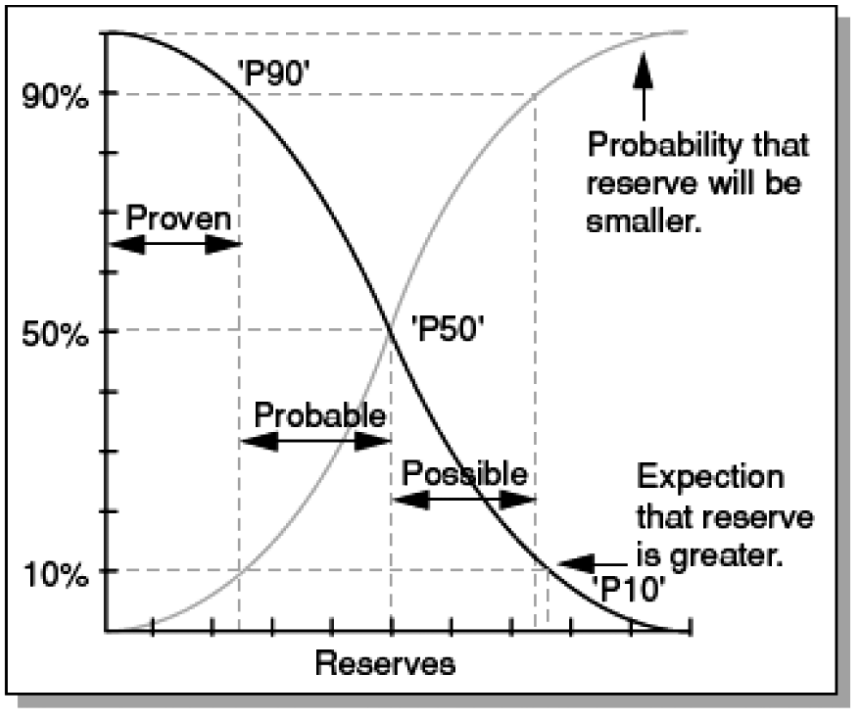


Рис. 2. Классификация запасов нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (SPE)

скважин месторождения «Х» были интерполированы на ячейки трехмерной сетки. Результатом построения и подсчета запасов по детерминированной модели явились геологические запасы нефти в пластовых условиях в виде одной цифры. На месторождении «Х», согласно детерминированной оценке, они равны 2.3 млн м^3.

Для применения многовариантной (вероятностной) геологической модели был использован тот же программный комплекс, что и при детерминированной оценке запасов – ROXARIrapRMS, который имеет возможность произвести расчеты вероятностей при помощи встроенного модуля оценки неопределенности **RMSuncertainty.** Он позволяет идентифицировать и оценивать степень неопределенности в модели, а также создавать многовариантные модели с учетом неопределенности.

С использованием различных доступных инструментов, были проанализированы множество реализаций модели для обоснования решений, принимаемых в процессе подсчета запасов. Помимо оценки неопределенности модели, имеющей множество равновероятных реализаций, сгенерированных при одних и тех же условиях, **RMSuncertainty** позволяет создавать множество реализаций на основе нескольких сценариев, что дает возможность оценивать влияние каждого параметра на результат моделирования.

Основами для создания ансамбля реализаций модели являются:

– структурный каркас пласта;

– скважины с поточечной интерпретацией пористости, нефтенасыщенности.

В многовариантной геологической модели месторождения «Х» был задан разброс значений в положение ВНК (от –1496.2 м до –1498.2 м абсолютных значениях), также были заданы различные ранги вариограмм значений коэффициента водонасыщенности, коэффициента пористости. Для распределения параметра литологии (коллектор-неколлектор) и радиусов влияния скважин по латерали и вертикали также был выбран различный шаг (рис.3).

Принцип группировки всех заданных переменных будет влиять на окончательную таблицу подсчета запасов. Использование группировки позволяет сократить количество расчетов, которое необходимо для перебора возможных значений переменных. В результате генерации ансамбля реализаций создаются наборы данных: наборы 3Д параметров, наборы карт нефтенасыщенных толщин и запасов по ним. Далее для каждой реализации выводится процент вероятности встречи тех или иных запасов.

После перебора всех возможных значений переменных многовариантная модель выдает запасы месторождения «Х» (рис. 4). Можно сказать, что характер распределения будет зависеть от количества реализаций, с увеличением количества которых распределение будет стремиться к нормальному. Задание количества реализаций должны выбираться исходя из мощности компьютера и решения поставленных задач. В данной модели были заданы 174 реализации.

Судя по распределению на рисунке 4, на месторождении «Х» присутствуют 1,6 млн м^3 доказанных запасов (90%-я вероятность встречи этих запасов), 1,9 млн м^3 вероятных запасов (50%-я вероятность) и 2,2 млн м^3 возможных запасов (10%-я вероятность).

То есть, если производить оценку запасов месторождения «Х» по международной Классификации Общества инженеров-нефтяников (SPE), то итоговая цифра запасов нефти на месторождении «Х» будет на 30% меньше «новой» классификации запасов.

Проведена дальнейшая экономическая целесообразность разработки месторождения «Х», основывающаяся на двух вариантах подсчета запасов.

Выяснилось, что дальнейшая разработка месторождения, базирующаяся на данных по подсчету запасов по методике SPE более предпочтительна. Количество проектных скважин по методике SPE составит 10 единиц. В настоящей системе разработки реального месторождения «Х» в пределах контура нефтеносности пробурено

15 скважин, поэтому расчет количества скважин согласно «новой» классификации ведется на основании реального фонда. Меньшее количество скважин по методике SPE обусловлено тем, что на геологической основе подсчета запасов применяется более рациональная расстановка добывающих скважин. При таком условии капитальные вложения и эксплуатационные затраты будут значительно меньше. Чистый дисконтированный доход недропользователя за рентабельный период составит 202 млн рублей, период окупаемости – 7 лет. В случае подсчета запасов по «новой» классификации чистый дисконтированный доход недропользователя составит 22 млн рублей при периоде окупаемости 17 лет.

Основные результаты этой работы сводятся к следующему:

1. В «новой» классификации запасов нефти, вступающей в силу с 01.01.2016, так и не состоялась интеграция с международными аналогами.

2. Основные изменения в «новой» классификации в основном коснулись смены категорий запасов.

3. Подход к подсчету запасов в виде объемного метода остался прежним.

4. Оценка запасов месторождения «Х» по двум классификациям («новой» и SPE) показала, что разница в запасах достигает 30%.

5. Экономические расчеты показали, что целесообразнее вести разработку месторождения «Х», основываясь на запасах, полученных по методике SPE.

Основной вывод по данной работе сводится к тому, что, видимо, нужно еще не одно десятилетие для того, чтобы в полной мере осознать, что первостепенная задача смены классификации запасов состоит не в формальной смене категорий, а в принятии новой парадигмы отношения к запасам – как к величине, отражающей реальное национальное богатство.

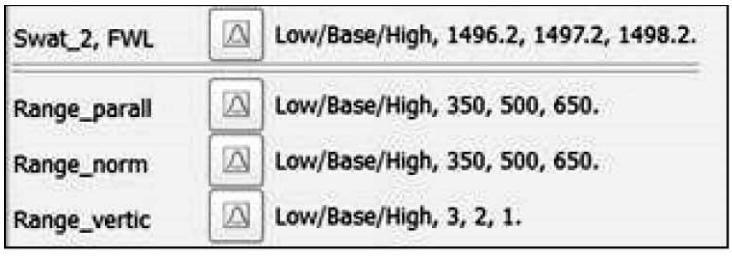


Рис. 3. Задание рангов вариограмм по латерали и вертикали для распределения параметра литологии, пористости

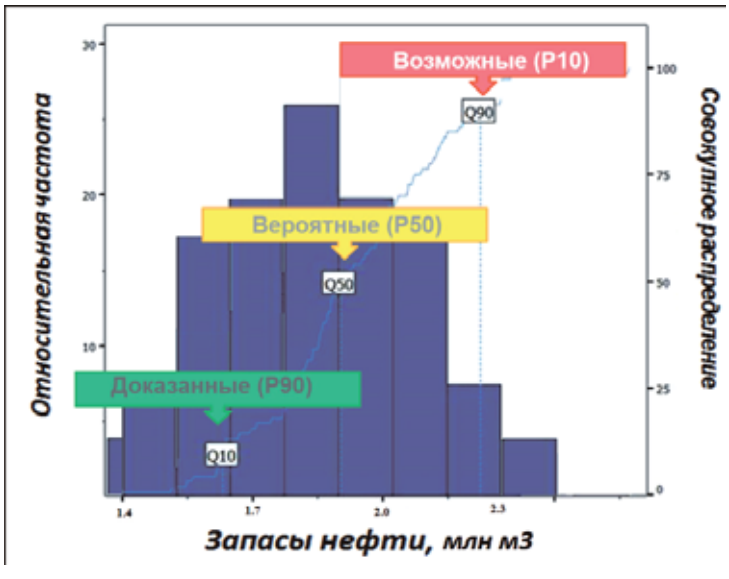


Рис.4 Запасы по многовариантной (вероятностной) геологической модели месторождения «Х»

ОСОБЕННОСТИ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ: ОПЫТ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН НА ПРИМЕРЕ АЛЖИРА

И.Р. Сафин

Филиал «Газпром ЭП Интернэшнл Сервисиз Б.В.», г.Санкт-Петербург, isafin@yandex.ru

Разведка, разработка и добыча нетрадиционных видов углеводородов представляют собой отдельный сегмент нефтегазовой отрасли. С одной стороны, это обусловлено технико-технологическими аспектам и вопроса, с другой – особенностями правового регулирования данных видов работ.

Инициативы Алжирской народной демократической республики (АНДР) в области правового обеспечения разведки и добычи нетрадиционных видов углеводородов представляют интерес для международных экспертов с точки зрения опыта разработки и внедрения правовых норм, регулирующих данную отрасль. Кроме этого, Алжир, как и Россия, страна с большими объемами традиционных запасов нефти и газа – и введение отдельного регулирования сегмента нетрадиционных углеводородов отражает происходящие изменения в мировой энергетической системе и энергетической политике ее отдельных игроков.

По данным Энергетического информационного ведомства США, АНДР занимает второе после Нигерии место в Африке по доказанным запасам природного газа (4,5 трлн м^3) [1], а также третье место по запасам нефти (12,2 млрд баррелей) [2].

В последние годы добыча традиционных видов углеводородов в Алжире падает. Учитывая планы по экспорту и растущее внутренне потребление, актуальным является вопрос по приращению ресурсной базы страны. Сделать это планируется путем увеличения инвестиций в геологоразведку, в том числе в поисково-разведочное бурение, а также за счет вовлечения в оборот ресурсов нетрадиционных углеводородов.

По проведенным алжирской государственной нефтегазовой корпорацией (АГНК) «Сонатрак» подсчетам, ресурсы сланцевого газа по пяти сахарским бассейнам составляют 139,8 трлн м^3, из которых извлекаемыми являются 15% (21 трлн.) [3]. Исследования проводились с привлечением международных компаний по бассейнам Ахнет, Тимимун, Муйдир, Иллизи и Беркин (алжирская часть Гедамеса). Таким образом, по данному показателю Алжир занимает четвертое место в мире после США, Китая и Аргентины.

Разведка и добыча углеводородов на территории Алжира осуществляется на основании закона АНДР № 05-07 от 28 апреля 2005 года «Об углеводородах» [4] с последующими изменениями и дополнениями [5; 6], а также нормативно-правовых актов, принятых в его обеспечение.

Регуляторами в топливно-энергетической сфере являются два агентства, созданных в рамках министерства энергетики и горнодобывающей промышленности: Национальное агентство по развитию углеводородных ресурсов («Алнафт»), которое отвечает за проведение тендеров, заключение контрактов на разведку и разработку, контроль за соблюдением условий недропользования, а также Национальное агентство по контролю и регулированию деятельности в области углеводородов, отвечающее за техническое регулирование и надзор, а также промышленную безопасность и экологию.

Деятельность компаний в нефтегазовой отрасли подпадает под отдельное налоговое регулирование. Перечень применимых налогов, ставки, индексация и порядок применения определяются законом «Об углеводородах» и документами, принятыми в его обеспечение.

Понятие нетрадиционных углеводородов было введено в алжирское законодательство законом № 13-01 от 20 февраля 2013, который изменил и дополнил вышеупомянутый закон 2005 года [6].

В соответствии со статьей 5 закона «Об углеводородах»:

«Нетрадиционные углеводороды – углеводороды, находящиеся и добываемые из коллектора или геологических формаций, имеющих как минимум одну из следующих характеристик или находящихся в следующих условиях:

– плотные коллекторы со средней матричной проницаемостью, равной или ниже 0,1 миллидарси, и/или добыча из которых может осуществляться только из горизонтальных скважин и путем применения ступенчатого гидроразрыва;

– непроницаемые или низкопроницаемые глинистые и/или сланцевые геологические формации, добыча из которых может осуществляться только из горизонтальных скважин и путем применения ступенчатого гидроразрыва;

– геологические формации, содержащие углеводороды с вязкостью более 1000 сантипуазов или плотностью ниже 15°API (Американский институт нефти);

– коллекторы с высоким давлением и высокой температурой, находящиеся в следующих условиях давления и/или температуры:

– забойное давление, равное или выше 650 баров;

– забойная температура выше 150°C;

– природный газ или метан угольных пластов, называемый также «CoalBedMethane» (CBM), который находится в микропорах неэксплуатируемых или не полностью эксплуатируемых глубоких угольных подземных пластов;

Метан угольных пластов (CBM) адсорбируется в центр твердотельной угольной матрицы в ходе процесса

«адсорбции». Данный природный газ характеризуется применением нетрадиционных способов его извлечения, таких как снижение условий давления» [6, p.5].

Изменения также были внесены в определение коллектора путем включения в него вышеупомянутых нетрадиционных пластов [6, p.5].

Включенная дополнительно в закон «Об углеводородах» статья 23.bis определяет, что деятельность, связанная с разработкой месторождений сланцевого газа или нефти с использованием технологии гидроразрыва пласта, подлежит утверждению Советом министров АНДР [6, p.19].

Статья 110.bis определяет, что для ранее заключенных контрактов на разведку и разработку возможно подписание дополнительных соглашений для того, чтобы распространить на них положения, касающиеся нетрадиционных углеводородов. При этом бремя доказательства соответствия определению нетрадиционных углеводородов ложится на подрядную сторону [6, p.20].

Измененная статья 35 закона «Об углеводородах» [6, p.11] вводит различие по срокам действия и фазам контрактов на разведку и добычу традиционных и нетрадиционных углеводородов:

Таблица 1

Сравнение контрактных условий

Условия контракта	**Традиционные углеводороды**	**Нетрадиционные углеводороды**
Продолжительность основного периода геологоразведки	до 7 лет	до 11 лет
Фазы периода ГРР	3+2+2 года	3+2+2+4 (пилотная)
Исключительное продление для завершения оценки	2 года	
Период разработки для жидких углеводородов	25 лет	30 лет
Период разработки для газовых месторождений	30 лет	40 лет
Возможность продления периода разработки	(-)	2 продления по 5 лет

Таким образом, в случае нетрадиционных углеводородов создаются более благоприятные условия для проведения геологоразведки и последующей добычи продукции (возврата инвестиций).

Необходимо отметить, что период геологоразведочных работ для нетрадиционных углеводородов включает помимо основного периода в 7 лет возможность пилотной фазы продолжительностью 4 года. В течение данной фазы допускается опытно-промышленная эксплуатация (*productionanticipйe*) [6, p.12]. Если подрядная сторона (*contractant*) не использует какую-либо из фаз периода ГРР, то соответствующий неиспользованный срок добавляется к периоду разработки в обоих рассматриваемых случаях.

Изменения в законодательство об углеводородах также предполагают налоговые льготы для месторождений нетрадиционных углеводородов. Так, размер роялти (*redevance*), который для традиционных углеводородов варьирует от 5,5% до 23% в зависимости от уровня добычи и налоговой зоны [4, p.21], в нашем случае составляет 5% (единая ставка) для всех случаев. Изменения введены и в расчет налога на нефтегазовые доходы (*TRP*) [6, p.19], однако они не касаются контрактов, в рамках которых уже ведется добыча на дату публикации закона № 13-01 [6, p.20].

На основании введенных в законодательство АНДР об углеводородах изменений Национальным агентством по развитию углеводородных ресурсов был разработан типовой контракт на разведку и разработку нетрадиционных углеводородов [7].

3 марта 2014 года агентство «Алнафт» объявило четвертый раунд международного и национального тендера на право разведки и разработки 31 участка, среди которых участки с нетрадиционными видами углеводородов (такие как силурийские и франские сланцы) в бассейнах Беркин, Иллизи, Муйдир, Уэд-Мья, Тиндуф, Регган, Ахнет – Гурара, Сбаа, Тимимун [8].

По результатам тендера международные компании интереса к участкам с нетрадиционными углеводородами не проявили. С одной стороны, это обусловлено слабой геологической изученностью данных участков, с другой – низким интересом международных нефтегазовых компаний к работе на территории Алжира в целом. Так, из 31 выставленного на указанный тендер участка только по 4 были определены победители.

В этом плане представляет интерес программа АГНК «Сонатрак» по самостоятельной разведке ресурсов сланцевого газа, активным сторонником которой бы теперь уже бывший министр энергетики и горнодобывающей промышленности АНДР Юсеф Юсфи, получивший даже прозвище «сланцевый человек» [9]. Именно он инициировал внесение изменений в действующее законодательство об углеводородах и программу поисково-разведочного бурения на сланцевых объектах.Строительство сланцевых скважин в бассейне Ахнет вызвало протесты населения в районе города Ин-Салах, формальным поводом протестующие обозначили возможные экологические последствия при использовании технологии гидроразрыва. Тем не менее исполняющий на тот момент обязанности генерального директора АГНК «Сонатрак» Саид Сахнун заявил, что компания не намерена останавливать буровые работы и реализацию программы разведки нетрадиционных ресурсов в целом [10]. По заявлениям руководства АГНК «Сонатрак», Алжир планирует выйти на промышленную добычу сланцевых месторождений к 2022 году с плановой цифрой в 20 млрд м^3 сланцевого газа в год.

Экологические аспекты разведки и разработки сланцевых месторождений являются действительно важными для Алжира и региона в целом, поскольку для этого потребуется вовлечение подземных водных ресурсов, находящихся под Сахарой. В связи с этим следует отметить, что к нетрадиционным углеводородам применяются те же требования по выполнению обязательной оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) и подготовке плана по управлению экологическими рисками перед проведением работ (сейсморазведка, строительство скважин, объектов инфраструктуры) [6, p.8], ограничению сжигания газа [6, p.13–14] и уплате специальных налогов на сжигание газа и на использование водных ресурсов [6, p.14]. При этом использование водных ресурсов, находящихся в государственной собственности, осуществляется путем выдачи разрешений или предоставления концессий уполномоченным ведомством в координации с агентством «Алнафт» [6, p.14].

Резюмируя вышесказанное, можно выделить несколько основных целей, которые преследуют внесенные в алжирское законодательство изменения:

1. Введение в нормативно-правовую базу самого понятия нетрадиционных углеводородов;

2. Создание правовых оснований для разведки и разработки запасов нетрадиционных видов углеводородов с учетом технико-технологических особенностей данного сегмента нефтегазодобычи;

3. Создание более привлекательных условий для привлечения иностранных инвестиций в данный сегмент нефтегазодобычи;

4. Обеспечение контроля за экологическими аспектами деятельности в области разведки и разработки нетрадиционных видов углеводородов.

Можно отметить также, что создание нормативно-правовой базы не является самодостаточным для развития сегмента нетрадиционных углеводородов. Оно должно сопровождаться целенаправленной политикой правительства АНДР по общему повышению инвестиционной привлекательности алжирской экономики, улучшению геологической изученности нефтегазоперспективных участков, в том числе за счет средств алжирского государства, активной работой с населением.

Литература

1. International Energy Statistics // US Energy Information Administration[Электронныйресурс]. – Режимдоступа: http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid =3&pid=3&aid=6.

2. International Energy Statistics // US Energy Information Administration[Электронныйресурс]. – Режимдоступа: http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid =5&pid=57&aid=6.

3. N. Rabia. Gaz de schiste : ce que rйvиlent les premiиres йvaluations du potentiel de l’Algйrie // Algйrie Presse Service [Электронный ресурс]. – 2015. – 31 января. – Режим доступа: http://www.aps.dz/economie/17278-gaz-de-schiste-ce-que-rйvиlent-les-premiиres-йvaluations-du-potentiel-de-l-algйrie.

4. Loi nº 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures // Journal officiel de la Rйpublique algйrienne dйmocratique et populaire. – 2005.– nº50 du 19 juillet 2015. – P. 3-28.

5. Ordonnance nº 06-10 du 3 Rajab 1427 correspondant au 29 juillet 2006 modifiant et complйtant la loi nº 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures // Journal officiel de la Rйpublique algйrienne dйmocratique et populaire. – 2006.– nº48 du 30 juillet 2006. – P. 4–9.

6. Loi nº 13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 fйvrier 2013 modifiant et complйtant la loi nº 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures // Journal officiel de la Rйpublique algйrienne dйmocratique et populaire. 2013. – nº11 du 24 fйvrier 2013. – P. 4–20.

7. 4th National and International Bid Round for E&P Contracts Awarding. Legal and Institutional Frameworks / ALNAFT. – Algiers, 2014. – 18 p.

8. 4th National and International Bid Round for E&P Contracts Award. Technical Summaries / ALNAFT. – Algiers, 2014. – 83 p.

9. A. Akef. Algйrie : l’exploitation controversйe du gaz de schiste fait tomber le ministre de l’йnergie // Le Monde Afrique [Электронный ресурс]. – 2015. – 05 мая. – Режим доступа: http://www.lemonde.fr/afrique/article/2015/05/15/algerie-l-exploitation-controversee-du-gaz-de-schiste-fait-tomber-le-ministre-de-l-energie_4634102_3212.html.

10. L. Ghali. Sonatrach poursuivrale forage des puits-pilotes du gaz de schiste a In Salah // Algйrie 1 [Электронный ресурс]. – 2015. – 08 февраля. – Режим доступа: http://www.algerie1. com/actualite/sonatrach-poursuivra-le-forage-des-puits-pilotes-du-gaz-de-schiste-a-in-salah/.

КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ФУНДАМЕНТА ТАТАРСКОГО СВОДА КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.Ю. Сидорова, Л.М. Ситдикова, В.Г. Изотов, Н.М. Хасанова, Н.М. Низамутдинов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань

lena353@list.ru

Широкое развитие и значительные мощности коры выветривания фундамента, а также наличие фильтрационно-емкостных свойств и нефтепроявлений [1, 2] в породах коры выветривания Татарского свода позволяют отнести данную геологическую формацию к перспективному нефтеносному нетрадиционному объекту. Для выявления коллекторских зон и установления особенностей формирования проницаемых интервалов профиля выветривания, необходимо проводить детальное изучение минералого-петрографических особенностей пород, а также их химического состава, которые оказывают влияние на процессы формирования и характер пустотно-порового пространства этих нетрадиционных объектов на УВ-сырье.

На территории Волго-Уральского региона и в частности Татарского свода древняя кора выветривания перекрыта мощным осадочным чехлом, формированию которого предшествовал длительный континентальный перерыв с развитием процессов выветривания по породам фундамента. В пределах данного региона выделяется несколько типов профилей коры выветривания в зависимости от возраста их формирования, морфологии, степени сохранности, строения и минерально-геохимического состава. Наиболее распространенным среди изученных профилей коры выветривания является неполный остаточный профиль площадного типа. Менее распространен линейно-трещинный тип, развитый по зонам разломов фундамента и характеризующийся значительным увеличением мощностей [3, 4].

Комплексный подход и применение различных методов изучения дали возможность наиболее детально описать минералого-геохимические особенности, определить характер пустотно-порового пространства и фильтрационно-емкостные параметры пород коры выветривания фундамента Северо-Татарского и Южно-Татарского сводов. Формирующийся в результате стадийного процесса выветривания специфический тип пустотно-порового пространства тесно связан с образованием и развитием различных зон профиля выветривания: дезинтеграции, цементации, гидратации и выщелачивания, окисления и вторичной гидратации. Так, зона дезинтеграции и зона гидратации и выщелачивания, характеризующиеся наибольшими показателями фильтрационно-емкостных свойств, могут быть отнесены к коллекторам трещинного и микротрещинного типа [5].

По данным проведенных исследований установлено, что можно выделить макротрещины, которые имеют различное расположение относительно оси керна изученных скважин. Наиболее характерные системы трещин, наиболее часто встречающиеся – наклонные под различными углами относительно оси керна. Реже представлены субвертикальные и субгоризонтальные типы трещин. В зонах, подверженных наиболее интенсивной трещиноватости, можно выделить развитие нескольких систем трещин, которые являются основными проводниками флюидов.

В процессе изучения поверхности макротрещин, степени выполнения их тонкодисперсными и глинистыми минералами выявлена зависимость пористости и проницаемости от характера типа трещиноватости. Выделяются следующие типы трещиноватости: открытая трещиноватость с возможностью активной циркуляции флюидов и трещины закрытого типа, инкрустированные минеральным веществом. В таких типах трещин фильтрация флюидов возможна только в отдельных участках трещин, выполненных глинистыми минералами, обладающими более высокими фильтрационными характеристиками по сравнению с трещинами, запечатанными вторичными тонкодисперсными минералами: кварцем, кальцитом, часто с выделениями пирита.

По данным минералогических исследований и рентгенофазового анализа, тонкодисперсное и глинистое вещество чаще всего представлено хлоритом, каолинитом, иллитом, кварцем, полевыми шпатами, кальцитом, пиритом. Поверхности трещин открытого типа представляют собой трещины скольжения. Трещины открытого типа инкрустированы хлоритом, что свидетельствует о более поздних наложенных геодинамических процессах (движение отдельных блоков пород фундамента) и последующих гидротермальных проработках пород фундамента. Поверхности таких трещин могут быть с типичными «зеркалами скольжения» или неровными, с пятнами кальцита, пирита на хлоритовой глинистой корочке.

В то же время выделяются типичные системы трещин, которые связаны с зонами дезинтеграции профиля выветривания. Эти системы трещин более открытые, по типу могут быть сложными и отчетливо выделяются системы сообщающихся трещин, образующих микроканалы фильтрации флюидов. Чаще всего такие типы трещин выполнены иллитом, каолинитом. Наличие такой системы трещин определяет более высокие параметры пустотного пространства, они более проницаемые для миграции флюидов. Породы обладают повышенными фильтрационными характеристиками.

Данные изучения макротрещин позволяют сделать вывод о том, что тип трещиноватости, характер выполнения пустотного пространства тонкодисперсными и глинистыми минералами, фазовый состав глинистого вещества трещинного материала позволяют отличить трещины зоны дезинтеграции профиля выветривания и трещины в породах, связанные с более поздними геодинамическими и наложенными процессами.

Нами также в породах зоны дезинтеграции выделен другой тип трещиноватости по размерности – микротрещины, которые развиваются по отдельным минеральным зернам или затрагивают отдельные участки породы. Такой тип микротрещин связан с комплексом хрупких минералов, таких как кварц, гранаты, полевые шпаты, пла-

гиоклазы, по которым формируется также сложная система трещин, участвующих в фильтрационных процессах. Часто микротрещины отдельных минералов заменяются более крупными микротрещинами, развитыми на большей площади пород и также формируют микроканалы миграции растворов. Изученный тип микротрещин также можно разделить на открытого типа и залеченные, выполненные тонкодисперсными минералами [6].

Необходимо отметить, что процесс выветривания в начальной стадии выражается в преобладании процессов дезинтеграции и дробления пород, что ведет к формированию каверн, микропор, систем микротрещин и каналов, по которым активно циркулируют растворы. Затем, при дальнейшем развитии процессов выветривания (гидратации, выщелачивания, гидролиза, окисления) и смене зон по профилю, порода изменяет минеральный и химический состав, при этом изменяются и фильтрационно-емкостные характеристики.

Процессы выветривания, которым были подвержены породы кристаллического фундамента Татарского свода привело к изменению физических свойств пород, что отражается в повышении общей (до 25–30%) и эффективной (5–15%) пористости [7]. Установленные значения общей и эффективной пористости пород коры выветривания фундамента, по данным метода ядерного магнитного резонанса, для различных зон профиля выветривания согласуются с литературными данными [2, 3] для кор выветривания Волго-Уральского региона, полученными другими методами. Полученные результаты свидетельствуют о росте коллекторских характеристик снизу-вверх по профилю выветривания, что связано с увеличением степени выветрелости пород, преобладанием глинистых минералов в составе и переходе зоны дезинтеграции в зону гидратации и выщелачивания.

Полученные результаты исследований позволяют сделать вывод о наличии нетрадиционных коллекторских зон, связанных с формацией погребенных кор выветривания. Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают зоны профиля выветривания площадного типа – зоны дезинтеграции и зоны гидратации и выщелачивания. В корах выветривания фундамента линейного типа, связанных с зонами разломов нет отчетливой зональности, тем не менее прослеживается определенная вещественная характеристика, свойственная для типичной коровой формации. Более глубокие горизонты фундамента также обладают потенциальными коллекторскими зонами, связанными с трещиноватыми участками фундамента, обладающими высокими фильтрационными характеристиками для миграции низкотемпературных гидротермальных растворов. Однако вещественный состав тонкодисперсных и глинистых минералов таких зон отличается от типичных коровых образований, что позволяет проводить их ранжирование и отличать такие нетрадиционные коллекторские зоны от других нетрадиционных объектов на УВ-сырье, зависящих от общей геодинамической обстановки и последующей гидротермальной проработки вещества фундамента в более поздние этапы эволюции кристаллического фундамента Татарского свода.

Литература

1. *Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В.* Оценка поисковых критериев коры выветривания Северо-Татарского свода. – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 2. – С. 4–7.

2. *Журавлев Е.Г.* Залежи нефти и газа в корах выветривания фундамента осадочных бассейнов. – Литология и полезные ископаемые. – 2009. – № 3. – С. 329–334.

3. *Лапинская Т.А., Журавлев Е.Г.* Погребенная кора выветривания фундамента Волго-Уральской газонефтеносной провинции и ее геологическое значение. – М.: Недра, 1967. – 174 с.

4. *Ситдиков Б.С.* Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. – Казань: Изд-во КГУ, 1968. – 436 с.

5. *Ситдикова Л.М., Сидорова Е.Ю.* Минералого-петрографические особенности коровой формации фундамента Южно-Татарского свода. – Георесурсы. – № 1(37). – 2011. – С. 13–15.

6. *Сидорова Е.Ю., Ситдикова Л.М.* Ассоциации глинистых минералов древних кор выветривания – потенциальных коллекторских зон кристаллического фундамента Татарского свода. – Георесурсы. – 2013. – № 5(55). – С. 3–7.

7. *Сидорова Е.Ю., Ситдикова Л.М., Изотов В.Г., Захарченко А.Л., Хасанова Н.М., Низамутдинов Н.М.* Изучение фильтрационно-емкостных свойств погребенных кор выветривания импульсным методом ядерного магнитного резонанса. – Сб. матер. конфер. «Новые достижения ЯМР в структурных исследованиях». – Казань, 2015. – С. 170–171.

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СЕВЕРО-АШАЛЬЧИНСКОГО И ЮЖНО-АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМАМИ ИХ РАЗРАБОТКИ

Ситдикова Л.М., Махмутов Б.И., Хасанова Н.М., Низамутдинов Н.М., Изотов В.Г., Сидорова Е.Ю., Бадрутдинов О.Р., Христофорова Д.А., Хасанов Р.А.

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Одним из перспективных источников углеводородного сырья на современном этапе разработки месторождений являются месторождения высоковязких нефтей и природных битумов. К таким источникам УВ необходимо отнести месторождения высоковязких нефтей и природных битумов Республики Татарстан, локализованные на сравнительно небольших глубинах (в среднем до 400 м) в пермских отложениях.

Одним из перспективных объектов на УВ-сырье являются породы-коллекторы Ашальчинского месторождения, расположенные на территориях Черемшанского и Альметьевского районов Республики Татарстан. В тектоническом отношении месторождение приурочено к западному склону Южно-Татарского свода. В локальном плане месторождение находится в пределах Черемшано-Ямашинской структурной зоны II порядка и совпадает с брахиантиклиналью северо-западного простирания.

В связи с истощением основных запасов нефти, появляется необходимость введения в разработку и нетрадиционных типов коллекторов УВ, в частности интенсивно разрабатываются комплексом современных методов (паротепловые методы, термические и др.) месторождения высоковязких нефтей и природных битумов. Для успешного применения конкретных методов разработки необходимо проводить детальное изучение вещественного состава пород-коллекторов, особенности их нефте- и битумонасыщения, которые в первую очередь зависят как от литолого-минералогических условий формирования пород, так и от особенностей структуры пустотного пространства пород продуктивного горизонта и флюидоупоров.

С целью детальной характеристики особенностей пород месторождения, которое включает два объекта: Северо-Ашальчинское и Южно-Ашальчинское, отбирался керновый материал по разрезу ряда скважин. В каждой изученной скважине отбирались породы - покрышки пермской системы биармийского отдела казанского яруса, которые были представлены лингуловыми глинами, а также изучались терригенные битумонасыщенные образцы продуктивного горизонта пермской системы приуральского отдела уфимского яруса (рис. 1, 2). Изученные породы скважин Северо-Ашальчинского месторождения, которые расположены на расстоянии 400 м друг от друга, а на Южно-Ашальчинском на 700 м.

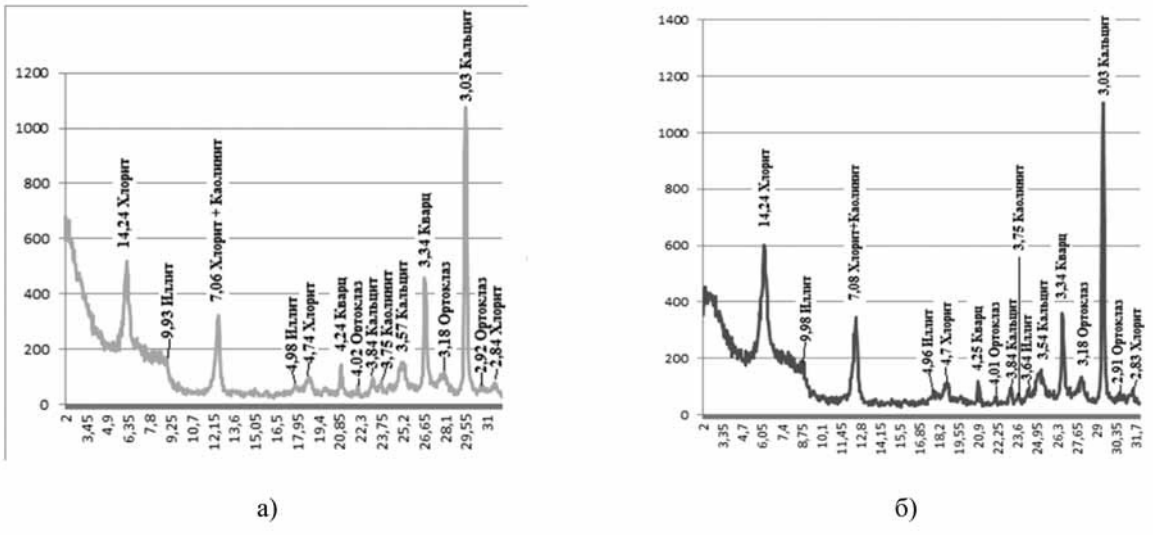


Рис.1. Северо-Ашальчинское месторождение. Скв. 913. а)обр. флюидоупоров, б, в)обр. продуктивного горизонта



Рис.2. Южно-Ашальчинское месторождение. Скв. 760. а)обр. флюидоупоров, б, в)обр. продуктивного горизонта

Результаты литолого-минералогических исследований свидетельствуют, что породы-покрышки различаются по степени плотности в южной части (рис.1, 2). Породы-коллектора также различаются и по структурно-текстурным особенностям: на территории южной части – это мелкозернистые песчаники, слабо цементированные, но с высокой степенью битумонасыщенности. Лингуловые глины на территории Южно-Ашальчинского месторождения характеризуются большей плотностью, слабо битуминизированные, с обилием выделений рудных минералов – пирита (рис. 2а). Проведенные рентгенофазовые исследования пород-флюидоупоров свидетельствуют, что ведущие компоненты глинистого вещества пород – хлорит, иллит с разной степенью разбухаемости, участками сложены смешанослойной фазой иллит-смектит, каолинит. Тонкодисперсное вещество представлено кварцем, отроклазом, кальцитом (рис. 3).

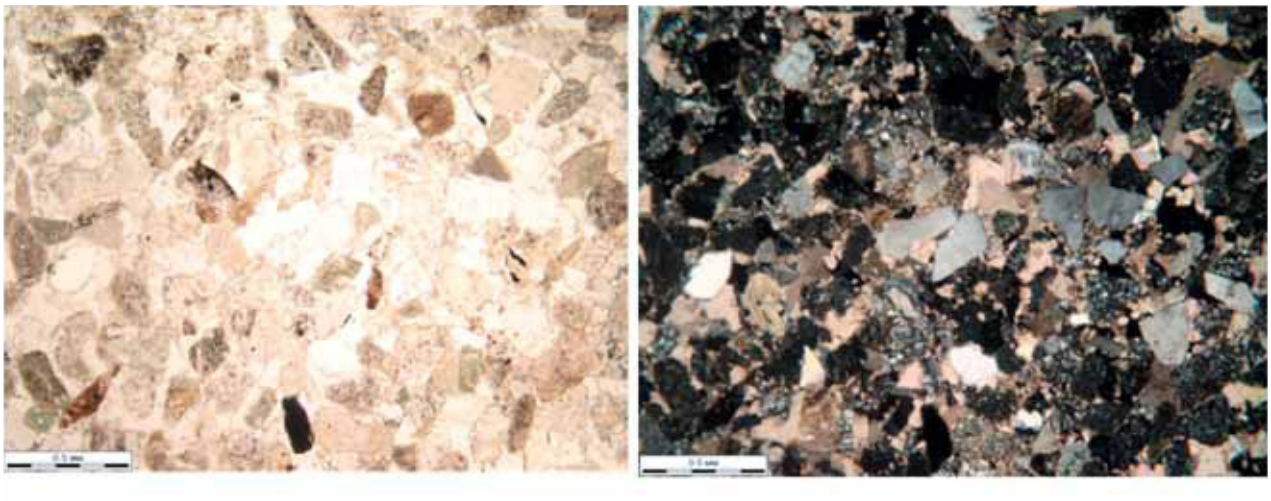


а) б)

Рис.3. Фрагмент дифрактограммы тонкодисперсного и глинистого вещества пород-флюидоупоров. а) Северо-Ашальчинское месторождение, б) Южно-Ашальчинское месторождение

Также различаются по типу цементации, содержанию глинистого вещества цемента и подстилающие продуктивные горизонты породы, которые представлены кварцем, полевыми шпатами разной размерности. Цемент чаще всего глинисто-карбонатный, поровый, чаще развит базальный тип (рис. 4, 5).

Продуктивные горизонты Северо-Ашальчинской части месторождения представлены в основном песчаниками среднезернистыми, тип цементации пористый, участками базальный с глинисто-карбонатным цементом (рис. 4). Однако степень битумонасыщения меняется по разрезу изученных скважин: участками от сплошного типа нефтенасыщения до насыщения с преобладанием «пятнистого» типа.



а) б)

Рис.4. Северо-Ашальчинское месторождение. Глинисто-карбонатный цемент водоносного горизонта, а) николи II, б) николи +

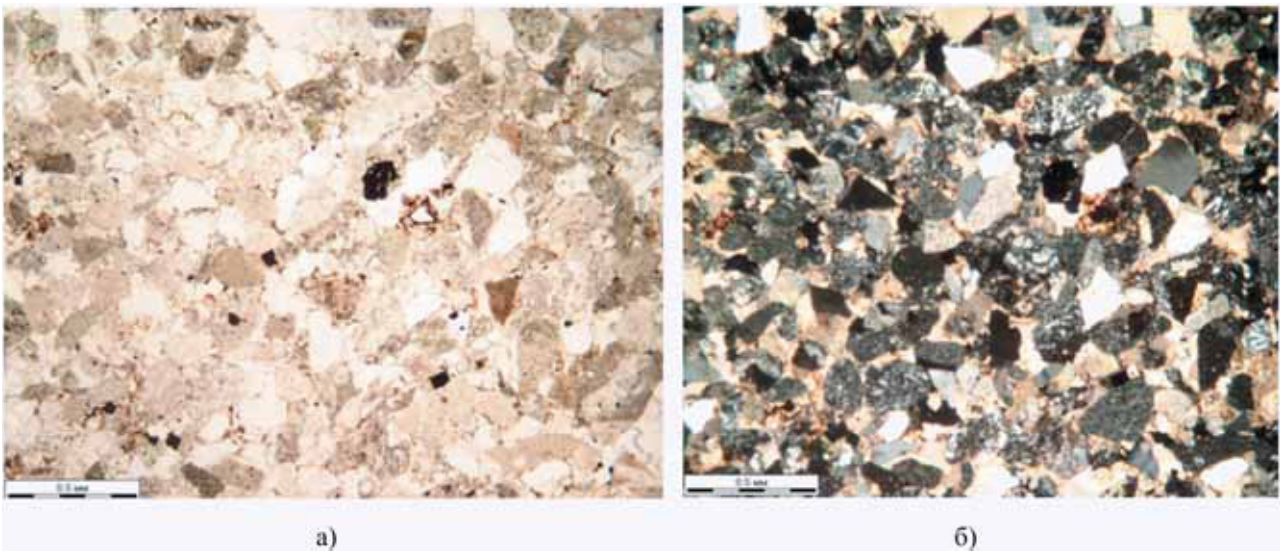


Рис.5. Южно-Ашальчинское месторождение. Глинисто-карбонатный цемент водоносного горизонта, а) николи II, б) николи +

Породы флюидоупоров по результатам их изучения методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) характеризуются повышенным содержанием в карбонатах примесного иона марганца и радиационного ион-радикала SO3-, в кварце E' центра и C свободного радикала органического вещества (Рис. 6). Для Южной части месторождения характерно преобладание более высоких значений содержания марганца и органического радикала. В Северной части по сравнению с Южной частью повышенное содержание ион-радикала SO3- в карбонатах и E' в кварце, что соответствуют более окислительной обстановке формирования пород.

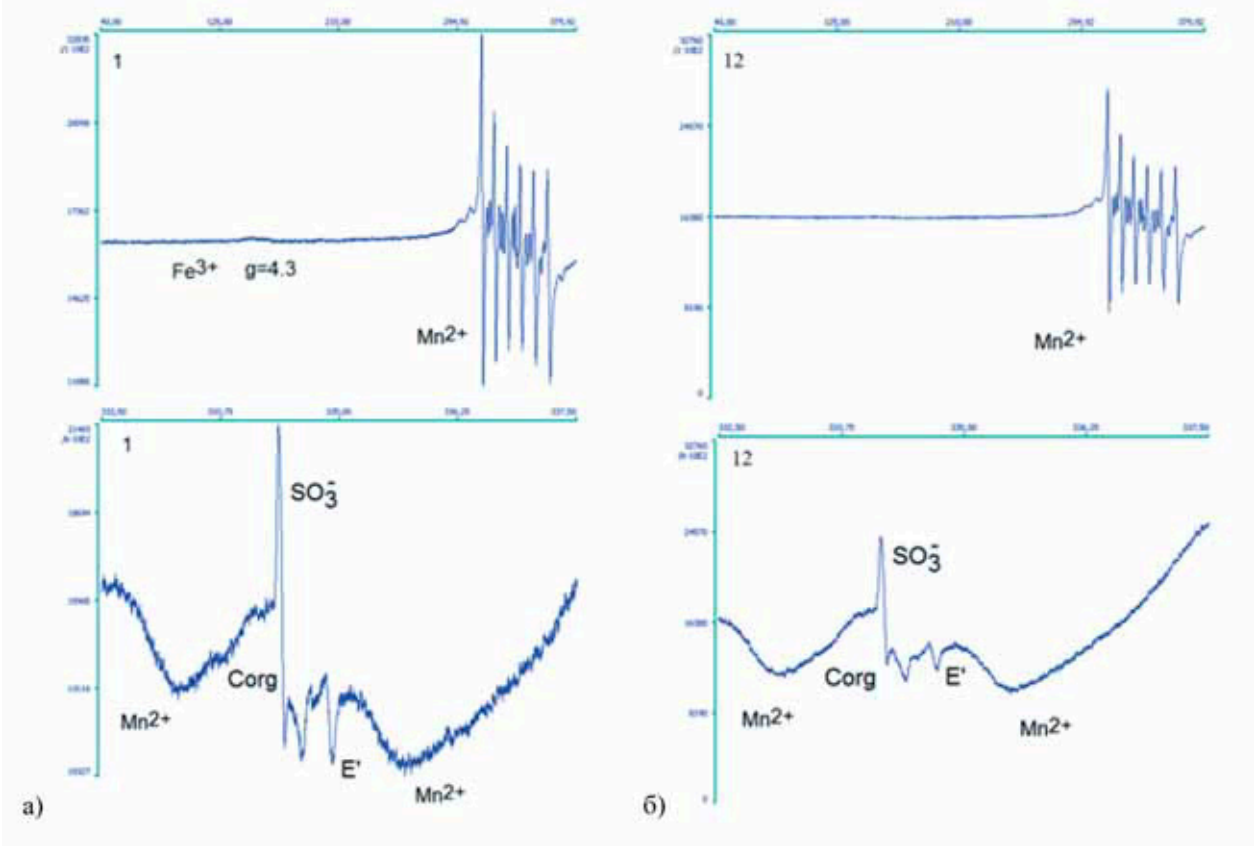


Рис.6. Спектры ЭПР флюидоупоров: а) Северо-Ашальчинское месторождение, б) Южно-Ашальчинское месторождение

Продуктивный горизонт характеризуется появлением широких линий ЭПР трехвалентного железа в окислах и гидроокислах, уменьшением сигнала марганца и ион-радикала SO3- в карбонатах за счет взаимодействия карбонатной части породы с углеводородами (рис. 7).

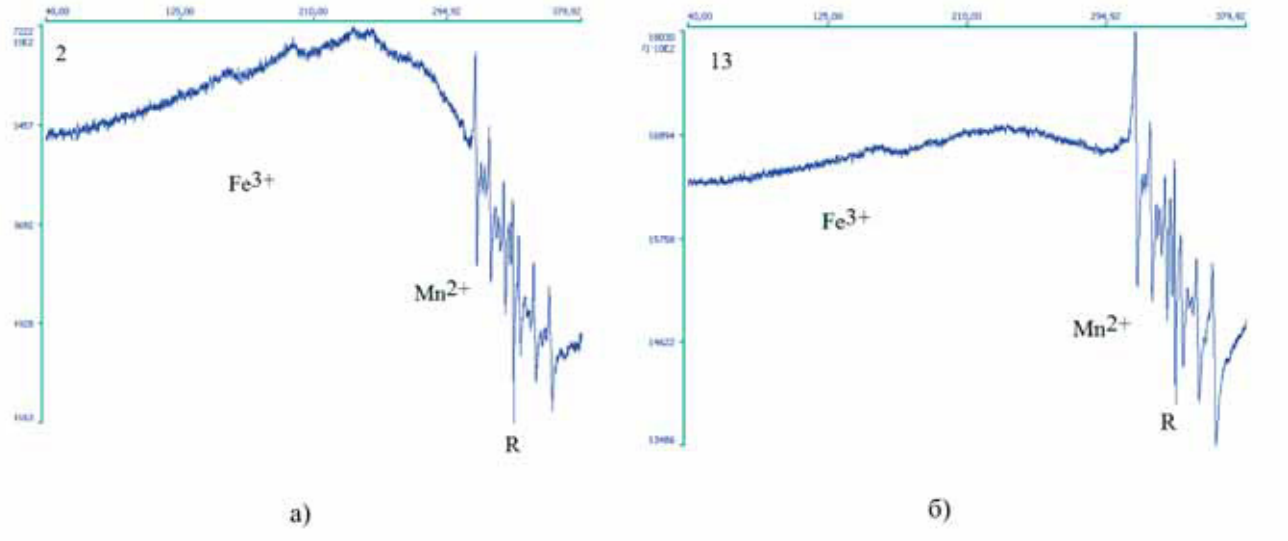


Рис.7. Спектры ЭПР продуктивной зоны: а) Северо-Ашальчинское месторождение, б) Южно-Ашальчинское месторождение

Увеличение интенсивности линии E’ в кварце является показателем присутствия облучателей в углеводородах. Парамагнетизм тяжелых нефтей связан с асфальтенами, маркерами, которых являются сигналы ЭПР ванадила VO2+ и свободного радикала (рис. 8).

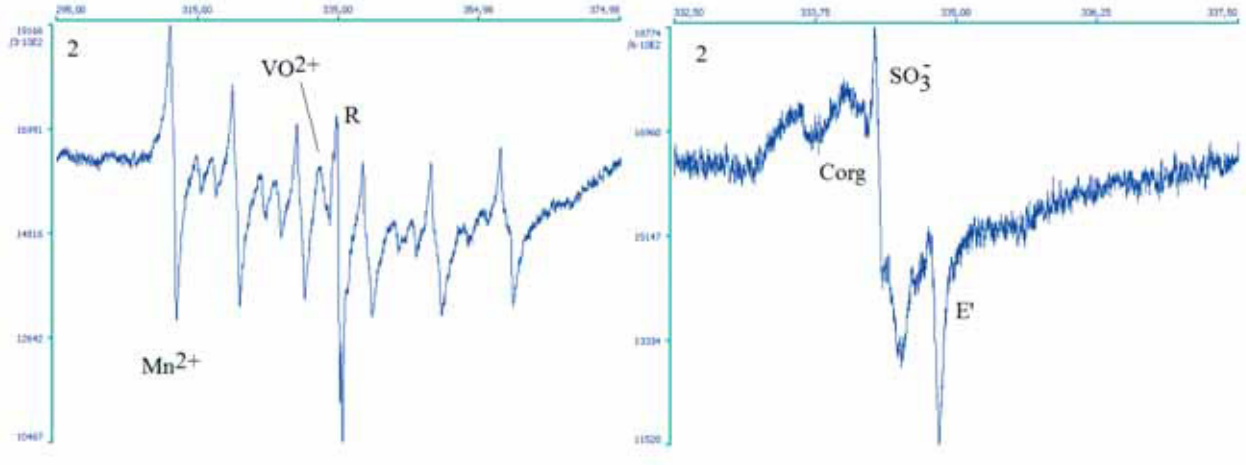


Рис.8. Спектры ЭПР продуктивной зоны в области линий Mn2+ (развертка 80 мТл) и в области линии радикала R (развертка 5 мТл)

Это свидетельствует о наложении линий спектра марганца и ванадила, свободного радикала ОВ и УВ. Ванадий является характерным элементом для пермских битумов, а также девонских и карбоновых нефтей, что указывает на их генетическую связь. По температуре пиролиза нами было выделено 2 типа органического вещества: нефтяного и угольного ряда.

В процессе анализа каменного материала скважин был установлен интересный факт различного содержания радиоактивных изотопов в породах покрышках и коллекторах исследуемого месторождения. Анализ проводился методом радиометрического анализа на специализированном комплексе гамма-спектрометре «Прогресс-гамма» ФВКМ.412131.002-03. Гамма-спектрометр предназначен для измерения активности альфа-, бета- и гамма-излучающих нуклидов. Основное внимание при исследованиях уделялось изучению радиоактивных изотопов химических элементов калия-40 (К40), радия-226 (Ra226) и тория-232 (Th232) в образцах покрышек, продуктивного и водоносного горизонтов месторождения.

Необходимо отметить, что калий (К) встречается в природе в виде двух стабильных нуклидов: К39 (93,10% по массе) и К41 (6,88%), а также одного радиоактивного К40 (0,02%). Период полураспада К40 – Т1/2 примерно в 3 раза меньше, чем Т1/2 урана-238 (U238) и составляет 1,28 миллиарда лет. При b-распаде К40 образуется стабильный кальций-40 (Са40). После проведенного радиометрического анализа были сопоставлены данные по покрышкам и породами продуктивного горизонта Южной и Северной частей Ашальчинского месторождения. Повышенное содержание радиоактивного изотопа К40 характерно для всех образцов покрышек, которые представлены

плотными лингуловыми глинами с отпечатками раковин «лингул». Повышенное содержание К40 в покрышках связано с составом глинистых минералов, в структуре которых содержится калий, в то же время К40 связан и с содержанием органического вещества угольного ряда. Степень насыщения пород битумом также коррелирует с интервалами сильной битумонасыщенности пород.

Однако на территории Южно-Ашальчинской части месторождения аномально большие показатели радия-226 (Ra226) по сравнению с северной частью Ашальчинского месторождения, которые были зафиксированы как в породах-коллекторах, так и в покрышках – лингуловых глинах.

Выводы

По данным проведенных анализов методом РФА установлено, что в «лингуловых глинах» Северо- и Южно-Ашальчинского месторождения (флюидоупоры) глинистая составляющая представлена хлоритом, иллитом и смешанослойной фазой слюда-смектит, каолинитом. Тонкодисперсное вещество состоит из кварца, полевого шпата, кальцита. Необходимо отметить, что концентрация кальцита, выполняющего пустотное пространство, на Южно-Ашальчинском месторождении повышенная по сравнению с Северо-Ашальчинской частью.

По данным изучения коллекторских свойств пород продуктивного горизонта на Северо-Ашальчинском месторождении было установлено, что доля открытой пористости выше, чем эффективной. По разрезу изученных скважин с глубиной значения открытой и эффективной пористости уменьшаются, что связано с процессами диагенеза. Цемент поровый, местами базальный, состав карбонатно-глинистый с преобладанием глинистых минералов. По данным ЯМР-исследований по разрезу изученных скважин выделяются участки пород с преобладанием изолированных пор, выполненных глинистым цементом с более низкими показателями коллекторскими свойствами продуктивных интервалов Северо-Ашальчинского месторождения.

На Южно-Ашальчинском месторождении показатели открытой и эффективной пористости выше, чем на Северо-Ашальчинском, при этом цемент базального типа по составу так же глинистый, участками с выделениями карбонатов, образцы керна более рыхлые, слабо сцементированные, битумонасыщенные.

По данным ЭПР установлено отличие вещественного состава флюидоупоров и продуктивной зоны: присутствие органического вещества в зоне флюидоупоров и продуктивной части пород месторождения, также характерны вариации количества карбонатов. В продуктивном горизонте установлен ванадий, который является характерным элементом для пермских битумов, а также девонских и карбоновых нефтей, что указывает на их генетическую связь. По температуре пиролиза выделено 2 типа органического вещества: нефтяного и угольного ряда.

Результаты анализа радиометрического анализа пород Северной и Южной частей Ашальчинского месторождения свидетельствуют, что повышенное содержание радиоактивного изотопа К40 характерно для всех образцов флюидоупоров, которые представлены плотными лингуловыми глинами. Однако повышенное содержание К40 связано с составом глинистых минералов, в структуре которых содержится калий, в то же время К40 связан и с содержанием органического вещества угольного ряда.

На территории Южно-Ашальчинской части месторождения аномально высокие показатели радия-226 (Ra226), чем в Северной части месторождения, которые были зафиксированы на границе пород-коллекторов с глинистыми флюидоупорами, вероятно связанные с выделениями циркона в образцах контактовых зон флюидоупор - продуктивный горизонт.

Установленные литолого-минералогические особенности пород флюидоупоров и продуктивных горизонтов Северо-Ашальчинского и Южно-Ашальчинского месторождений необходимо учитывать при разработке месторождений, а также для рекомендации современных методов их разработки (метод SAGD и др.).

Литература

1. Комплекс спектрометрический для измерений активности альфа-, бета- и гамма- излучений нуклидов «ПРОГРЕСС» Утверждено ФВКМ.412131.002-03РЭ-ЛУ.

2. *В.М. Буртняк, Ю.Л. Забулонов, Г.В. Лисичeнко, Л.А. Одукалец.* Многофункциональный анализатор исследования керна скважин и выявления радиоактивных аномалий. Институт геохимии окружающей среды НАНУ и МЧС Украины. – Киев, 2010. – Т. 6. – № 3. – С. 30–35.

3. *Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Б. Хисамов, Л.М. Миронава, Н.С. Гатиятуллин, В.В. Ананбев, В.М. Смелков, Р.К. Тухватуллин, Б.В. Успенский, И.Н. Плотникова, Е.Д. Войтович.* Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и раведка нефтяных месторождений. Под ред. Проф. Р.Х. Муслимова. В 2-х томах. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2007. – Т. 1. – 316 с.

4. *Г. Л. Каюкова, Г. В. Романов, Р. Х. Муслимов* и др. Химия и геохимия пермских битумов Татарстана. – М.: Наука. 1999. – 304 с.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПОРОД И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ДИМИТРОВСКОГО ГНМ И ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ)

Н.А Скибицкая[1], Р.С. Хисамов[2], В.Г. Базаревская[3], О.К. Навроцкий[4], В.А. Кузьмин[1], И.О. Бурханова[1], М.Н. Большаков[1], О.П. Яковлева[1], В.А. Крючков[1]

[1]ИПНГ РАН, г. Москва, skibitchka@mail.ru, [2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [3]ОАО «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, [4]ФГУП «НВНИИГГ», г. Саратов

Комплексный анализ результатов многолетних (более 30 лет) петрофизических, геохимических, литолого-геохимических, электронно-микроскопических и спектральных (в растровом электронном микроскопе РЭМ высокого разрешения) исследований огромной коллекции образцов пород, отобранных из продуктивных разрезов Оренбургского (ОНГКМ), Карачаганакского НГКМ, Димитровского ГНМ, Астраханского ГКМ, доказал нефтегазоматеринские свойства слагающих их карбонатных толщ и позволил утверждать, что в недрах газонасыщенных зон газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений реализованы начальные стадии нефтегенерации $МК_1$ – $МК_2$, то есть стадии «нефтяного окна». Так, степень зрелости органического вещества $МК_1$ – начало $МК_2$ в газовой части Оренбургского НГКМ определена на основании установленного индекса окраски конодонтов (ИОК) 1 и 1,5 и на основании стерановых параметров термической зрелости хлороформенных экстрактов из образцов керна поисково-оценочной скважины. Керогеноподобный нерастворимый органический полимер в породах карбонатных газонасыщенных продуктивных отложений ОНГКМ характеризуется атомным соотношением H/C = 1,43 и O/C = 0,14. В соответствии с классификацией керогенов Ван Д. Кревелена изучаемый керогеноподобный полимер относится к нефтяному керогену II типа.

Геологические запасы нефти в зонах газонасыщения газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений равновелики суммарным геологическим запасам их основного углеводородного сырья (газа и конденсата), подтверждены прямыми методами определения нефтенасыщенности на парафинированном керне, геохимическими исследованиями керна и их оценкой по материалам ГИС на основе разработанных методик и установленных закономерных связей «геохимия – петрофизика» и «геохимия – ГИС».

Микроструктура нефтегазоматеринской карбонатной породы представляет собой карбонатно-органический полимер (КОП) и формируется в седиментогенезе на основе карбонатных солей органических кислот, организованных в иловых карбонатных осадках в надмолекулярные коллоидные структуры. В диагенезе, в процессе литификации, карбонатно-органическая коллоидная система проходит все этапы химического «старения» высокомолекулярных многокомпонентных коллоидов через их уплотнение (процессы полимеризации и поликонденсации) и обезвоживание (синерезис).При этом в процессе самоорганизации последовательно образуются все более дискретные сначала гелевые, затем кристаллоидные, а затем и несовершенные кристаллические структурные формы, сформированные на основе сближения и ионного взаимодействия между собой породообразующих неорганических катионов в результате процессов полимеризации, поликонденсации собственных и соседних органических анионов, соорганизованных в органические мембраны. И далее в процессе обезвоживания (синерезиса) за счет надмолекулярной глобуляции – скручивания в наноглобулы органических ионов («органических хвостов») образованных карбонатно-органических молекул (карбонатных солей органических кислот) – образуются организованные в кристаллическую решетку несовершенные карбонатно-органические полимерные кристаллы, а на их основе – первичный породообразующий литотип.

Точно описать механизм формирования карбонатной породы невозможно из-за многообразия как фациальных условий формирования, так и большого количества органических и неорганических соединений, которые участвуют в этом процессе. Можно выделить только отдельные элементы процесса формирования карбонатно-органической коллоидной системы на разных стадиях своего преобразования. В качестве примера можно представить модель образования карбонатно-органических полимерных соединений, которая начинается с реакции карбоната кальция с органическими кислотами:

$$R_1COOH + R_2COOH + Ca^{+2} = R_1 – CO – O – Ca – O – CO – R_2.$$

Соли карбоновых кислот – довольно устойчивые соединения. Высокомолекулярные соли карбоновых кислот практически нерастворимы в воде, склонны к процессам димеризации, полимеризации и кристаллизации. В щелочной среде, при нагреве, происходят реакции декарбоксилирования, т.е. разрыв связи $(R\text{-}COO)nMe^{+n}$ с выделением углеводорода и углекислого газа. С учетом геологического масштаба времени эти реакции, несомненно, играют большую роль в превращениях углеводородных фаз и при более низких температурах. Углеводородная фаза, которая образуется при этом, имеет на один атом углерода меньше исходной органической соли. Солям карбоновых кислот в щелочной среде свойственны также реакции гидролиза (омыления). Эта реакция обратна образованию соли, но может протекать с образованием основных солей. Все химические реакции солей карбоновых кислот, так или иначе, связаны с ацетильной группой.

Ион кальция вызывает сильную поляризацию молекулы. Процессы полимеризации протекают не только за счет реакции кислотной диссоциации, димеризации, но и по активным центрам органической части молекулы по связям –C=O с раскрытием π –связи. Рост цепи и ее разветвленность определяется числом ацетил радикалов в органической части молекулы, многообразием органических молекул и неорганических соединений в зоне полимеризации.

Дальнейшее преобразование карбонатно-органического полимера или карбонатно-органической матрицы определяется параметрами и свойствами среды и самой молекулы: pH, концентрацией различного типа анионов и катионов, лиофобностью и лиофильностью молекулы или отдельных ее функциональных групп. На границе раздела с лиофильной частью молекулы происходят вышеописанные реакции гидролиза (омыления) с выделением гидрооксидов металлов, основных солей с последующей их карбонизацией, сульфидированием и т.п. В процессе гидролиза выделяется также CO_2 и углеводороды, соответствующие радикалу при ацетильной группе. Происходят также и реакции декарбоксилирования и комплексообразования. Последние реакции идут за счет атомов кислорода. В лиофобной части молекулы происходят процессы полимеризации, конденсации, поликонденсации, перегруппировки, структурирования, диспропорционирования, образования новых органических молекул и т.п. Протекание тех или иных реакций определяется свойствами органического радикала карбоновой соли.

В результате этих процессов формируется новая углеводородная среда с углеводородами малого молекулярного веса (газы, низкомолекулярные алканы) и сильно конденсированных нерастворимых в органических растворителях структур – керогеноподобного полимера. Преобладающим на этом этапе является процесс элиминирования (отщепления) с выделением газов. Отгенерированный при этом газ отличается повышенным (Оренбургское НГКМ, Карачаганакское НГКМ), вплоть до аномального (Астраханское НГКМ, Тенгизское НМ), содержанием сероводорода, углекислого газа, азота.

Катагенетические преобразования органического вещества (ОВ) в составе структурных элементов (кристаллов, зерен) нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы инициируют общие процессы катагенетических преобразований матрицы. То есть микростроение породообразующей карбонатной матрицы, структура ее порового пространства, а значит и выделяемые типы коллекторов в карбонатных нефтегазоматеринских залежах тесно связаны с этапами преобразования органического вещества матрицы. Степень «зрелости» органического вещества и произведенной из него нефти, изменения свойств нефти от тяжелой битуминозной до легкой традиционной закономерно связаны с последовательным изменением структуры порового пространства карбонатной матрицы от плотной до субкапиллярнопоровой (микропоровой), далее до поровой тонкопоровой и, наконец, до крупнопоровой.

Взаимосвязанные процессы катагенетического преобразования нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы и ОВ в ее составе можно разделить на три этапа.

Первый этап – это процессы преобразования (химические, структурные, физико-химические), полимеризации, поликонденсации ОВ внутри кристаллов (зерен) КОП, приводящие в результате к потере связей в ионном кристалле КОП между органическими анионами и неорганическими катионами (кальциевыми, магниевыми и др.). Этому этапу позднего протокатагенеза – раннего катагенеза породообразующего КОП и химического (возможно ускоренного вследствие изотопных превращений урана и других радиоактивных элементов, хемосорбированных ОВ) преобразования ОВ до керогеноподобного состояния отвечает ранняя стадия интенсивной газогенерации и формирования нефтегенерационного потенциала в виде керогеноподобного полимера (еще не растратившего свой нефтегенерационный потенциал керогена). Завершается первый этап микритизацией первичных кристаллов сформированной в диагенезе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы.

На рис. 1 приведены микрофотографии скола образца 17/9 скв. 9-Р из артинских отложений восточной части ОНГКМ. Наличие неизмененных сколов в карбонатных зернах позволяет проследить процессы преобразова-

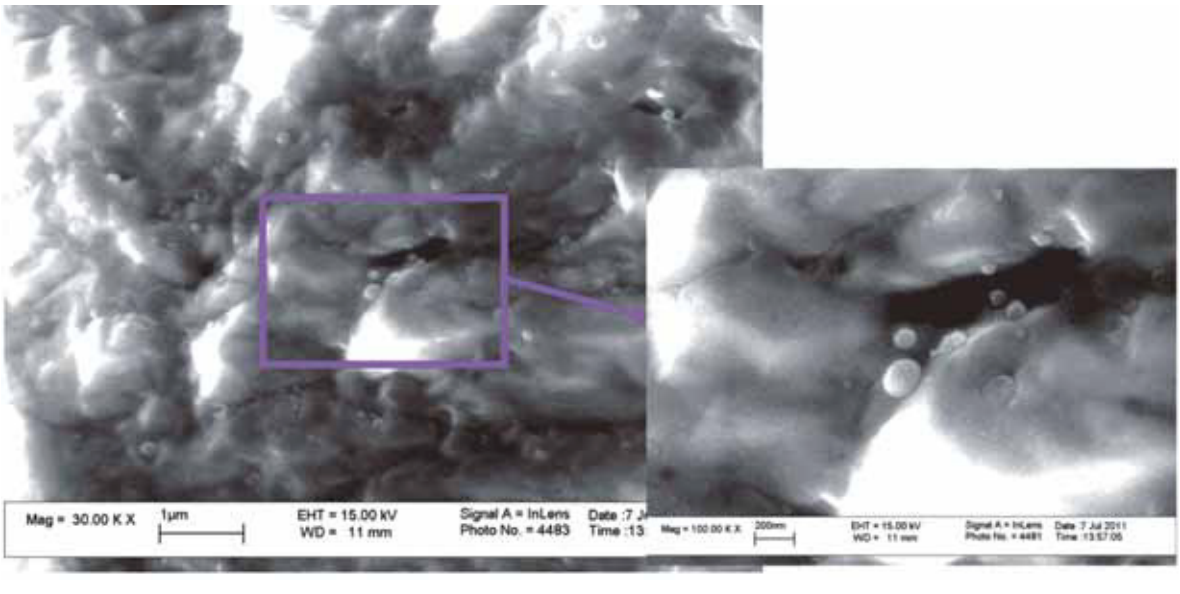


Рис. 1. Обр. 17/9, P_1art, скв. 9-Р, восточная часть ОНГКМ, $K_{п.о.}$ = 0,68%, $C_{хб}$ = 0,31% масс. (относительное содержание асфальтенов и смол 73,9%, в т.ч. асфальтенов и спирто-бензольных смол 59,4%). Внутреннее строение породообразующего карбонатно-органического полимера (микростроение зерна в сколе). Выделение и выведение в формирующиеся внутренние объемы кристаллов неполярных наносферических (10-200 нм) капельных выделений ОВ – продуктов преобразования органической части КОП. Фотографии в РЭМ (слева увеличение 30000, справа – 100000)

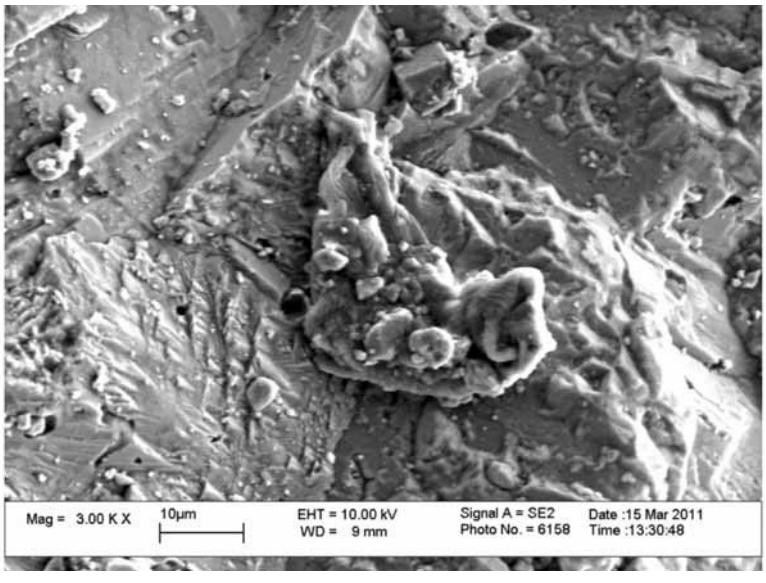


Рис. 2. Обр. 23/3, P_1art, скв. 10071, восточная часть ОНГКМ. Крупный сконденсированный до выраженной отдельности коллоидный сгусток нерастворимого керогеноподобного органического полимера внутри первичного КОП кристалла кальцита (в сколе кристалла). Увеличение 3000

ния внутри зерен на стадиях, предшествующих их микритизации. Процессы преобразования внутри кристаллов плотного карбонатно-органического полимера предшествуют появлению внешних начальных признаков микритизации первичных кристаллов, сопровождающейся их деструкцией и увеличением пористости $K_п$ породообразующей матрицы за счет формирования тонкопоровых субкапиллярнопоровых объемов.

В образце 23/3 из артинских отложений скважины № 10071 восточной части ОНГКМ (коэффициент открытой пористости $K_{п.о.}$ = 1,8%; массовое содержание хлороформенных битумоидов $C_{хб}$ = 0,07% масс.; γ = 6,87 мкР/ч) при изучении в электронном микроскопе высокого разрешения можно проследить в еще более выраженной развитой форме процесс формирования и выделения в самостоятельную объемную фазу нерастворимого керогеноподобного органического полимера внутри первичного зерна кальцита. Здесь начальная капельная стадия, которую мы наблюдали в предыдущем образце 17/9 (скв. 9-Р), уже перешла в стадию формирования объемных коллоидных скоплений нерастворимого керогеноподобного органического полимера внутри крупного карбонатно-органического полимерного кристалла известняка (рис. 2).

По-видимому, где-то на этих стадиях преобразования органической полимерной составляющей в составе первичных зерен (кристаллов) карбонатно-органической полимерной матрицы и развивается их деструкция, микритизация с выходом в свободную фазу сконденсированного керогеноподобного полимера и микритовых частиц (см. рис. 3), представляющих собой нового состава породообразующий карбонатно-органический полимер, молекулярная концентрация которого в растворе литифицирующихся илов была ниже концентрации первичного породообразующего карбонатно-органического полимера – хозяина (по типу «твердых полимерных растворов»).

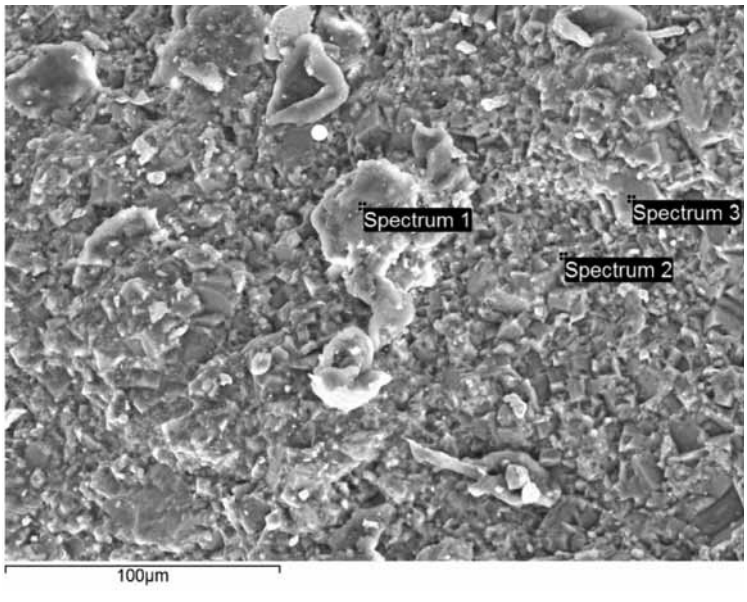


Рис. 3. Обр. 1/223. Димитровское ГНМ, скв. № 101 (глубина 2600,3 м), P_1art. Участки спектрального анализа в РЭМ в микритизированной части образца известняка комковато-сгусткового доломитизированного. Высокая весовая концентрация органического углерода, азота и кислорода, высокая концентрация меди и следовые концентрации Ca и Mg в керогеноподобном сгустке (см. спектр 1, табл. 1)

Следует обратить внимание, что в традиционной геохимической классификации керогену присвоено также название рассеянное органическое вещество (РОВ). То есть изначальное местонахождение органического вещества в формирующихся в процессе литификации породах традиционно привязывается в карбонатах к более позднему, сформированному в результате вышеописанных процессов, местонахождению в породах микроскоплений керогена (керогеноподобного полимера). Результатами выполненных исследований доказано, что в стандартных представлениях пропущен огромный период преобразований органического вещества до свободного керогеноподобного состояния (РОВ), проходящих в объеме первичных диагенетических кристаллов породообразующего карбонатно-органического полимера.

Вышеописанные процессы химического преобразования, конденсации и поликонденсации ОВ внутри карбонатно-органических кристаллов сопровождаются процессами газогенерации, осмотического набухания породообразующего карбонатно-органического полимера в сброшенных (отгенерированных) молекулах углеводородных и неуглеводородных (H_2S, CO_2, N_2) газов, коллоидизации и, наконец, завершаются деструкцией (микритизацией)

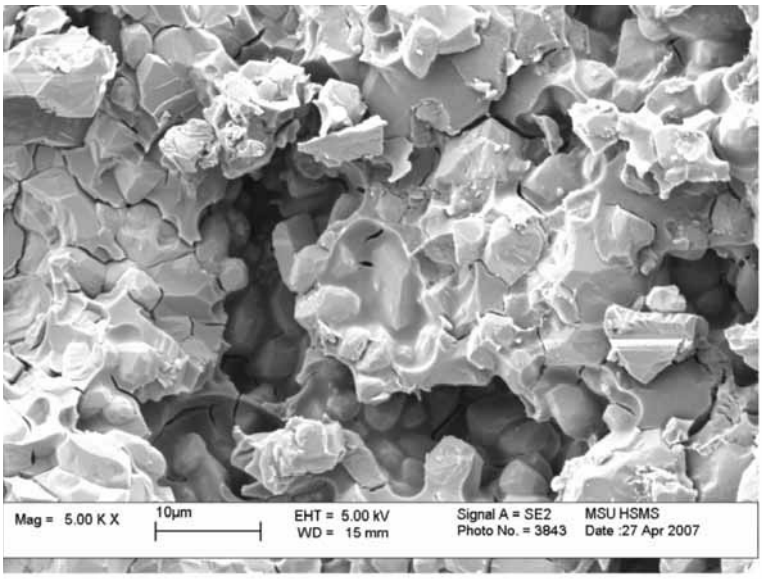


Рис. 4. Обр. 359-3, скв. 1-ВМС ОНГКМ, P_1sm. Микритовые частицы в набухшей в углеводородах коллоидной массе керогеноподобного полимера и смоло-асфальтеновых битумоидов. Более крупные поровые объемы заполнены высоковязкой нефтью и газом. Увел. 5000

первичных карбонатно-органических кристаллов первичной карбонатно-органической полимерной матрицы КОП с выделением в виде скоплений в самостоятельную дисперсную коллоидную фазу керогеноподобного полимера, размещенного между неравновесными микритовыми образованиями – продуктами распада первичного карбонатно-органического полимерного кристалла (рис. 3, таблица 1), а при высоких концентрациях вмещающего микритовые образования в своей коллоидной массе (рис. 4).

Таблица 1

Результаты элементного анализа обр. 1/223 (весовые %). Димитровское ГНМ, скв. № 101 (глубина 2600,3 м), P_1art.

Весовые %	C	N	O	Na	Mg	Al	Si	S	Ca	Fe	Cu
Спектр 1	44,45	17,58	31,67	1,87	0,14	0,23	0,31	0,34	0,46	0,19	2,76
Спектр 2	22,74		44,93	0,22	0,50	1,16	2,08		27,85	0,18	0,33
Спектр 3	33,43		58,13		3,66		0,05		4,73		

На рис. 4 отчетливо видно, что микритовые образования почти не контактируют между собой, а заключены в органической массе, из которой, возможно, поставляется и строительный материал для дальнейшего роста микрокристаллов, и в которой продолжается дальнейшее преобразование керогена в битумоиды (первичная наиболее тяжелая форма нефти нефтегазоматеринских толщ) и созревание битуминозной нефти до жидких нефтяных углеводородов.

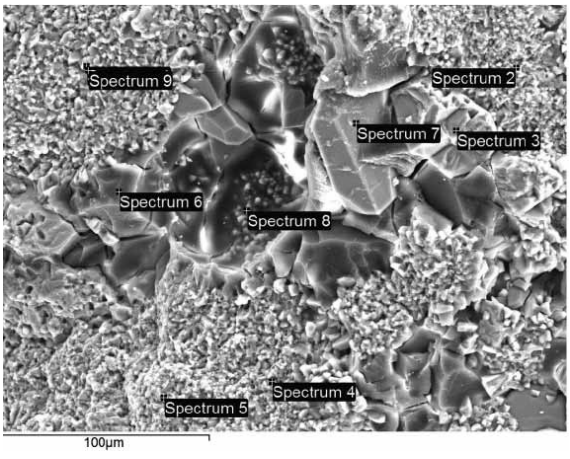
Второй этап – это процесс перекристаллизации (самосборки, самоорганизации) неравновесных микритовых форм в более совершенные крупнокристаллические формы, по мере их очищения от керогеноподобного полимера и продуктов его последовательного преобразования в асфальтены – смолы – масла – жидкие нефтяные углеводороды. Инициатором второго этапа – этапа перекристаллизации – являются процессы химической (радиационной, восстановительной, термической – при наличии таковой) деструкции в объеме керогеноподобного полимера и продуктов его последовательного преобразования в жидкие нефтяные углеводороды.

Таким образом, этапу перекристаллизации сопутствует также этап нефтегенерации, то есть этап реализации сформированного в виде керогена (керогеноподобного полимера) нефтегенерационного потенциала – рождения сначала тяжелой высоковязкой, смоло-асфальтеновой, битуминозной нефти, затем менее вязкой смолистой нефти и далее ее последовательного преобразования до масел и жидких нефтяных углеводородов с также последовательно уменьшающейся плотностью (до менее 0,85 г/см^3) и вязкостью (до менее 1 спз).

На завершающем этапе микритизации первичной породообразующей матрицы (первый этап) – начальном этапе перекристаллизации (второй этап) в ней формируются субкапиллярнопоровые объемы, в значительной степени заполненные нерастворимым керогеноподобным полимером и частично тяжелыми продуктами его преобразования (асфальтенами и смолами), набухшими в компонентах сорбированного, растворенного природного газа, что определяет весьма низкие значения открытой пористости пород (рис. 3, 4).

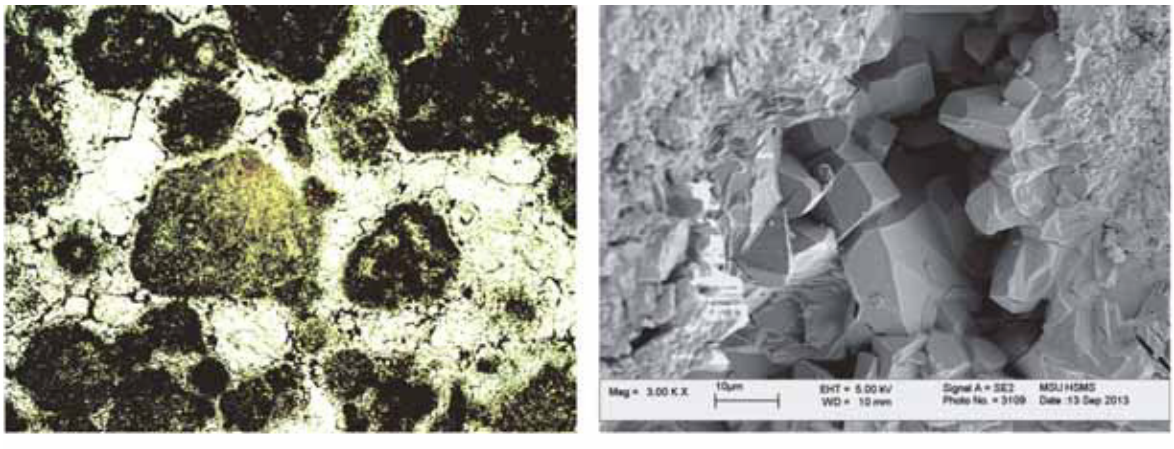
На этапе перекристаллизации в результате процессов последовательного преобразования керогеноподобного полимера до жидких нефтяных углеводородов субкапиллярные поры вместо асфальтенов и тяжелых смол последовательно заполняются все менее тяжелыми и менее вязкими и все более подвижными, вплоть до жидких нефтяных углеводородов, компонентами нефти нефтегазоматеринских толщ, а образующиеся на завершающих стадиях этапа перекристаллизации крупные поры (в результате слияния микритовых частиц в более совершенные крупные (вплоть до спаритовых разностей) кристаллы и слияния при этом в единый крупнопоровый объем нанопоровых и субкапиллярных поровых объемов) становятся уже частично заполненными жидкими нефтяными углеводородами с растворенным в них газом, а также свободным газом и парами газоконденсата, в которые вышла соответствующая пластовым температурам и давлениям часть более легких жидких фракций нефти (см. рис. 5, табл. 2, рис. 6 а, б).

Таким образом, в микро- и макроочагах газонасыщенных продуктивных отложений, где уже прошел полный этап перекристаллизации, охватывающий относительно большой объем первичной породообразующей матрицы, можно прогнозировать относительно высокое содержание жидких нефтяных углеводородов в крупнопоровых (капиллярнопоровых) объемах, которые образовались в результате вышеописанных процессов.



б). Увел. 1000.

Рис. 5. Обр. 2/202(2). Димитровское ГНМ, скв. № 102 (глубина 2557,7 м), P1art. Участки спектрального анализа в РЭМ образца известняка комковатого с ОВ. Спектры 6 и 8: керогеноподобный с битуминозными компонентами полимер в межформенном объеме. Спектры 3 и 7: крупные спаритовые кристаллы кальцита, организующиеся на основе слияния (самоорганизации) микрокристаллов и микритовых частиц по мере их очищения от продуктов преобразования керогеноподобного ОВ до углеводородов нефтяного ряда. Спектры 9, 2, 4, 5: микритизирующаяся матрица в комках (см. табл. 2)



а б

Рис. 6. Обр. 1/112(1). Димитровское ГНМ, скв. № 102 (глубина 2582,04 м), P_1art. Известняк водорослевый комковатый с интракластами. Форменные элементы (комки и сгустки) сцементированы яснокристаллическим кальцитом (спаритом). Крупные поры между крупнокристаллическим кальцитом заполнены жидкими углеводородами нефтяного ряда с растворенным в них газом и высокомолекулярными компонентами. Возможно наличие свободного газа в центральной части поровых объемов: а – увеличение 200, б – 3000

Таблица 2

Результаты элементного анализа в РЭМ участков в образце 2/202(2) известняка комковатого, % вес. (см. рис. 5). Димитровское ГНМ, скв. № 102 (глубина 2557,7 м), P_1art.

№ спектра	C	O	Na	Mg	Al	Si	P	S	Cl	K	Ca	V	Fe	Ni	Yb
1	22,08	66,59		0,19	0,02	0,04		0,06			10,88	0,01	0,01		0,12
2	9,87	60,45		0,19	0,04	0,12		0,12	0,17		28,82	0,03	0,05		0,21
3	16,52	68,78	0,26	0,12	0,02	0,04		0,03	0,09		14,01	0	0,01		0,1
4	7,83	69,35		0,15	0,02	0,06	0,03				22,44	0	0,02		0,17
5	10,9	69,4	0,26	0,09	0,06	0,08		0,06	0,28		18,71	0,01	0,01		0,14
6	56,54	34,79		0,04	0,02	0,05		7,89			0,56	0,08	0,01		0,02
7	17,91	68,97		0,16	0,02	0,03		0,04			12,76	0	0,01		0,11
8	55,67	33,12		0,02	0,05	0,02		0,79			10,29	0,01	0,02		0,01
9	26,07	65,81		0,14	0,02	0,03	0,01	0,02		0,01	7,86	0	0,01	0,03	0,06

Выводы

1. Карбонатное породообразующее вещество месторождений углеводородов Оренбургского НГКМ, Димитровского НГМ (также как и Карачаганакского НГКМ, Астраханского ГКМ, Тенгизского НМ) является многокомпонентным карбонатно-органическим полимером (КОП), в котором карбонатная (минеральная) и органическая составляющие связаны химически в карбонатно-органические макромолекулы, а сложенные им продуктивные отложения являются нефтегазоматеринскими;

2. Стадии катагенетических преобразований в нефтегазоматеринских толщах карбонатных пород газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений тесно связаны со стадиями преобразования органического вещества сначала в объеме карбонатно-органического полимера – вещества породообразующей карбонатной матрицы, а затем вышедшего в свободную фазу керогеноподобного ОВ;

3. В процессе катагенетических преобразований на завершающей стадии этапа микритизации первичной породообразующей матрицы (первичного КОП) и на начальных стадиях этапа перекристаллизации в ней формируются субкапиллярнопоровые объемы, в значительной степени заполненные нерастворимым керогеноподобным полимером и частично тяжелыми продуктами его преобразования (асфальтенами и смолами – первичными наиболее тяжелыми компонентами нефти), набухшими (в 2–3 раза) в компонентах сорбированного и растворенного ими природного газа, что определяет весьма низкие значения открытой пористости пород;

4. На этапе перекристаллизации параллельно с преобразованием тяжелых компонентов нефти нефтегазоматеринских толщ до менее тяжелых и менее вязких (легкие смолы, масла) и все более подвижных компонентов нефти (вплоть до жидких нефтяных углеводородов) за счет слияния микритовых форм происходят такое же последовательное образование вторичных кристаллов все более крупного размера и формирование все более крупного размера межкристаллических поровых объемов;

5. Образующиеся на завершающих стадиях этапа перекристаллизации крупные межкристаллические поры (в результате слияния микритовых частиц в более совершенные крупные кристаллы и слияния при этом в единый крупнопоровый объем нанопоровых и субкапиллярных поровых объемов) становятся уже частично заполненными жидкими нефтяными углеводородами с растворенным в них газом, а также свободным газом и парами газоконденсата, в которые вышла соответствующая пластовым температурам и давлениям часть более легких жидких фракций нефти;

6. Этапу перекристаллизации (с укрупнением кристаллов) сопутствует также этап нефтегенерации, то есть этап реализации накопленного на этапе микритизации нефтегенерационного потенциала (в виде керогеноподобного полимера) – рождения сначала тяжелой высоковязкой, смоло-асфальтеновой, битуминозной нефти, затем менее вязкой смолистой нефти и далее ее последовательного преобразования до масел и жидких нефтяных углеводородов с также последовательно уменьшающейся плотностью и вязкостью.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

З.М. Слепак

Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ, Zakhar.Slepak@kpfu.ru

Инструкции, применяемые при проведении гравиметрических съемок, давно устарели. Появление высокоточных гравиметров и накопление информации о плотностных неоднородностях земной коры открывают новые возможности для решения задач нефтяной геологии.

Поскольку поле силы тяжести является естественным физическим полем Земли и в нем отражено суммарное гравитационное влияние всех аномальных масс земной коры, то выявление локальных изменений поля, создаваемых объектами поисков, неизбежно связано с достоверностью полевых измерений. При решении конкретных геологических задач является чрезвычайно важным соблюдение всех необходимых требований, предъявляемых к методике полевых работ. Качество полевых работ в гравиразведке имеет решающее значение. Только при его достижении можно рассчитывать на успех прогнозирования нефтяных месторождений.

Разработанный автором метод гравитационного моделирования (ГГМ) позволяет успешно решать две задачи нефтяной геологии: изучение блокового строения фундамента и прогнозирование нефтеносных структур в перекрывающем его осадочном комплексе. Эти задачи решаются на количественном уровне непосредственно по аномалиям Буге, исключая погрешности, возникающие при трансформациях поля.

Физико-геологическим обоснованием для их решения являются результаты определений плотностей пород по лабораторным измерениям и промыслово-геофизическим данным. С этой целью были проведены лабораторные измерения плотностей пород по 6000 образцам керна, отобранным из осадочного комплекса и глубоких скважин (637 измерений), прошедших на глубину кристаллического фундамента до первых километров. Было установлено, что различия средних значений плотностей, определяемых для отдельных блоков, так же как и латерального разуплотнения пород на нефтеносных структурах осадочного комплекса, составляют сотые доли г/см^3 [4].

По результатам решения прямых задач, с учетом этих данных, определены возможные локальные изменения аномалий Буге, создаваемые блоковой структурой фундамента. Они составили первые десятки мГал и практически соответствуют реально наблюдаемым аномальным изменениям гравитационного поля [5].

Применение метода ГГМ с целью изучения блокового строения кристаллического фундамента позволило создавать плотностные модели и глубинные разрезы земной коры вдоль региональных профилей, характеризующихся высокой геологической достоверностью [4].

В отличие от решения задачи прогнозирования нефтеносных структур, при изучении блокового строения кристаллического фундамента нет необходимости выполнения высокоточных гравиметрических измерений. Влияние аномальных масс фундамента, расположенных на больших глубинах, на порядок превышает влияние локальных изменений поля, создаваемых структурами, и для них практически являются фоновой составляющей поля.

При изучении блокового строения фундамента по гравиметрическим измерениям вдоль региональных профилей, погрешность определений аномалий Буге порядка ±0.1 мГал является достаточной, а определение высот и координат пунктов измерения могут проводиться по данным GPS. Использование гравиметров типа «Scintrex» позволяет проводить однократные измерения, что упрощает и ускоряет выполнение полевых работ. Для измерений также могут использоваться гравиметры типа ГАК, требующие создания опорной сети и более трудоемкой методики наблюдений. Для определения высот и координат опорных пунктов, заранее устанавливаемых на местности, целесообразно применение технического нивелирования.

Помимо этого, на начальном этапе поисково-разведочных работ могут быть использованы уже построенные по данным предшествовавших съемок гравиметрические карты аномалий Буге масштаба 1:50 000. По ним могут быть определены значения поля вдоль проектируемых региональных профилей. Решение обратных задач методом ГГМ по таким профилям позволяет создавать плотностные модели и схематические глубинные разрезы, содержащие информацию о блоковом строении кристаллического фундамента и зон разломов, оказывающих влияние на отложения осадочного комплекса.

В качестве примера решения обратной задачи методом ГГМ приведена плотностная модель вдоль регионального профиля I, пересекающего в широтном направлении Мелекесскую впадину и западный склон Южно-Татарского свода (рис.1).

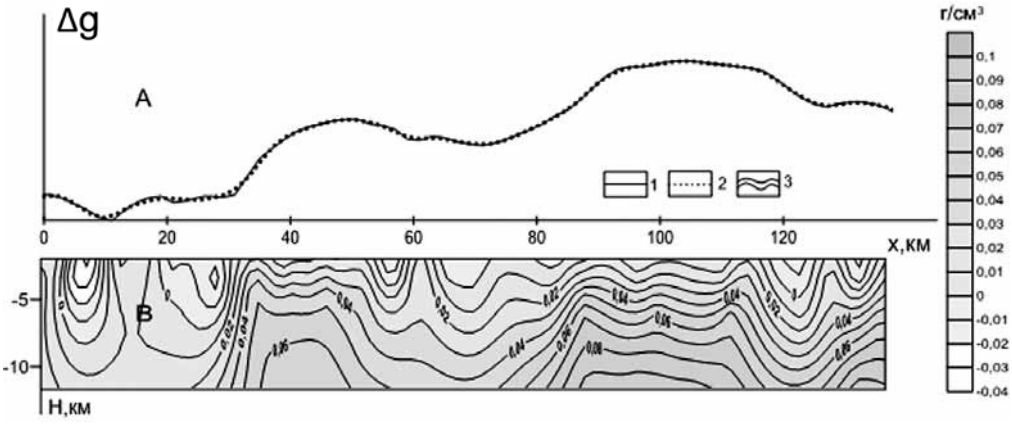


Рис. 1. Физико-геологическая интерпретационная модель геологического разреза вдоль регионального профиля

1. А – аномальное гравитационное поле; В – плотностная модель разреза;
1 – наблюденное поле; 2 – подобранное поле; 3 – изолинии плотностей в г/см^3

Как видно, на модели, построенной в результате решения обратной задачи, прослеживается латеральная изменчивость плотностей, создаваемая блоковым строением фундамента, наблюдается возрастание плотностей пород с глубиной, что отражает особенности его геологического строения. По плотностным моделям создаются геологические разрезы вдоль профилей с выделением отдельных блоков фундамента и обозначением средних величин параметра, оценка достоверности которых может быть проведена по априорным данным [5].

Результаты геологической интерпретации аномального гравитационного поля вдоль региональных профилей должны быть использованы при выборе площадей для постановки высокоточных профильно-площадных измерений, направленных на изучение геологического строения нефтяных месторождений и прогнозирование скоплений углеводородов. Они должны представлять несомненный интерес для изучения динамики поступления углеводородов из его глубин в вышележащий осадочный комплекс и прогнозирования возможного их скопления в самом фундаменте [2, 3].

По результатам изучения плотностей на участках нефтеносных структур установлено, что в их сводовых частях закономерно прослеживается разуплотнение пород над нефтяными залежами по всему осадочному комплексу. Установлено, что 90% гравитационного влияния, создаваемого структурами, приходится на латеральное разуплотнение пород и лишь 10% – на плотностные границы и нефтегазовые залежи, практически сливающиеся с фоновой составляющей поля. Поэтому гравитационное влияние, создаваемое разуплотнением, отображается наиболее интенсивными локальными изменениями поля над структурами и является основным поисковым признаком их прогнозирования гравиразведкой [4,5]. Для этих частей структур характерно развитие интенсивных вторичных преобразований пород, наличие зон разгрузки подземных вод, часто наблюдаемых над разломами кристаллического фундамента.

На малоизученных площадях должны проводиться профильно-площадные измерения с расстоянием между профилями не более 500–1000 м и пунктами вдоль профилей через 200–250 м. Профили должны быть ориентированы вкрест простирания прогнозируемых объектов, устанавливаемого по геологическим данным и результатам предварительно проведенных высокоточных гравиметрических измерений вдоль отдельных профилей различных направлений. Гравиметрические измерения следует выполнять современными гравиметрами типа «Scintrex», применение которых повышает качество и значительно ускоряет процесс полевых работ, одновременно уменьшая экономические затраты. Для обеспечения требуемой точности аномальных значений является необходимым выполнение технического нивелирования.

Поскольку нефтеносные локальные структуры осадочного чехла платформенных областей характеризуются пологими формами, излишняя густота сети измерений, к которой часто прибегают на практике, не несет

дополнительной информации об особенностях их отображения в гравитационном поле и приводит к излишним затратам. Поэтому для их успешного прогнозирования целесообразен учет их предполагаемых размеров, особенностей геологического строения, глубин залегания и возможный характер отображения в гравитационном поле, определяемый по результатам решения прямых задач и опытных полевых работ [5].

Применение метода ГГМ на десятках изученных и прогнозированных структур Урало-Поволжья показало высокую результативность и геологическую достоверность их прогнозирования [5]. Его эффективность проявляется даже на площадях со сложным геологическим разрезом. Об этом свидетельствуют результаты решения обратной задачи методом ГГМ, полученные при изучении геологического строения одного из нефтяных месторождений в Соликамской депрессии Предуральского прогиба.

Схематический геологический разрез на участке месторождения [1] нами рассматривается в виде трех различающихся по составу слоев. Они (сверху вниз) представлены терригенными образованиями (P_2) мощностью 0.25 км, соляными отложениями ($P_{1\,ir}$) мощностью 0.30 км и карбонатными образованиями ($P_{1\,ar} – C_1t$) мощностью около 1.5 км. Они перекрывают верхнедевонский нефтеносный риф размерами 5 х 5 км амплитудой более 0.1 км, являющийся объектом исследований.

По результатам высокоточных гравиметрических измерений, проведенных вдоль двух взаимно перпендикулярных профилей [1], пересекающихся над центром месторождения, было выполнено решение обратной задачи методом ГГМ для трехслойной модели осадочного чехла, состоящего из терригенных образований, солевых отложений и нижележащего карбонатного комплекса пород. На рис.2 приведено графическое изображение изменчивости плотностей в слоях модели вдоль профиля 17.

Как видно, в первых двух слоях модели отмечается плавное уменьшение плотностей до 9-го километра, а затем их некоторое увеличение. Эти изменения несущественны и, вероятно, отражают реальную изменчивость параметра в обоих слоях. В третьем слое над центральной частью месторождения (между 8 и 9 км) отмечается разуплотнение пород интенсивностью в – 0.03 г/см^3, отображающее его среднее значение для всей карбонатной части разреза, включая само месторождение. Такая величина разуплотнения пород над нефтяными месторождениями наблюдается на многих структурах Урало-Поволжья, не перекрытых солевыми отложениями [4, 5]. На рассматриваемой структуре оно может быть занижено из-за значительной глубины поверхности зоны. Помимо этого, наблюдаются аналогичные локальные изменения плотностей по краям прогнозируемой зоны, что может свидетельствовать о ее более сложном строении.

Возможно, что такие изменения также обусловлены разуплотнением пород в краевых частях центральной зоны, по которым в вышележащие отложения могли мигрировать углеводороды из нефтеносного рифа и должны являться объектом их прогнозирования при дальнейших исследованиях.

К нетрадиционным объектам исследований можно отнести зоны повышенной пористости линзообразной формы в турнейско-девонских отложениях РТ со значениями коэффициента общей пористости Кп, составляющими 10–12%. Они могут эффективно выявляться по промыслово-геофизическим данным и высокоточным гравиметрическим измерениям на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. На поверхности таких зон образуется контакт резкого уменьшения Кп на 7–8 %, вероятно, возникающий под влиянием вторичных процессов (доломитизации, кальцитизации и пр.), который может служить «покрышкой» для скопления нефтяных залежей неструктурного типа [5,6]. Для их выявления целесообразна постановка высокоточных профильно-площадных измерений и бурение отдельных скважин.

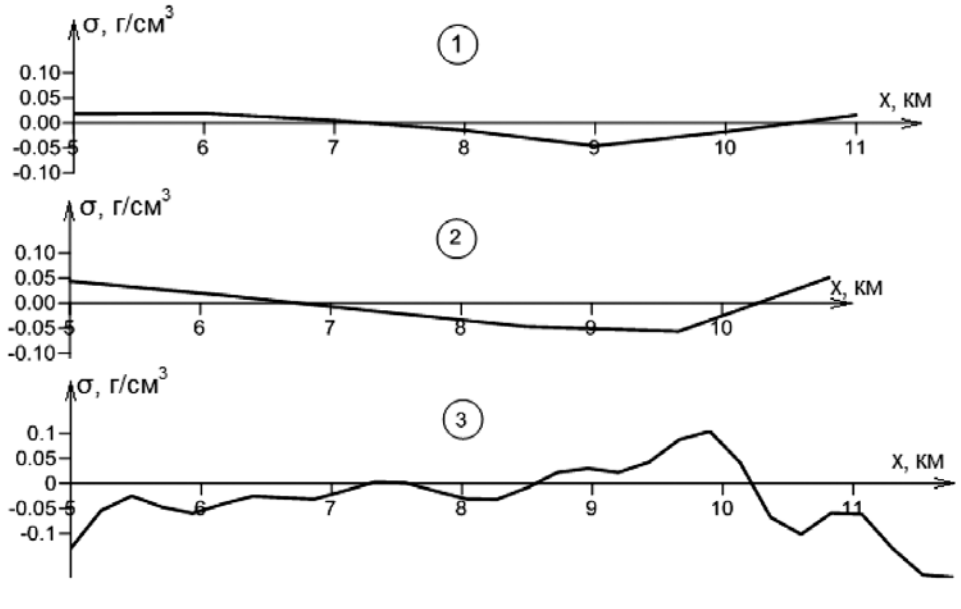


Рис. 2. Графики изменения эффективных плотностей в слоях модели:
1 – в верхнем слое,
2 ─ в среднем слое,
3 – в нижнем слое

Актуальной и важной задачей является выявление месторождений природных битумов. Высокоточные гравиметрические измерения позволяют успешно прогнозировать местонахождение песчаных линз в уфимских отложениях, с которыми связано их скопление. Они могут носить профильный и профильно-площадной характер с ориентацией профилей вкрест их простирания.

Плотность песчаных линз (1,6–1,9 г/см^3) значительно отличается от плотности вмещающих отложений (2,2–2,3 г/см^3). Согласно теоретическим расчетам, с учетом этих данных, гравитационное влияние, создаваемое песчаной линзой разведанного Ашальчинского месторождения, составляет 0,5 мГал [5]. Это послужило обоснованием для постановки в опытном порядке высокоточных гравиметрических измерений на одном из участков геолого-разведочных работ на битумы.

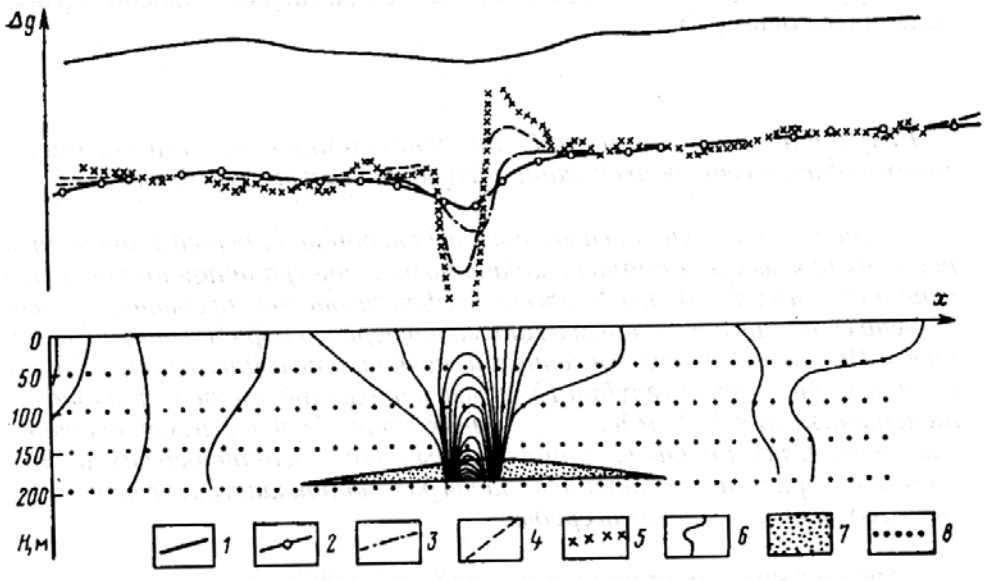


Рис. 3. Результаты пересчета аномального гравитационного поля на глубину
1 – наблюденная аномалия силы тяжести; 2, 3, 4, 5 – графики аномалии, пересчитанные на глубины 50, 100, 150 и 200 м; 6 – изолинии поля в вертикальной плоскости; 7 –битумонасыщенная песчаная линза; 8 – точки пересчитанных на глубину значений наблюденной аномалии

На рис. 3 приведены результаты высокоточных гравиметрических измерений, выполненных вдоль одного из профилей, пройденных вкрест простирания меридиональной зоны битумонасыщенных песчаников уфимских отложений Студено-Клинского месторождения, подошва которого вскрыта бурением на глубине 0,17 км.

Метод ГГМ не позволяет прогнозировать объекты подобного типа. Поэтому при интерпретации результатов измерений использовался метод пересчета измеренного поля в нижнее полупространство.

Этот метод является эффективным при выявлении рудных месторождений, для которых характерна значительная избыточная плотность по сравнению с вмещающими отложениями. Метод относится к «полуколичественным», поскольку позволяет пересчитывать поле на разные глубины, осуществлять построение карт в вертикальной плоскости, представляемых в изолиниях плотностей, на которых проявляется их «фокусирующее» свойство по мере приближения к объекту поисков.

Как следует из рисунка, изолинии пересчитанного на глубину поля сходятся у основания песчаной линзы, практически полностью совпадая с данными бурения. Отсюда становится очевидным, что высокоточная гравиразведка является результативной при прогнозировании песчаных линз, перспективных на скопление природных битумов. Метод пересчета поля в нижнее полупространство позволяет определять возможную глубину их залегания, что является чрезвычайно важным для их выявления.

Таким образом, из изложенного следует, что для успешного решения рассмотренных задач нефтяной геологии является необходимым применение специфических методик полевых измерений и эффективных методов геологической интерпретации гравитационных аномалий. Соблюдение этих условий неизбежно повысит качество полевых работ и результативность гравиразведки при прогнозировании углеводородов.

Литература

1. *Бычков С.Г.* Методы обработки и интерпретации гравиметрических наблюдений при решении задач нефтяной геологии. – Екатеринбург: УрО РАН, 2010. – 188 с.

2. *Иванников В.И., Кузнецов. Ю.И.* Нефть: история, происхождение, закономерности размещения // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд-во АИС, 2015. – Вып. 9(198). – С. 114. – 14 с.

3. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2012. – 663 с.

4. *Слепак З.М.* Применение гравиразведки при поисках нефтеперспективных структур. – М.: Недра, 1989. – 200 с.

5. *Слепак З.М.* Гравиразведка в нефтяной геологии. – Казань.: Изд-во Казан. ун-та, 2005. – 222 с.

ИНФОРМАТИВНОСТЬ МАЛОГЛУБИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ЗОНЕ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТЕРРИГЕННЫЙ ПЛАСТ-КОЛЛЕКТОР ПРИ SAGD НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СВН

А.В.Степанов, Р.Н.Ситдиков, А.В.Головцов

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета, Andrey.Stepanov@kpfu.ru

К настоящему времени сформировались следующие направления применения сейсморазведки при изучении резервуаров с тяжелой нефтью и ее добычи: 1) петрофизические исследования тяжелой нефти и горных пород-коллекторов; 2) детальное изучение залежей на этапе разведки месторождения; 3) мониторинг (сопровождение) добычи тяжелой нефти горячим способом: CSS, SAGD, THAI, внутрипластовое горение; 4) мониторинг (сопровождение) добычи тяжелой нефти холодным способом: CHOPS, VAPEX. Успешные примеры использования сейсмического метода мировым сообществом геофизиков-разведчиков для сопровождения добычи тяжелых нефтей [1] указывают на необходимость постановки аналогичных исследований на территории России и поиска оптимальных решений по методике полевых работ и оценке для геологических условий РФ кинематических и динамических атрибутов сейсмозаписи для оптимизации процесса извлечения тяжелых нефтей. В данном докладе рассмотрим вопросы, связанные с сопровождением малоглубинной сейсморазведкой добычи СВН горячим способом.

Актуальность данной проблемы обусловлена тем, что тепловое поле, устанавливающееся при закачке теплоносителя в терригенный пласт-коллектор, принимает весьма сложное распределение, контролируемое неоднородностью геологической среды. Зона с измененными физико-химическими свойствами СВН вследствие паротеплового воздействия – «парокамера» – эволюционирует в пространстве непредсказуемым образом. Попытки опережающего полноволнового сейсмического моделирования для изучения возможных аномалий в сейсмическом волновом поле, вызванных парокамерой, при использовании тепловых способов добычи СВН сталкиваются с проблемой недоопределенности параметрического обеспечения в сейсмическом диапазоне частот. Многое остается неизученным о вязкоупругих свойствах песков и песчаников, содержащих СВН. Уравнения, опирающиеся на теорию Био-Гассмана, должны быть модифицированы с учетом слабой консолидированности песчаников и высокой вязкости углеводородного флюида. Поэтому до получения близких к реальности синтетических волновых полей требуется пройти определенный путь. В этой связи выполнение сейсморазведки на площадях с добычей СВН тепловым способом позволяет оценить возможную роль сейсмики в информационном обеспечении этого процесса.

В 2014 г. в пределах разбуренной территории Ашальчинского месторождения СВН отработан профиль 07/2014 объемом 97 физ. наблюдений (рис.1). Для проведения сейсмической съемки использовалась следующая аппаратура: телеметрическая система сбора данных Fly Lander («SI Technology», Геленджик), невзрывной сейсмический источник импульсного типа «Енисей ЭМ-1.6», группы геофонов GS-20DX («OYO GEOIMPULS») из 12 шт. на канал, система синхронизации ССВ-2 для работы с импульсными источниками («СКБ Сейсмического приборостроения», Саратов). Благодаря симметричности секций косы, компактности и малому весу полевых модулей, а также организации электропитания полевого оборудования по косе, система позволяет существенно сократить расходы на ее эксплуатацию и обслуживание.

В качестве сейсмического источника использовался невзрывной электромагнитный источник импульсного типа «Енисей ЭМ-1.6». Одно из главных преимуществ электромагнитного источника – импульсное воздействие на грунт со скоростью его деформации соизмеримой со скоростью смещений частиц грунта при распространении сейсмической волны. При таком соотношении скоростей грунт проявляет в основном свои упругие свойства, что соответствует высокому значению коэффициента преобразования энергии воздействия на грунт в энергию его упругих деформаций. Большинство известных импульсных источников, например, взрыв, «падающий груз», ГДУ не обладают указанным свойством, что приводит к усложнению конструкции источника и увеличенной потребляемой мощности.

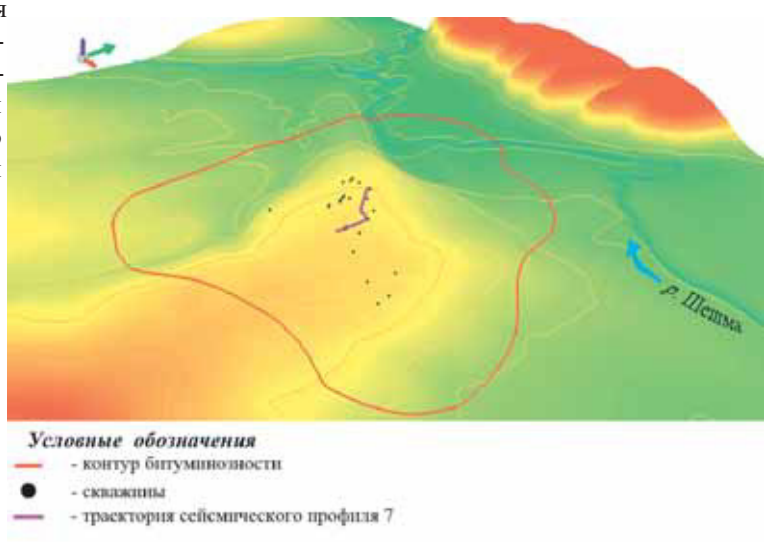


Рис.1. Аксонометрическая проекция физической поверхности района сейсмических исследований

Откачка нефти на этом участке выполняется по технологии SAGD, с некоторой ее адаптацией к местным условиям, с использованием парных скважин [2]. Эти скважины размещены в пространстве одна над другой, и их рабочая часть располагается горизонтально. Процесс нефтедобычи контролируется с помощью измерительных скважин, в которых замеряется температура в пласте-коллекторе. Особенностью установившегося на август–сентябрь 2014 г. теплового поля в продуктивной толще на этом участке месторождения является существова-

ние локальных аномальных зон с высокой температурой, достигающей 1500º С при средних температурах порядка 20÷300ºС.

Целевое назначение сейсмических работ – выделение геометрических размеров зоны с уменьшенной вязкостью битумов при пароциклическом воздействии на продуктивный пласт. Объектом изучения являлась продуктивная песчаная пачка шешминского горизонта уфимского яруса. Данный сейсмопрофиль был проложен через контрольно-измерительные скважины: 278, 227, 235, 236, 230А, содержащие данные термометрии продуктивной песчаной пачки, и находится в зоне работы 232, 240 и 15020 горизонтальных скважин. Он отработан по методике микро-ОГТ с фланговой (48 каналов) системой наблюдений и количеством накоплений на одном ПВ, равным 40 воздействиям. Шаг между пунктами приема был 5 м.

Цифровая обработка полевых сейсмограмм была нацелена на выделение преломленно-рефрагированных и отраженных волн. Первые используются для изучения зоны малых скоростей, построения сейсмогеологической модели с использованием данных ГИС вдоль профилей. По отраженным волнам прогнозируется положение зон с уменьшенной вязкостью битумов вследствие закачки теплоносителя в терригенный пласт-коллектор. Обработка выполнялась по разработанному авторами специализированному графу, ядром которого являются многоканальные процедуры разделения волновых полей, адаптированному к условиям Ашальчинского месторождения. На рис.2 а представлена исходная сейсмограмма. Как видно, на ней энергетически преобладают преломленно-рефрагированные и поверхностные волны. Их оси синфазности существенно искажены многочисленными дифрагированными волнами, образовавшимися на элементах инфраструктуры месторождения. На рис.2 б представлена та же сейсмограмма после ее обработки комплексом одно- и многоканальных фильтров, на которой доминируют отраженные волны. По этим волнам в дальнейшем выполнялся кинематический анализ и строилась модель интервальных скоростей, вмещающая продуктивную толщу (рис.3).

Прогретая зона, содержащая СВН, по имеющимся экспериментальным данным [3, 4, 5] выделяется пониженными значениями скоростей в пласте-коллекторе. Анализируя полученную нами скоростную модель среды, можно выделить две области пониженных скоростей на временном интервале залегания отложений нижнеказанского и

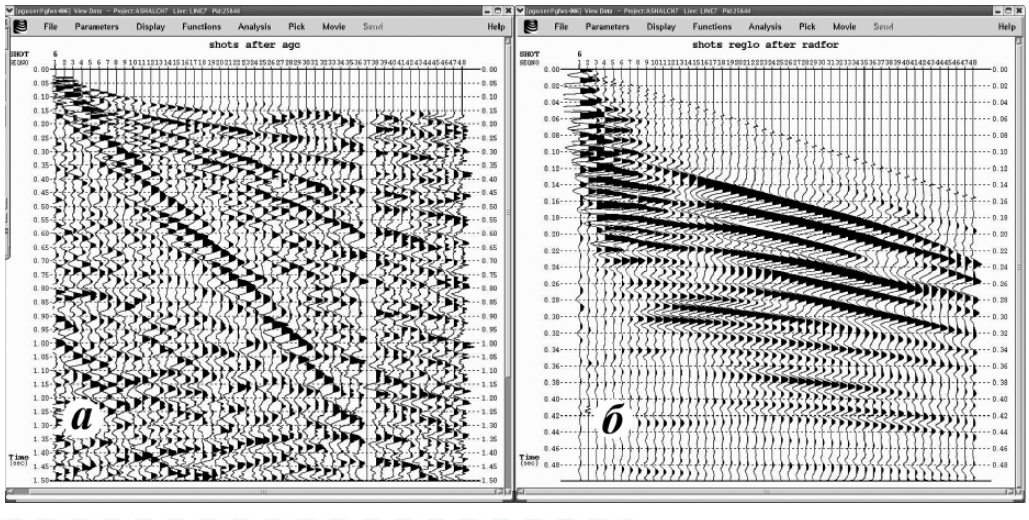


Рис. 2. Сейсмограммы общей точки возбуждения: а – исходные после автоматической регулировки амплитуд; б – после фильтрации Радона

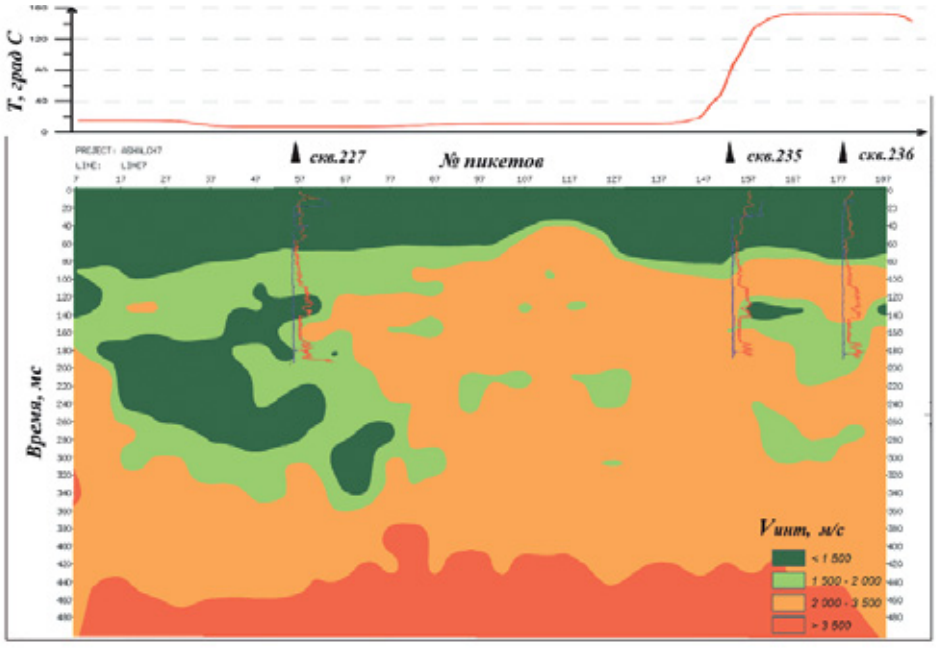


Рис. 3. Модель интервальных скоростей вдоль сейсмического профиля 07/2014 с наложенными данными ГИС (ГК, НГК) и профилем температур в песчаной пачке

уфимского возраста. Первая область (назовем ее «А») находится между пикетами 17 ÷ 67 восточнее парных скважин 240–241 и контролируется контрольно-измерительными скважинами 278 и 227. В песчаной пачке на этом интервале температура установилась на отметке около 200ºС. Вторая область – «Б» – находится между пикетами 155 ÷ 180 в зоне действия парных скважин 232–233 и контролируется скважинами 235 – 236 – 239. В песчаной пачке на этом интервале профиля температура достигает 1500ºС. Анализ возможной причины столь различных температурных режимов работы пласта-коллектора по нашим данным можно объяснить отличающимися петрофизическими характеристиками перекрывающих отложений – лингуловых глин и среднеспириферового известняка вдоль отработанного сейсмического профиля. Над высокотемпературной зоной на кинематической модели (рис.3) наблюдаются временные интервалы с более высокими значениями интервальных скоростей по сравнению с областью «А». Разница в интервальных скоростях для этих временных интервалов достигает 1300 м/с. Это свидетельствует о том, что над областью «Б» залегают более плотные породы с низкой эффективной пористостью. Именно они могут быть барьером, экраном, препятствующим диффузии теплоносителя на большие расстояния, способствуют сохранению тепловой энергии в ограниченном объеме геологической среды. Об этом же свидетельствуют сравнительно меньшие геометрические размеры области пониженной интервальной скорости «Б». Над областью «А» и ниже ее наблюдаются относительно низкие интервальные скорости, соответствующие разуплотненным породам с предположительно более высокой эффективной пористостью. Поэтому процесс диффузии и эффузии теплоносителя, возможный гидрогеологический фактор не способствуют поддержанию высоких значений температуры в продуктивной толще.

Пониженные значения интервальных скоростей ниже области «А», соответствующие временному интервалу залегания пород низов уфимского и сакмарского ярусов, могут быть вызваны возможным существованием зон поглощения, о наличии которых на Ашальчинском месторождении сообщали А.З. Ахметшин и К.А. Сухов [6]. По данным этих исследователей, размеры таких зон изменяются от 60 х 70 м до 440 х 1490 м, по форме являются близкими к изометричным. Эти зоны наблюдаются в байтуганской, камышлинской толщах, а также в карбонатах сакмарского яруса нижней перми. Последние были установлены при проведении структурного бурения в районе исследования. Пустотное пространство этих зон поглощения может быть заполнено газированным флюидом. Источником газовых включений может являться СВН. По данным Ю.В. Ханиповой и др. [7], при термической обработке СВН паром под давлением в пластовых условиях возможно образование сероводорода в СВН вновь при невысоких температурах, который может мигрировать в пластовые флюиды.

Таким образом, сейсмическая малоглубинная технология позволяет выделить зоны с уменьшенной вязкостью битумов вследствие закачки теплоносителя в терригенный пласт-коллектор (парокамеры) и получить информацию о геологических причинах установившихся температурных режимов в продуктивной толще. Интегрируя данные малоглубинной сейсморазведки и оценочного бурения на месторождении СВН, можно разработать рациональную стратегию освоения месторождений тяжелого углеводородного сырья. Глубинность для разработанной сейсмической технологии зависит от поверхностных сейсмогеологических условий и мощности источника. Для имеющегося на кафедре геофизики КФУ источника оптимальная глубинность изучения песчаной пачки составляет 80–200 м, предельную глубинность мы оцениваем в 250 м.

Технология малоглубинной сейсморазведки для прогнозирования зон с уменьшенной вязкостью битумов была разработана в 2013–2015 годах при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 02.G25.31.0029).

Литература

1. *Степанов А.В.* Мировой опыт по контролю за разработкой месторождений тяжелых нефтей и природных битумов сейсмическим методом. В сб. Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Международная научно-практическая конференция. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2013. – С.33–37.

2. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан/ Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэг» АН РТ, 2012. – 396 с.

3. *Watson I.A., Lines L.R., Brittle K.F.* Heavy-oil reservoir characterization using elastic wave properties // The Leading Edge – V. 21. – 2002. – № 8. – P. 736–739.

4. *Hoversten M., Milligan P., Joongmoo Byun, Washbourne J., Knauer L.C., Harness P.*, Cross well electromagnetic and seismic imaging: An examination of coincident surveys at a steam flood project // Geophysics, V. 69, – 2004. – № 2. – P. 406–414.

5. De-Hua Han, Jiajin Liu, Michael Baztle Seismic properties of heavy oils–measured data // The Leading Edge. – V. 27. – 2008 – № 9. – P. 1108–1115.

6. *Ахметшин А.З., Сухов К.А.* Выделение в верхнепермском разрезе залежей СВН поглощающих пластов и прослеживание зон поглощения в плане с целью оценки их влияния на разработку тепловыми методами. В сб. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы» // Международная научно-практическая конференция. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С.158–162.

7. *Ханипова Ю.В., Амерханов М.И., Андриянова О.М.* Исследование изменения свойств и состава сверхвязкой нефти в процессе разработки Ашальчинского месторождения методом парогравитационного воздействия. В сб. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы» // Международная научно-практическая конференция. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С.362–368.

К ВОПРОСУ О БОРЬБЕ С ПРИХВАТОМ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.Б. Сулейманов

Азербайджанская государственная нефтяная академия (nbasul@mail.ru)

Достижение высоких технико-экономических показателей при строительстве глубоких скважин зависит от успешности преодоления осложнений и аварий, возникающих в процессе бурения на нефть и газ. Одним из самых распространенных видов осложнений при проводке скважин являются прихваты бурильных труб, связанные в основном с набуханиями и обвалами неустойчивых горных пород.

Современные условия бурения на морских месторождениях Азербайджана характеризуются разнообразием геологического строения проходимых горизонтов и продуктивных пластов, ростом глубин скважин, термобарическими условиями, сложными конструкциями компоновок низа бурильных колонн, а также разнообразием систем химических обработок применяемых буровых растворов. В связи с этим вопросам предупреждения прихватов бурильных колонн, а также способам ликвидации последствий осложнений придается большое значение.

Известно, что природа прихватов различна, поэтому методы ликвидации их отличаются друг от друга и имеют свою специфику. На возникновение прихватов колонн труб оказывает влияние множество факторов. Не зря отечественные и зарубежные исследователи считают, что основными причинами прихватов бурильного инструмента и труб являются действие перепада давления, адгезионные силы в среде «горная порода – металл», а также качество бурового раствора [1, 2, 4].

Использование профилактических добавок, в частности, нефти к буровому раствору в несколько раз снижает коэффициент трения и уменьшает связанность частиц в глинистой корке. Однако нефть в условиях высоких температур и давлений теряет свои смазочные свойства. В этих условиях предпочтительнее использовать жидкостные ванны с высокой эффективностью действия.

Благодаря многочисленным экспериментальным и промысловым исследованиям, проведенным в SOCAR выявлено, что для снижения коэффициента трения фильтрационной корки бурового раствора целесообразно совместное использование смазочных и поверхностно-активных веществ с металлическими наночастицами [5].

Для повышения эффективности и качества освобождения прихваченных труб в процессе бурения была предложена новая рецептура жидкостной ванны, состоящая из нефти, каустической соды и НаноПАВ, которое состояло из поверхностно-активного вещества (ПАВ), обработанного металлическими наночастицами размерами 60–40 нм.

Разработанная жидкостная ванна исследовалась на экспериментальной установке, где было условие для создания требуемых термобарических условий.

С целью получения сравнительных анализов использовались различные жидкостные ванны, в состав которых входила нефть как с профилактическими добавками, так и с различными ПАВ и металлическими наночастицами при различных концентрациях. Эффективность той или иной жидкостной ванны оценивалась по времени стабилизации отфильтрованной жидкости (в частности, жидкостной ванны) через глинистую корку. На рис.1 показаны результаты исследований, проведенных на экспериментальной установке с различными жидкостными ваннами. При конкретных термобарических условиях время разрушения фильтрационной корки с жидкостной ванной, состоящей из нефти составила 190 мин., с добавками нефти и каустической соды время сократилось до 90 мин. Для известных ванн, состоящих из композиций нефть с ПАВ и нефть с графитом исследуемое время соответствовало 150 и 175 минутам.

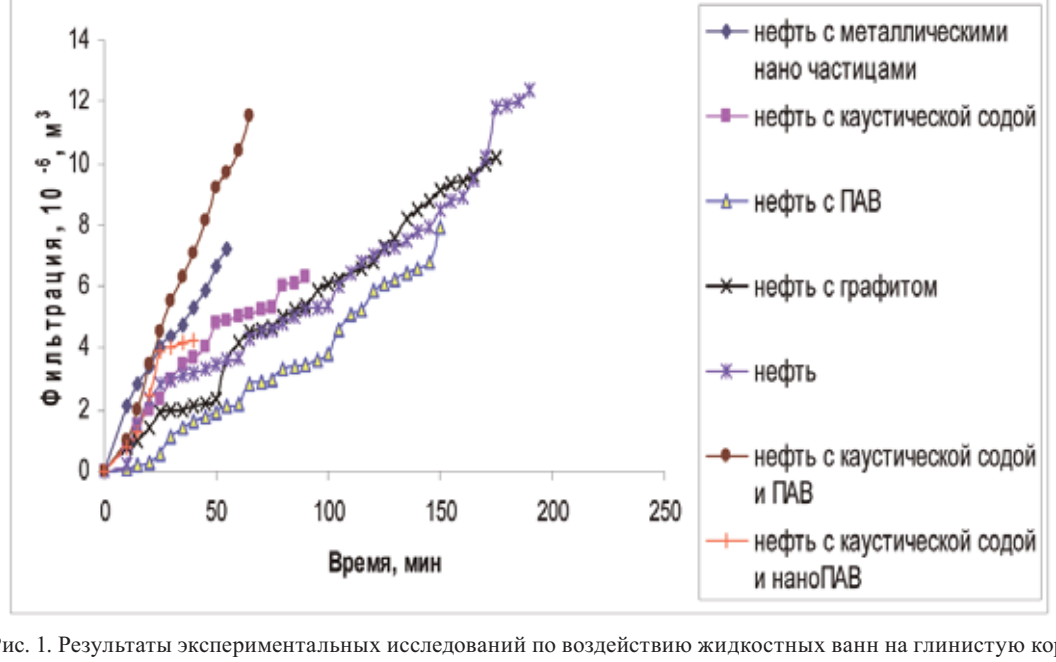


Рис. 1. Результаты экспериментальных исследований по воздействию жидкостных ванн на глинистую корку

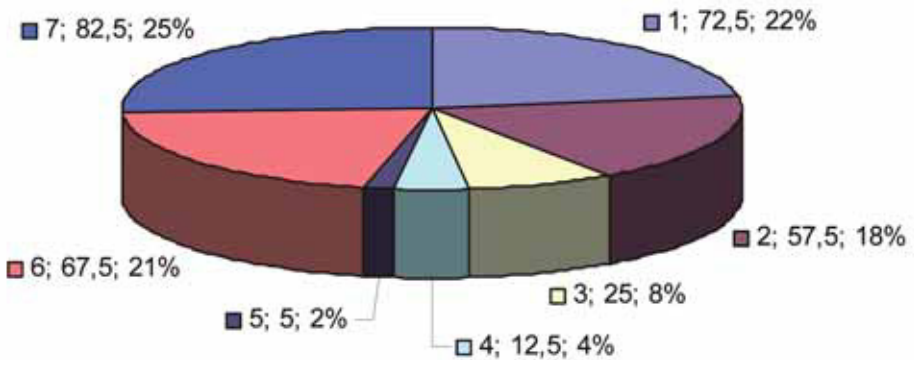


Рис. 2. Гистограмма эффективности действия жидкостных ванн
1 – нефть с металлическими наночастицами; 2 – нефть с каустической содой; 3 – нефть с ПАВ; 4 – нефть с графитом; 5 – нефть; 6 – нефть с каустической содой и ПАВ; 7 – нефть с каустической содой и НаноПАВ

Представляло интерес влияние нефти с металлическими наночастицами, а также нефти с каустической содой и НаноПАВ на процесс разрушения глинистой корки. Состав жидкостной ванны, состоящей из нефти с каустической содой, обработанный НаноПАВ, имеет сверхмалое время разрушения глинистой корки, что составило 35 мин.

На рис.2 представлена гистограмма, отражающая эффективность действия исследуемых жидкостных ванн, по которой можно оценить, насколько эффективна та или иная жидкостная ванна. Для разработанной новой жидкостной ванны эффективность действия составила 82,5%.

На электронносканирующем микроскопе была исследована фильтрационная корка, на которой четко видна ее деформация, т.е. глубина щели, образованная в структуре после воздействия на нее жидкостной ванны (рис.3).

Таким образом, на основе НаноПАВ был усовершенствован состав жидкостной ванны, отличающийся от известных аналогов высокой эффективностью действия, а также рекомендовано использование нового состава жидкостной ванны в качестве профилактической добавки для обработки бурового раствора.

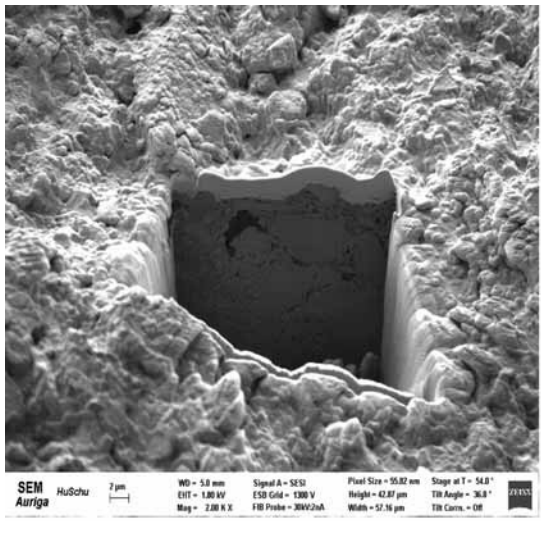


Рис. 3. Исследования, проведенные на SEM, по изучению деформаций на фильтрационной корке

Литература

1. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2000. – 679 с.

2. *Маковей Н.* Гидравлика бурения. – М.: Недра, 1982. – 536 с.

3. *Злотников Г.П.* Разработка методов предупреждения прихватов и поломок бурильных труб на участках искривления ствола глубоких скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2007. – 24 с.

4. http://petrowiki.org/PEH%3Adrilling Problems and Solutions REH: Drilling Problems and Solutions.

5. *Мирзаджанзаде А.Х., Юсифзаде Х.Б., Шахбазов Э.К., Кязимов Э.А.* Научные основы разработки и внедрения нанотехнологий в нефтяной промышленности // Нанонаука и нанотехнологии. Энциклопедия систем жизнеобеспечения, 2010. – М.: UNESCO-EOLSS, раздел 2.12. – С.554–570.

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ТУЙМЕТКИНСКОЙ, УЛАНОВСКОЙ И ВАРВАРКИНСКОЙ ЗАЛЕЖАХ СВН ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА С ЦЕЛЬЮ ПОДГОТОВКИ ИХ К ПРОМЫШЛЕННОМУ ОСВОЕНИЮ

К.А. Сухов, А.З. Ахметшин, Р.Н. Яруллин

Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г. Казань, akhmetchine87@mail.ru

В настоящее время в ПАО «Татнефть» реализуется крупномасштабная Программа, предусматривающая ввод в промышленное освоение ресурсов СВН. Программа разделена на четыре этапа и под ее реализацию необходимо проведение работ с целью подготовки ресурсной базы к освоению.

На 3 этапе в рамках данного Проекта ведутся работы по геологическому доизучению и подготовке к вводу в промышленное освоение Нижне-Кармальской, Кармалинской, Верхне-Кармальской, Туйметкинской, Михайловской 1, Полянской, Улановской, Северо-Кармалинской, Ольховско-Южно-Чумачкинской, Чумачкинской и Мельничной залежей СВН. Основными задачами работ являются: уточнение геологического строения и запасов залежей СВН; получение геолого-технологических параметров, используемых при составлении технологической схемы разработки залежей СВН; перевод предварительно разведанных запасов категории C_2 в запасы промышленной категории C_1.

Полученные в результате проведенных работ геолого-геофизические данные позволят произвести пересчет запасов доразведываемых залежей СВН, уточнить динамические вязкости УВ и внести соответствующие корректировки в Государственный баланс запасов нефти МПР РФ.

1. Методика геологоразведочных работ

Исходя из решаемых задач и геологической изученности, залежи СВН, включенные в третий этап Проекта, условно разделены на 3 группы:

1) разведанные и предварительно разведанные с запасами категорий C_1 (Нижне-Кармальское, Кармалинское, Туйметкинское) и C_2 (Верхне-Кармальское), для которых необходимо уточнить значение динамической вязкости УВ в пластовых условиях;

2) предварительно разведанные с запасами категории C_2 (Михайловская, Полянская, Улановская);

3) разведанные с запасами СВН категории C_1 (Северо-Кармальское, Ольховско-Южно-Чумачкинское, Чумачкинское, Мельничное).

При определении точек бурения на 1 группе залежей СВН определяющей является задача уточнения вязкости УВ в пластовых условиях. С этой целью проектируется проведение испытаний скважин на естественном режиме и с паротепловым воздействием (ПТВ) на продуктивный пласт. Испытательные скважины закладываются в присводовых частях поднятий. При этом прогнозируемые толщины продуктивных пластов изменяются в пределах от 6 до 12 м.

Основной задачей выполнения геологоразведочных работ (ГРР) на залежах 2 группы является уточнение запасов СВН и перевод их в промышленную категорию C_1. Проектные разведочные скважины на Михайловской, Полянской, Улановской залежах СВН, в которых предполагается проведение испытаний на приток УВ с ПТВ на нефтяной пласт, закладываются в сводовых частях поднятий.

Выбор мест заложения проектных скважин на залежах 3 группы обусловлен, в первую очередь, задачей уточнения извлекаемых запасов СВН. Скважины размещаются относительно равномерно по площади поднятий по кровле шешминского горизонта в купольных, межкупольных и крыльевых их частях.

Определение подсчетных параметров продуктивных терригенных пластов уфимского яруса, а также надежности покрышки залежи СВН базируется на лабораторных исследованиях образцов керна на коллекторские свойства и нефтенасыщенность. При этом выход керна из коллекторов продуктивного пласта должен быть не менее 80 % [1].

Исходя из приведенных требований, отбор керна в разведочных скважинах осуществляется в интервале от кровли верхней пачки байтуганской толщи («верхнеспириферовый известняк») с вскрытием песчаной пачки шешминского горизонта на полную мощность и углублением в подстилающую их песчано-глинистую пачку не менее чем на 10 м.

В скважинах предусматривается проведение двух комплексов каротажей:

1) оптимального в масштабе 1:200 – ГК, НГК, ГГКп, ИК, БК, ПС, КС, БКЗ, ДС, КНК, резистивиметрия;

2) для определения качества цементирования кондуктора и обсадных колонн в масштабе 1:200 – АКЦ, ГГК, СГДТ.

Оптимальный комплекс выполняется в интервале от кровли верхней пачки байтуганской толщи («верхнеспириферовый известняк») до забоя скважины. Целью проведения геофизических исследований является выделение в разрезе скважины кондиционных нефтенасыщенных интервалов и интерпретация подсчетных параметров. При подсчете запасов УВ предусматривается увязка результатов ГИС с лабораторными исследованиями керна для получения петрофизических зависимостей.

Предполагаемые толщины нефтяных пластов и интервалы испытаний определены на основании материалов подсчета запасов – карт эффективных нефтенасыщенных толщин, структурных карт по кровле шешминского горизонта, геологических профилей.

Испытание разведочных скважин производится в соответствии с руководящим документом [2]. Интервалы опробования уточняются оперативно по фактическим данным документации керна и оптимального комплекса ГИС масштаба 1:200.

Гидродинамические исследования в скважинах предусматривается проводить в интервалах проведения испытаний скважин. Они включают в себя снятие кривой восстановления уровня (КВУ), замеры температуры и пластового давления, давления на устье, определение места и скорости притока пластовой жидкости, определение дебитов полученных при испытаниях пластовых флюидов.

На объекте испытаний на приток СВН гидродинамические исследования сначала проводятся на естественном режиме, затем после ПТВ на нефтяной пласт.

При проведении ГРР предусматриваются лабораторные исследования керна, отобранного из скважин. Результаты анализов являются определяющими при установлении нефтенасыщенных интервалов и определении подсчетных параметров пластов в соответствии с установленными кондиционными значениями. Они также позволяют оценить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов, нефтевмещающих пород и покрышки залежи СВН.

В соответствии со сложившейся практикой в интервале продуктивного пласта, определяемого по данным документации керна и заключениям оптимального комплекса ГИС, отбор образцов керна на определение пористости и нефтенасыщенности весовой осуществляется через 0,2 м разреза, а на определение карбонатности, проницаемости и минералогической плотности скелета породы – через 0,5 м.

Кроме того, исследование гранулометрического состава нефтяного пласта предусматривается провести из расчета изучения каждой из вскрытых нефтенасыщенных зон в скважинах.

В остальных интервалах отбора керна методика отбора образцов на анализы следующая: на определение коэффициента открытой пористости и проницаемости через 1 м; на определение нефтенасыщенности весовой через 1 м; на определение карбонатности через 1 м в интервале пород покрышки залежи («лингуловые глины») и отложений песчаной пачки шешминского горизонта.

Исследование состава и свойств УВ планируется осуществить по единой унифицированной программе. Она включает в себя определение состава и свойств обезвоженной нефти: плотности, вязкости динамической и кинематической при различных температурах, группового, фракционного, элементарного составов, кислотного числа, коксуемости, температуры застывания и др. Обязательным является количественная оценка на содержание в нефти попутных микрокомпонентов и серы.

Кроме того, предусматривается изучение физико-химического состава пластовых вод месторождений.

2. Результаты геологоразведочных работ

В качестве примера рассматриваются результаты геологоразведочных работ на Туйметкинской, Улановской и Варваринкинской залежах СВН шешминского горизонта с целью подготовки их к промышленному освоению.

Всего на Туйметкинском поднятии в 2014 г. пробурено 5 разведочных скважин, одна из которых испытательная. Общая проходка скважин составила 792,3 м, в том числе 242,8 м с отбором керна. Средний выход керна из песчаной пачки составил 86%. На Улановском поднятии в 2014 году пробурено 5 разведочных скважин, одна из которых испытательная. Общая проходка скважин составила 912,7 м, в том числе 394,7 м с отбором керна. Средний выход керна из песчаной пачки составил 91,4%.

Величина интервала отбора керна по скважинам изменялась в зависимости от мощности вскрытой песчаной пачки шешминского горизонта, которая варьировала в пределах от 13,5 м до 33,4 м.

Так как в процессе работ на ряде поднятий отмечались газопроявления, в том числе и интенсивные, то оптимальный комплекс ГИС в масштабе 1:200 был дополнен методом ГГКп, позволяющим в совокупности с другими методами выделять газонасыщенные и газосодержащие интервалы пород в разрезе.

Так, на основании данных ГГКп газо- и газонефтенасыщенные («газ+нефть») интервалы песчаников были выделены в кровельной части залежей СВН на Туйметкинском и Улановском поднятиях. Мощность газонасыщенных интервалов, по данным ГИС, изменяется от первых метров до 18,4 м (Улановское поднятие).

Средний коэффициент подтверждаемости проектных эффективных нефтегазонасыщенных толщин пластов по данным ГИС для Туйметкинского и Улановского поднятий составляет 1,63 и 1,51 соответственно.

Испытания вскрытых продуктивных пластов выполнены в соответствии с программой работ на обоих поднятиях. Объекты испытаний в скважинах выбирались на основе документации керна, включая его фотографирование и результатов ГИС. Притоки УВ различной обводненности и интенсивности были получены в результате испытаний скважин на ЕР и после ПТВ на продуктивные пласты в скв. №№ 5Тм и 2 Ул (таблица 1).

На объекте испытаний на приток СВН гидродинамические исследования сначала проводилось на естественном режиме, затем после ПТВ на нефтяной пласт.

Лабораторные исследования состава и физико-химических свойств УВ выполнены по пробам, отобранным после ПТВ на пласт.

Полученные геолого-геофизические данные по скважинам позволили уточнить геологическое строение поднятий шешминского горизонта и приуроченных к ним залежей СВН. Уточненные геологические материалы по поднятиям (структурные карты по кровле продуктивного пласта, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, геологические профили и др.) оперативно строились с целью проектирования схемы размещения сетки оценочных, наблюдательных, гидрогеологических и эксплуатационных скважин с последующим их разбуриванием.

Так, за 2014 год на момент пересчета запасов помимо 10 геологоразведочных скважин была пробурена 31 скважина оценочного бурения – 24 и 7 скважин на Туйметкинском и Улановском поднятиях соответственно.

Вынос керна из 29 скважин, пробуренных в 2014 году на Туйметкинском поднятии, составил в среднем 97% (96,4% из продуктивной части). На момент пересчета запасов были проведены лабораторные исследования образцов керна, отобранного из 22 скважин. При этом было произведено 1407 (в том числе из нефтенасыщенной части – 841) определения пористости, 1399 (619) определения нефтенасыщенности к весу породы, 1314 (722) определений нефтенасыщенности к объему пор, 727 (493) определений минералогической плотности породы, 500 (75) определений проницаемости параллельно напластованию.

Таблица 1

Результаты ГРР на Туйметкинской и Улановской+Варваринкинской залежах СВН

№ скв / глубина, м	Геолого-геофизические данные по документации керна и ГИС				Результаты испытаний скважин	
	Интервал отбора керна, м / выход керна из песчаной пачки, %	Интервал проведения оптимального комплекса ГИС, м	Интервал залегания песчаной пачки, м / мощность, м	Суммарная толщина газо-, нефтенасыщенных слоев по ГИС, м	Количество добытой воды, м^3	Количество добытых УВ, м^3
Туйметкинская залежь СВН						
1 / 148,0	98,5-148,0 / 94	19,3 –147,3	99,7-125,5 / 25,8	24,4	-	-
2 / 155,0	105,0-155,0 / 58	52,3-153,3	115,7-149,1 / 33,4	29,2	-	-
3 / 178,3	124,0-178,3 / 84	59,4-178,3	138,0-160,0 / 22,0	12,9	-	-
4 / 161,0	118,0-161,0 / 94	18,4-159,4	137,0-151,4 / 14,4	8,6	-	-
5* / 150,0	104,0-150,0 / 100	30,3-154,3	111,1-130,3 / 19,2	19,2	10,2**	пленка**
					16,0***	0,5***
Улановская залежь СВН						
1 / 197,3	142,0-197,3 / 94	18,9-193,9	147,5-176,0 / 28,5	14,6	-	-
2* / 198	5,0-198,0 / 90	18,7-145,7	153,2-181,6 / 28,4	24	2,5**	0**
					3,04***	0,76***
3 / 148,3	100,0-148,3 / 93	29,2-155,2	107,5-125,5 / 18,0	11	-	-
4 / 162,0	109,0-162,0 / 91	18,8-158,8	117,3-143,8 / 26,5	24,4	-	-
5 / 207,1	164,0-207,1 / 89,1	18,9-203,9	179,9-193,4 / 13,5	13,2	-	-

Примечание: * – скважина с испытанием; ** – на естественном режиме; *** – после ПТВ

За счет пробуренных новых 29 скважин площадь нефтеносности залежи увеличилась в 2,72 раза (рис. 1). В итоге за счет работ по геологическому доизучению залежи получен прирост геологических и извлекаемых запасов по категории C_1 в 3,57 раза.

В 2012 г. в ТГРУ была проведена оценка ресурсов СВН пермской системы категории C_3 в пределах лицензионного участка недр Ново-Елховского месторождения нефти на основе использования материалов эксплуатационного фонда скважин [Сухов, 2012]. В процессе работ было выделено 69 нефтеперспективных объектов. Один из нефтеперспективных объектов – № 40 – приурочен к структурному поднятию III порядка по кровле шешминского горизонта седиментационного генезиса. Оно имеет северо-западное простирание и оконтурено 15-метровой изопахитой песчаной пачки. По данным выполненных геологических построений, было предположено наличие единого контура нефтеносности для ранее выявленных Улановской и Варваринкинской залежей СВН шешминского горизонта. С целью подтверждения данного предположения в 2013 году между Улановской и Варваринкинской залежами была пробурена поисково-оценочная скважина № 1/40, вскрывшая пласт нефтенасыщенных песчаников толщиной 9,6 м.

Вынос керна из 15 скважин, пробуренных на Улановском и Варваринкинском поднятиях в 2013–2014 годах составил в среднем 91,2% (90,5% из продуктивной части). По керну, отобранному из песчаной пачки, было проведено 816 (в том числе из нефтенасыщенной части – 184) определений пористости, 816 (184) определения нефтенасыщенности к весу породы, 760 (149) определений нефтенасыщенности к объему пор, 361 (46) определений минералогической плотности породы, 649 (123) определений проницаемости параллельно напластованию.

Пробуренные в 2014 году скважины подтвердили единый контур нефтеносности Улановской и Варваринкинской залежей, которые при пересчете были объединены в единую залежь – Улановская+Варваринкинская. В итоге при пересчете запасов, согласно новым данным, площадь нефтеносности увеличилась на 36% (рис. 2). За счет работ по геологическому доизучению залежи получен прирост геологических и извлекаемых запасов по категории C_1, в том числе за счет переоценки запасов Улановского поднятия, в 2,1 раза.

Кроме того, при испытании скв. 5 Тм получен приток нефти вязкостью 18260 мПа·с, а в скв. 2 Ул –

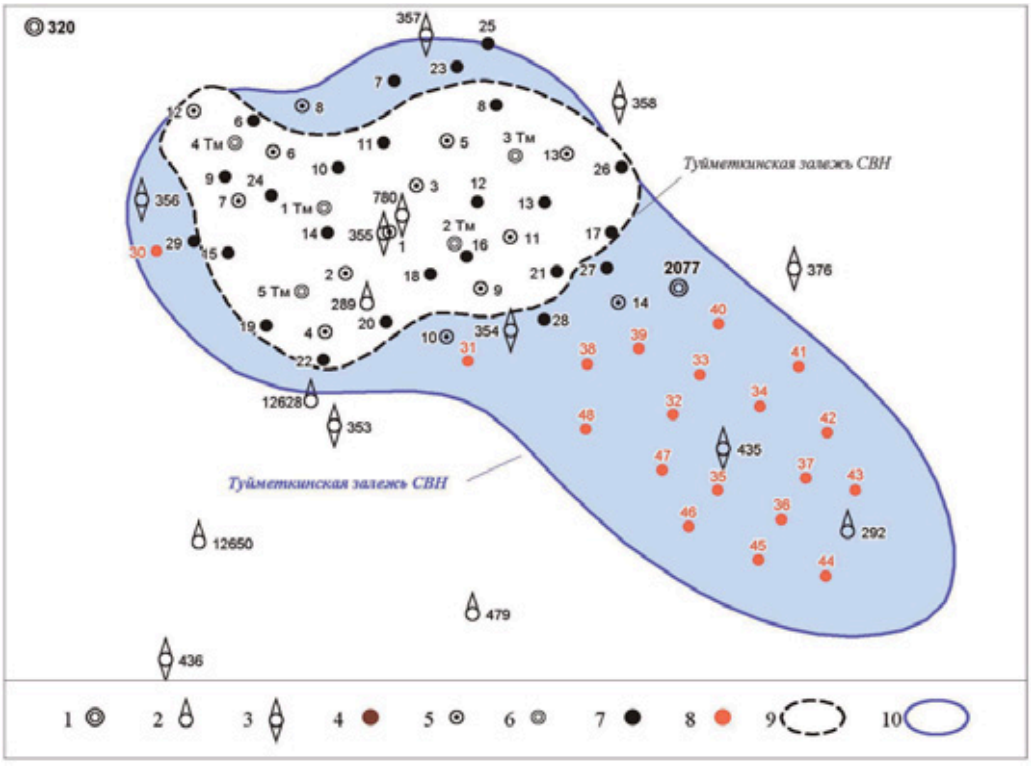


Рис. 1. Туйметкинская залежь СВН шешминского горизонта
Условные обозначения пробуренных скважин: 1 – глубокие нефтепоисковые и эксплуатационные, 2 – структурные, 3 – поисково-оценочные, 4 – поисково-оценочные (ТГРУ, 2013 г.), 5 – разведочные, 6 – разведочные (ТГРУ, 2014 г.), 6 – оценочные (ТГРУ, 2014 г.), 7 – оценочные проектные; контуры залежи: 8 – до пересчета в 2014 г., 9 – после пересчета в 2014 г.

15189 мПа·с, что, в свою очередь, оказывает прямое влияние на экономическую целесообразность разработки данных залежей в виде налоговых послаблений, а именно скидки на таможенную пошлину в размере 90%.

Итак, выполнение запроектированного программой комплекса ГРР позволило уточнить режимные подсчетные параметры и геолого-технические данные разработки Туйметкинской и Улановской залежей СВН шешминского горизонта.

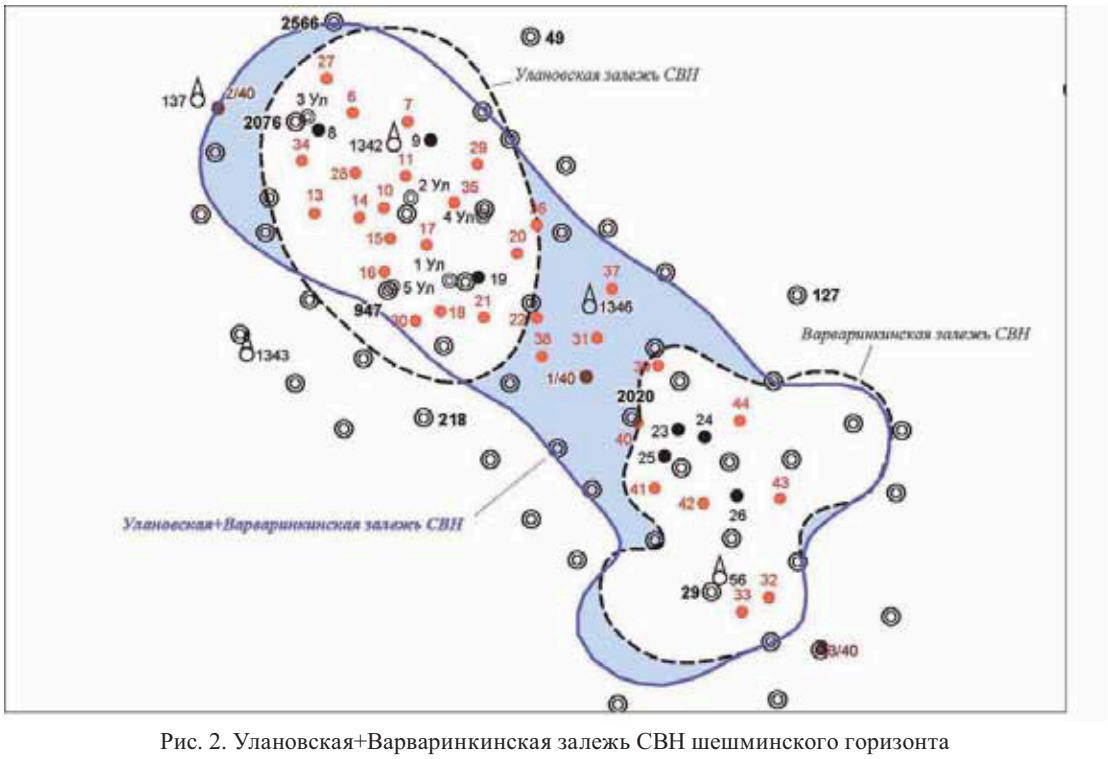


Рис. 2. Улановская+Варваринкинская залежь СВН шешминского горизонта
Условные обозначения смотри на рис. 1

Полученные в ходе проведенных работ результаты позволили произвести пересчет запасов доразведываемых залежей СВН, уточнить динамические вязкости УВ и внести соответствующие корректировки в Государственном балансе запасов нефти МПР РФ по состоянию на 01.01.2015.

Литература

1. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Приложение 1 к приказу МПР от 7 февраля 2001 г. № 126.

2. РД-39-0147035-293-89Р. Инструкция по опробованию битумных скважин. – Бугульма: МНТК; БКО ВНИИ, 1989. – 40 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОДГОТОВКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ К ОСВОЕНИЮ

Б.В. Успенский[1], М.Я. Боровский[2], Р.Ф. Вафин[1], С.И. Петров[1]

[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, borvadus@rambler.ru

[2]ООО «Геофизсервис», г. Казань

Эффективная разработка месторождений углеводородов (УВ) зависит от учета особенностей геологического строения, которые обусловливаются образованием ловушек и процессами генезиса полезных ископаемых.

Существенны факторы формирования ловушек и месторождений природных битумов. Четких границ между отдельными факторами не существует, т.е. их влияние может сказываться как на образовании ловушек, так и месторождений. К первым относятся геодинамические в различных проявлениях – колебательные движения земной коры, структуроформирующие движения; палеогеоморфология, седиментогенез, лито-фациальные условия и т.п.; ко вторым – факторы онтогенеза, ответственные за генерацию, аккумуляцию УВ и разрушение их скоплений, т.е. гео(био)химический, гидрогеологический, гипергенез и др.

Согласно представлениям об онтогенезе нефти предполагаются [1–3] следующие основные факторы формирования скоплений природных битумов в пермских отложениях Мелекесской области битумонакопления:

1. *Генетический фактор* – определяет генерацию УВ. Образование пермских битумов связано с наличием залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях. Основные толщи, обладающие нефтематеринским потенциалом в девонской системе, – глинисто-карбонатные доманикоидной фации. В вышезалегающих нижнекаменноугольных породах процессы нефтегазообразования также проходили во всех отрицательных структурах.

2. *Геодинамический фактор* – характеризует современный и палеоструктурный планы, миграцию и аккумуляцию УВ, этапность формирования месторождений.

Скопления природных битумов пермских отложений Мелекесской впадины образовались в результате латерально-вертикальной миграции УВ из более глубокозалегающих девонских и каменноугольных отложений. Пути вертикальных перетоков – зоны тектонических нарушений, обеспечившие, прежде всего, заполнение нижнепермских резервуаров. Наибольшее развитие разрывные нарушения имеют в зоне сочленения Южно-Татарского свода с обрамляющими его впадинами. На восточном борту Мелекесской впадины эта зона охватывает собой весь комплекс осадочных образований. Миграция УВ в шешминском горизонте шла вверх по восстанию слоев – в восточном направлении из зоны Мелекесской впадины по направлению Южно-Татарского свода. В казанские природные резервуары углеводороды поступают в результате ступенчатой миграции.

Современный и палеотектонический структурные планы территории определяют условия аккумуляции УВ, образование их скоплений.

Этапность геотектонического развития региона. Существовало [3] несколько этапов генерации, миграции, аккумуляции нефти и разрушений ее месторождений, что определило периодичность формирования залежей нефти и преобразования ее в природные битумы.

3. *Гидрогеологический фактор* проявляется в двух аспектах:

– при формировании нефтяных залежей – первичная миграция УВ осуществляется в составе водной фазы (водные молекулярные, мицеллярные, коллоидные растворы и др. [4]. Основные причины перемещения нефти в породе-коллекторе – гравитационные силы всплывания более легкой нефти в воде, капиллярные силы и гидродинамический напор воды. При наклонном положении пластового резервуара происходит всплывание по восстанию пласта до тех пор, пока это всплывание не будет прекращено (изгиб пласта в обратную сторону, непроницаемый экран и т.п.). Важная движущая сила в процессе вторичной миграции – гидродинамический напор в коллекторе. Этот напор помогает всплыванию нефти и способствует преодолению капиллярных сил в сужениях поровых каналов;

– при разрушении залежей – под воздействием инфильтрационных вод, насыщенных кислородом и микроорганизмами, протекают процессы гипергенеза. Подошвенные сульфатные воды приводят в результате сульфатредукции к изменению углеводородного состава нефти (битума) и в целом к увеличению смолисто-асфальтеновых компонентов. Формирование глубоких палеодолин способствует проникновению инфильтрационных вод: чем глубже эрозионные долины, тем больший интервал осадочного чехла затронут процессами их воздействия. Длительное контактирование с залежами нефти приводит к окислению последней и образованию природных битумов.

Результаты анализа условий формирования месторождений природных битумов свидетельствуют [1–3]:

– образование пермских природных резервуаров происходило в различных фациальных и палеогеографических обстановках путем последовательного изменения условий накопления осадочного материала на востоке Русской плиты;

– начальный этап формирования рельефа пермских отложений на отдельных участках связан с облеканием ядер рифогенных каменноугольных образований;

– многие пермские структурные формы обусловлены седиментационными процессами, отображенными погребенными палеогеоморфологическими поверхностями;

– в структуре порового пространства коллекторов нижнепермского нефтебитуминозного комплекса участвуют поры диагенетической перекристаллизации и выщелачивания, мелкие каверны, имеющие преимущественно изолированный характер распространения; фильтрационную способность пород определяет трещиноватость карбонатных пород;

– ловушки битумов уфимско-нижнеказанского резервуара – атектонические. Совпадение структурных планов кровли песчаниковой пачки и перекрывающих пород связано не с тектоническими процессами, а является следствием неравномерных процессов уплотнения литологически неоднородных пород. Отложение кластического материала происходило в подвижной гидродинамической обстановке с врезом в подстилающие породы в дельтовой и подводнодельтовой (авандельтовой) частях палеорек;

– отложения песчаниковой пачки формируют линейные тела, располагающиеся в соответствии с русловыми потоками в пределах собственно русла, дельты и авандельты; выделяются полосы (зоны) возвышений, отделенные друг от друга понижениями, в пределах которых порода-коллектор характеризуется или резко пониженной (менее 10 м) мощностью или полностью отсутствует;

– простирание песчаных тел прослеживается в юго-восточном направлении за пределами Татарстана в Самарской и Оренбургской областях, откуда шла транспортировка терригенного материала (песчаниковая пачка соответствует продуктивным пластам У-I и У-II в кровле шешминского горизонта). В этих районах толщина интересующих образований увеличивается, появляются более грубозернистые разности пород. Это свидетельствует о том, что песчаными отложениями здесь выполнены русла палеорек. Характерна фациальная невыдержанность слагающих природные резервуары пород-коллекторов;

– существует определенная последовательность формирования и размещения литофаций.

На базе обобщения результатов геологических исследований и опытно-промышленных работ по извлечению тяжелых нефтей и природных битумов выявлен [1,2,5–8] ряд осложняющих факторов, которые следует учитывать на поздних стадиях геологоразведочного цикла:

– зоны развития повышенной тектонической трещиноватости осадочной толщи;

– долины палеорек (неогеновые врезы);

– степень разрушенности битумной залежи;

– гидрогеологические особенности верхней части разреза.

На разведочном этапе освоения залежей полезных ископаемых геофизические методы применяются при составлении проектов и технологических схем промышленной разработки битумных месторождений. Ведущим является высокомобильный помехоустойчивый метод гравиразведки: трассируются зоны развития неогеновых врезов. Установлено, что битумы в направлении к врезу утяжеляются и в самой зоне подвергаются наиболее глубокому гипергенному воздействию. Данное явление приводит к резкому ухудшению товарных свойств углеводородного сырья.

При решении ряда вопросов, связанных с процессами опытно-промышленной эксплуатации залежей природных битумов способами вторичного воздействия на пласт (внутрипластовый движущийся очаг горения, закачка пара, растворителей и др.), гравиразведка приобретает большое значение как эффективный метод при диагностике зон тектонического разуплотнения в осадочной толще. При добыче углеводородного сырья по внутрипластовой технологии в зонах повышенной тектонической трещиноватости могут наблюдаться преждевременный прорыв теплоносителей к забоям добывающих скважин, либо проникновение газообразных продуктов физико-химических реакций в покрывающую залежь толщу вплоть до дневной поверхности. Очевидно, своевременное (на стадии разведки) выявление зон повышенной трещиноватости и проницаемости пластов позволяет повысить эффективность разработки скоплений УВ.

Тектонически ослабленные зоны и зоны развития неогеновых врезов фиксируются высокоточной гравиразведкой в виде интенсивных локальных минимумов силы тяжести. Благоприятным фактором, способствующим «усилению» аномальных геофизических эффектов, служит совпадение местоположений указанных неоднородностей геологического разреза в плане.

На стадии опытно-промышленной эксплуатации рекомендуется комплекс геофизических методов контроля за процессами разработки залежей природных битумов способами вторичного воздействия на пласт. Применяются [8,9] высокоточная магниторазведка, терморазведка и электроразведка в различных модификациях.

Литература

1. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 396 с.

2. *Успенский Б.В.* Научно-методические основы поиска, разведки и освоения природных битумов: автореф. дис. … докт. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Успенский Борис Вадимович. – Казань: КГУ, 2005. – 41 с.

3. *Успенский Б.В.* Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан / Б.В. Успенский, И.Ф. Валеева; под ред. И.А. Ларочкиной. – Казань: Изд-во ПФ ГАРТ, 2008. – 347 с.

4. *Баженова О.К.* Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. – Москва: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.

5. *Боровский М.Я.* Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов: автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук: 25.00.10 / Боровский Михаил Яковлевич – Казань: КГУ, 2001. – 23 с.

6. *Боровский М.Я.* Геофизические методы подготовки и контроля процессов эксплуатации месторождений природных битумов / М.Я. Боровский, Э.К. Швыдкин, Р.З. Мухаметшин, Ю.Э. Халабуда, Б.В. Успенский; под ред. Р.З. Мухаметшина. – М.: ГЕОС, 2000. – 170 с.

7. *Мухаметшин Р.З.* Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти: автореф. дис. … докт. геол.-мин. наук: 25.00.12, 25.00.17 / Мухаметшин Рустам Закиевич. – М.: ИГиРГИ, 2006. – 51 с.

8. *Хисамов Р.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан / Р.С. Хисамов, М.Я. Боровский, Н.С. Гатиятуллин; под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Изд-во Фэн АН РТ, 2007. – 247 с.

9. *Швыдкин Э.К.* Контроль за продвижением фронта горения с помощью наземной магнитной съемки при разработке неглубоких залежей битумов и вязких нефтей: дис. ... канд. техн. наук: 04.00.12 / Швыдкин Эдуард Кузьмич. – М.: ВНИИГеосистем, 1988. – 164 с.

ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В ЭЛЕМЕНТЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ

М.Х. Хайруллин, П.Е. Морозов, М.Н. Шамсиев, А.И. Абдуллин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук

morozov@imm.knc.ru

Одним из эффективных способов разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов является технология парогравитационного дренирования SAGD (steam-assisted gravity drainage).В этой технологии используются две горизонтальные скважины, которые бурятся параллельно вблизи подошвы пласта на расстоянии 5–10 метров одна над другой [1]. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара и создания в пласте высокотемпературной паровой камеры, а нижняя скважина – для добычи нефти. В настоящее время метод SAGD применяется на месторождениях сверхвязких нефтей Канады, США, Венесуэлы, Китая. В России метод парогравитационного дренирования применяется на Ашальчинском месторождении в Республике Татарстан и на Лыаельской площади Ярегского месторождения в Республике Коми.

При разработке залежей высоковязкой нефти по стандартной технологии SAGD используются ряды пар нагнетательно-добывающих горизонтальных скважин. Образовавшиеся над каждой парой скважин паровые камеры, достигнув кровли пласта, распространяются в горизонтальном направлении вплоть до их смыкания. После соединения паровых камер происходит падение скорости дренирования оставшейся в межскважинном пространстве нефти [1].

Экспериментальные исследования на физической модели [2–4, 7], а также численные расчеты на гидродинамическом симуляторе CMG STARS [6, 8] показали, что можно выделить три основные стадии процесса SAGD. На начальной стадии пар, имеющий относительно низкую плотность, поднимается вверх и происходит рост паровой камеры до кровли пласта. После того как паровая камера достигает кровли пласта, она продолжает расширяться в горизонтальном направлении. При этом по своей форме паровая камера в плоскости, перпендикулярной скважинам, близка к треугольнику, вершина которого совпадает с добывающей скважиной (рис. 1). На заключительной стадии происходит расширение паровой камеры в направлении подошвы пласта.

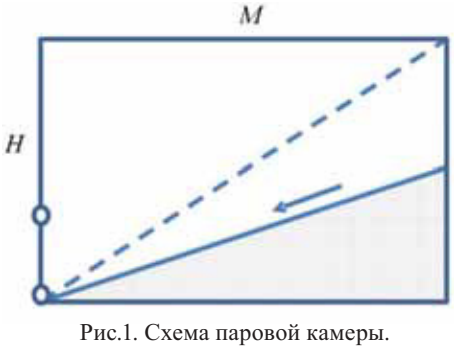


Рис.1. Схема паровой камеры.

Предположим, что расстояние между парами ГС составляет $2M$ и движущаяся граница паровой камеры остается прямолинейной. Формула для расчета дебита нефти q добывающей ГС в ограниченном пласте имеет вид:

$$q(t)=\begin{cases}2L\left(\dfrac{\phi\Delta S_0 kg\alpha H}{2am\nu_s}\right)^{\frac{1}{2}}, 0\le t\le T_M\\ 2L\left(\dfrac{\phi\Delta S_0 kg\alpha H}{2am\nu_s}\right)^{\frac{1}{2}}-\dfrac{kg\alpha L}{am\nu_s M}\left(t-T_M\right), T_M\le t\le 3T_M\end{cases} \quad (1)$$

где k – эффективная проницаемость пласта, H – эффективная толщина пласта, L – длина ГС, ΔS_0 – разность начальной и конечной нефтенасыщенности, ϕ – пористость, α – температуропроводность, ν_s – кинематическая вязкость нефти при температуре закачиваемого пара, g – ускорение свободного падения, m – безразмерный параметр, a – эмпирическая константа, равная 0.4 [5], $T_M=M\sqrt{\dfrac{\phi\Delta S_0 am\nu_s H}{2kg\alpha}}$ – время, за которое граница паровой камеры достигает боковой границы пласта (рис. 1). Время полной выработки пласта составляет $T^*=3T_M$.

В работе [3] была получена полуэмпирическая формула для расчета дебита нефти горизонтальной скважины в ограниченном пласте:

$$\frac{q(t)}{L}=2\left(\frac{1.5\phi\Delta S_0 kg\alpha H}{m\nu_s}\right)^{\frac{1}{2}}-\left(\frac{8}{3\phi\Delta S_0 H}\right)^{\frac{1}{2}}\left(\frac{kg\alpha}{m\nu_s}\right)^{\frac{3}{2}}\left(\frac{t}{M}\right)^2. \quad (2)$$

Из (2) следует, что время полной выработки пласта составляет:

$$T^*=M\sqrt{\frac{1.5\phi\Delta S_0 m\nu_s H}{kg\alpha}}. \quad (3)$$

Время полной выработки пласта, рассчитанное по предложенной модели и формуле (3), различается на 9.5 процентов. При выводе формул (1) и (2) предполагалось, что в начальный момент времени имеется гидродинамическая связь между добывающей и нагнетательной скважинами.

Как показали экспериментальные исследования, начальный этап роста паровой камеры сопровождается эффектом «пальцеобразования» [1, 2]. В работе [2] была получена полуэмпирическая формула для дебита горизонтальной скважины в течение роста паровой камеры до кровли пласта, основанная на аппроксимации формы паровой камеры подобными секторами круга.

Ниже представлена аналитическая модель парогравитационного дренирования, объединяющая все три периода процесса.

I. Для периода роста паровой камеры дебит горизонтальной скважины растет по степенному закону [2]:

$$q(t)=3L\left(\frac{kg\alpha}{m\nu_s}\right)^{\frac{2}{3}}\left(\phi\Delta S_0\right)^{\frac{1}{3}}t^{\frac{1}{3}},\ 0\le t\le t_*, \quad (4)$$

где $t_*=\dfrac{8H}{27}\left(\dfrac{1}{2a}\right)^{\frac{3}{2}}\left(\dfrac{\varphi\Delta S_0 m\nu_s H}{kg\alpha}\right)^{\frac{1}{2}}$ – время, за которое паровая камера достигает кровли пласта. Ширина паровой камеры при достижении ею кровли пласта определяется следующим образом:

$$W_s^*=\frac{9}{2H}\left(\frac{kg\alpha}{\phi\Delta S_0 m\nu_s}\right)^{\frac{2}{3}}t_*^{\frac{4}{3}}. \quad (5)$$

II. Для периода расширения паровой камеры в горизонтальном направлении дебит скважины остается постоянным [5]:

$$q(t)=2L\left(\frac{\phi\Delta S_0 kg\alpha H}{2am\nu_s}\right)^{\frac{1}{2}},\ t_*\le t\le t_*+T_M, \quad (6)$$

где $T_M=\left(M-W_s^*\right)\left(\dfrac{\phi\Delta S_0 am\nu_s H}{2kg\alpha}\right)^{\frac{1}{2}}$ – время достижения паровой камерой боковой границы пласта (время начала смыкания паровой камеры с соседними паровыми камерами).

III. Для периода расширения паровой камеры в направлении подошвы пласта дебит уменьшается по линейному закону:

$$q(t)=2L\left(\frac{\phi\Delta S_0 kg\alpha H}{2am\nu_s}\right)^{\frac{1}{2}}-\frac{kg\alpha L}{2am\nu_s M}\left(t-t_*-T_m\right),\ t_*+T_M\le t\le t_*+T_M+T^*, \quad (7)$$

где $T^* = 2M\left(\frac{\phi\Delta S_0 am\nu_s H}{2kg\alpha}\right)^{\bar{2}}$, а $t_* + T_M + T^*$ – время, за которое паровая камера достигает подошвы пласта (время полной выработки пласта). Суммарный объем отобранной нефти по формулам (1), (2) и (4)-(7) равен $\phi\Delta S_0 V$, где $V = MHL$ – объем пласта.

Результаты расчетов

В таблице 1 приводятся исходные данные экспериментов физического моделирования процесса SAGD как при низком [2–4], так и при высоком давлении нагнетаемого пара [7]. На рис. 2 представлен график изменения массового дебита нефти, полученного в ходе эксперимента Chung, Butler [4], и результаты расчетов дебита по формуле (1) (сплошная линия) и формуле (2) (пунктирная линия). Отметим, что как и в работе [5] при расчетах по предложенной модели вместо абсолютной проницаемости $k_{абс.} = 2360$ *мкм*^{2} использовалось значение эффективной проницаемости $k = 1132$ *мкм*^{2}.

Таблица 1

Исходные данные

	Эксперимент Chung, Butler [4]	Эксперимент Butler, Stephens [3]	Эксперимент Guo et. al. [7]
H, м	0.21	0.23	0.13
M, м	0.175	0.18	0.25
L, м	0.03	0.025	0.5
ϕ	0.39	-	0.35
ΔS_0	0.95	-	0.8
$\phi\Delta S_0$	0.37	0.4	0.28
k, *мкм*^{2}	944	3000	360
m	3.6	4.2	3.53
α, *м*^{2}/*сут*	0.0507	0.056	0.04
ν_s, *м*^{2}/*сут*	9	11	1.5
ρ_0, кг/*м*^{3}	980	-	-

На рис. 3 представлен объемный дебит нефти, полученный в ходе эксперимента Butler, Stephens [2, 3] при

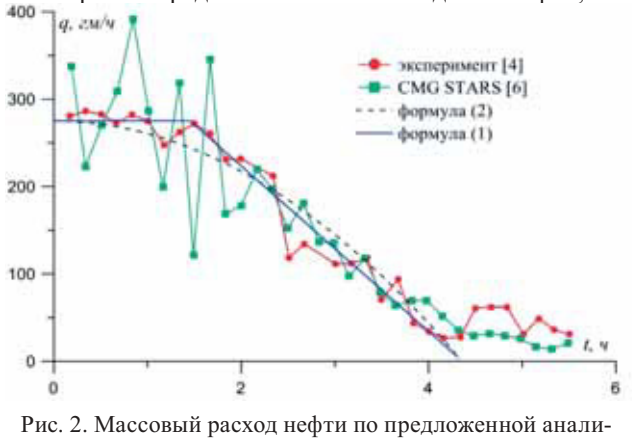


Рис. 2. Массовый расход нефти по предложенной аналитической модели (1), численной модели CMG STARS [6] и экспериментальным данным [4]

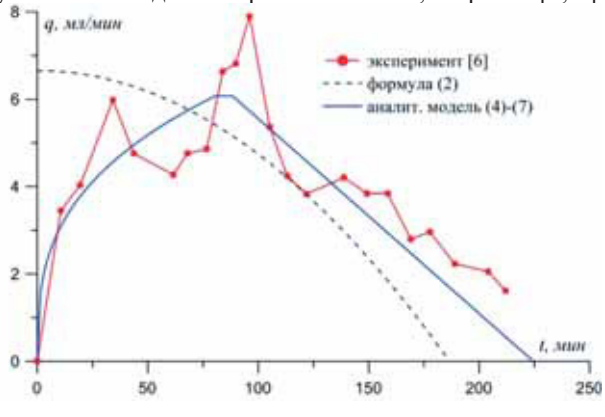


Рис. 3. Объемный расход нефти по предложенной модели (4)–(7) и экспериментальным данным [3]

низком давлении нагнетания пара, а также результаты расчетов дебита по предлагаемой модели (4)–(7) (сплошная линия) и формуле (2) (пунктирная линия). Для сравнения на рис. 2 представлены результаты численных расчетов на гидродинамическом симуляторе CMG STARS, полученных в работе [6].

В эксперименте Guo et. al. [7] исследовался процесс парогравитационного дренирования при высоком давлении нагнетания пара, включающий период роста паровой камеры до кровли пласта. На рис. 4 представлен объемный дебит нефти, полученный в ходе эксперимента Guo et. al. [7], и результаты расчетов дебита по предлагаемой модели (4)–(7) (сплошная линия) и формуле (2) (пунктирная линия) [2, 3].

Далее рассматривается модель продуктивного пласта с параметрами, характерными для залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения [8-10]: k = 2.5 *мкм*^{2}, φ = 0.3, ΔS_0 = 0.47, H = 25 *м*, L = 400 *м*, M = 50 *м*,

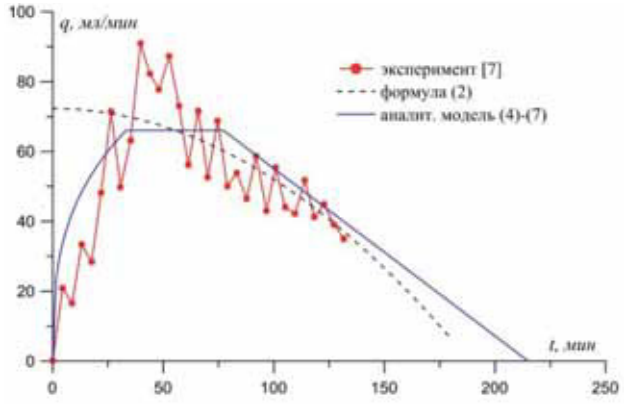


Рис. 4. Объемный расход нефти по предложенной модели (4)–(7) и экспериментальным данным [7]

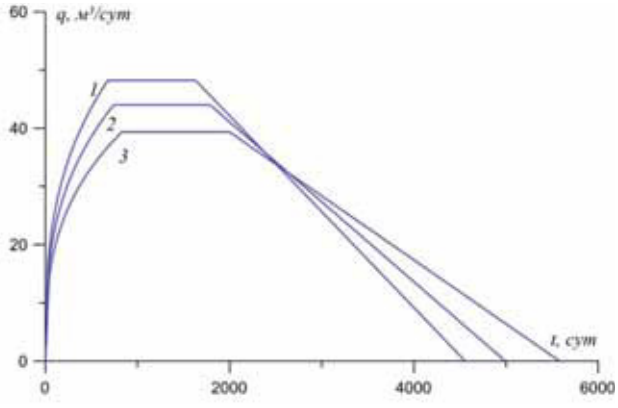


Рис. 5. Влияние проницаемости пласта на дебит ГС
1 – k = 3 *мкм*², 2 – k = 2.5 *мкм*², 3 – k = 2 *мкм*²

α = 0.03 *м²/сут*, v_s = 0.8 *м²/сут*, m = 4. В расчетах использовалась средняя относительная проницаемость нефти 0.4 [1]. Результаты расчетов дебита ГС при различных значениях коэффициента проницаемости пласта представлены на рис.5. Видно, что чем больше проницаемость, тем выше максимальный дебит ГС и меньше время полной выработки пласта.

Расчеты показали, что с увеличением пористости и мощности пласта, растет максимальный дебит ГС и время полной выработки пласта. Плотность сетки пар нагнетательно-добывающих горизонтальных скважин влияет на продолжительность периода стабильного отбора нефти и период времени, в течение которого происходит падение дебита.

Заключение

В работе предложена аналитическая модель для расчета дебита горизонтальной скважины при разработке залежи сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренирования. Проведено сравнение с результатами экспериментов на физической модели, которое показало, что предложенная модель адекватно описывает процесс SAGD. Исследовано влияние фильтрационно-емкостных параметров пласта и плотности сетки скважин на производительность горизонтальной скважины при парогравитационном дренировании.

Работа выполнена при финансовой поддержке Совета по грантам Президента РФ (проект № МК-7380.2015.1) и РФФИ (проект № 14-05-00861).

Литература

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с.

2. Butler R.M. Thermal recovery of oil and bitumen. New Jersey: Prentice Hall, 1991. – 528 p.

3. Butler R.M., Stephens D.J. The gravity drainage of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells. J. Can. Pet. Tech. 1981. Vol. 20, № 2, P. 90–96.

4. Chung, K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process. J. Can. Pet. Tech. 1988. Vol. 27, № 1, P. 36–42.

5. Reis J.C. A steam-assisted gravity drainage model for tar sands: linear geometry. J. Can. Pet. Tech. 1992. Vol. 31 № 10, P. 14–20.

6. Chow L., Butler R.M. Numerical simulation of the steam-assisted gravity drainage process (SAGD). J. Can. Pet. Tech. 1996. Vol. 35, № 6, P. 55–62.

7. Guo J., Zan C., Ma D.S., Shi L. Oil production rate predictions for steam assisted gravity drainage based on high-pressure experiments. Sci. China. Tech. Sci. 2013. Vol. 56, № 2, P. 324–334.

8. Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмазитов Р.Г., Зарипов А.Т. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. – 335 с.

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

10. Хисамов Р.С., Мусин М.М., Мусин К.М., Файзуллин И.Н., Зарипов А.Т. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. 232 с.

МЕТОД ЭКСПРЕССНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ЖЕЛЕЗА В ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

Ю.Э. Халабуда

К(П)ФУ, Институт физики, г. Казань, adm@razvitie.kazan.ru

Для правильной интерпретации материалов геофизического исследования скважин (ГИС) и данных анализа образцов керна методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР) необходимо определение концентрации железа в породах-коллекторах. Высокое содержание железа экранирует показания электрических методов ГИС: удельное сопротивление нефтеносных и водоносных пород-коллекторов может быть идентичным. Показания ядерно-магнитного каротажа скважин (ЯМК) находятся в прямой зависимости от содержания в породах железосодержащих минералов. Измерение пористости кернов методом ЯМР становятся практически невозможным при аномальном содержании железа.

Результаты химического анализа образцов пород показывают, что в кернах содержатся все элементы, характерные для полевых шпатов, слюд и кварца, наличие которых подтверждается данными рентгеновского анализа. Химический анализ трудоемок и низкопроизводителен. Поэтому возникла необходимость опробования более экспрессного метода анализа, основанного на применении ядерной гамма-резонансной спектроскопии (ЯГРС). Этот метод, при котором измеряется величина резонансного поглощения гамма-квантов, является самым эффективным для анализа железосодержащих минералов. ЯГРС позволяет получать информацию о валентном состоянии железа, его распределении по отдельным минералам и кристаллической решетке этих минералов. Но определение абсолютного содержания железа методом ЯГРС затруднено.

В настоящей работе показано, что для экспрессного определения содержания железа в породах более эффективно измерение величины нерезонансного поглощения мессбауэровских гамма-квантов. Основными породообразующими элементами в продуктивных пластах являются Si, Al, Fe, Mg [1]. Нерезонансное поглощение гамма-квантов зависит главным образом от эффективного атомного номера [2]. Эта величина для Fe существенно отличается от таковой для указанных выше элементов. Поэтому величина нерезонансного поглощения гамма-квантов должна определяться в основном содержанием в образцах железа.

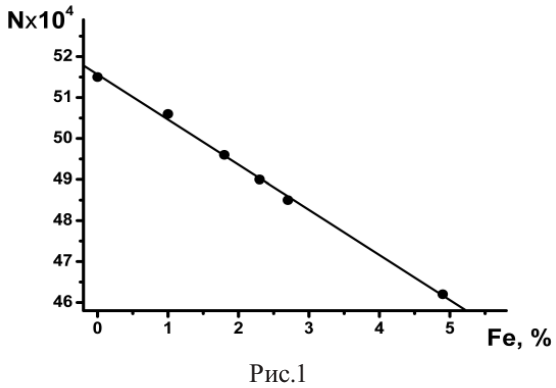


Рис.1

Была подобрана серия образцов кернов с Мордово-Кармальского и Ашальчинского месторождений битумов (Татарстан), в которых содержание железа, по данным химического анализа, менялось от 1% до 6%. Методом ЯГРС регистрировалось количество гамма-квантов с энергией 14,4 кэВ, прошедших через образец массой 200 мг за одну минуту. Полученная зависимость приведена на рисунке 1, из которого видно, что изменение содержания железа на 1% соответствует изменению скорости счета на 2%, т.е. метод достаточно чувствителен.

Эффективность данного метода определяется использованием стандартной стационарной или переносной аппаратуры и очень небольшим количеством необходимого для анализа вещества. Время анализа составляет 1–2 минуты, применяется набор градуированных образцов с известным содержанием железа.

Настоящий метод в экспрессном режиме рекомендуется для практического использования при петрофизических анализах образцов пород.

Литература

1. *Белорай Я.Л., Горбунов В.Ф., Варик Ф.И., Костылев В.В., Неретин В.Д., Плюснин И.М.* Ядерно-физические методы оперативного анализа шлама. – М., 1984.

2. *Горшков Г.В.* Проникающие излучения радиоактивных источников. – М., 1967.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ И СОСТАВА СВН И ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СПОСОБОМ ПГВ

Ю.В. Ханипова, Ш.Г. Рахимова, М.И. Амерханов, О.М. Андриянова

Институт «ТатНИПИнефть»

В ходе работ по разработке Ашальчинского месторождения с применением парогравитационного воздействия (ПГВ) на пласт, которые ведутся в ПАО «Татнефть» с 2006 года, институтом «ТатНИПИнефть» проводится постоянный мониторинг режима работы скважин, а также отбор проб и анализ свойств и состава добываемой жидкости, в связи с чем накоплена обширная база данных по исследованию сверхвязкой нефти и попутно добываемой воды.Предварительный анализ показал, что практически каждая скважина Ашальчинского месторождения обладает уникальными свойствами нефти и воды, которые изменяются в ту или иную сторону в зависимости от взаимовлияния скважин, воздействия пара и т.д.

На 20.11.2014 на Ашальчинском месторождении в эксплуатации находилось 35 парных горизонтальных скважин, разрабатывающих залежи сверхвязкой нефти (СВН) с использованием технологии парогравитационного воздействия (ПГВ). Для контроля и регулирования процесса ПГВ сотрудниками института «ТатНИПИнефть» ведется постоянный мониторинг скважин и периодический отбор проб сверхвязкой нефти (СВН) и попутно добываемой воды. На данный момент на анализ поступали пробы воды, отбираемые с 35 скважин (7 из них пароциклические), из 26 скважин отбирались пробы СВН. За 2006–2014 гг. отобрано и проанализировано 2491 проба попутно добываемой воды и 668 проб СВН. У анализируемых проб нефти определялись следующие параметры: плотность, динамическая вязкость, коэффициент светопоглощения нефти (Ксп), содержание в нефти серы, смол и асфальтенов.

Для определения факторов, влияющих на свойства нефти в процессе паротепловой обработки, проведен статистический анализ изменения параметров сверхвязкой нефти во времени, с использованием двустороннего знакового критерия тренда Кокса и Стюарта [1], и корелляционный анализ, показывающий наличие и характер зависимости между сравниваемыми параметрами.

Статистическому анализу подвергли пробы СВН из 6 скважин (№№ 230, 232, 240, 15210, 15020, 15042, 15040)и пробы попутно добываемой воды из 15 скважин (№№ 230, 232, 240, 15210, 15020, 15042, 15040, 15038, 15044, 15078, 15068, 15090, 15014, 15024, 15022), имеющих наибольшее количество исследованных проб СВН и попутно добываемой воды за весь период разработки месторождения (всего 597 проб нефти и 2422 проб воды). Из них в трех скважинах (№№ 230, 232, 240) отбор проб идет с наклонного и вертикального устьев (в скважине № 232 отбор проб СВН ведется только с наклонного устья). Скважины с выходом на дневную поверхность (№№ 230, 232, 240) имеют наиболее длительную историю эксплуатации.

Возрастающий тренд вязкости нефти наблюдается у продукции следующих скважин: № 230 (наклонное устье), № 230 (вертикальное устье), № 232 (наклонное устье), № 15042 и № 15040. Вязкость и плотность нефти являются связанными параметрами, однако одновременно возрастающий тренд и по вязкости, и по плотности нефти наблюдается только у нефти, отобранной как с наклонного, так и вертикального устья скважины № 230. Возможно, это результат изменения состава нефти в процессе эксплуатации месторождения.

Также было исследовано изменение вязкости обезвоженной СВН от температуры. Наибольшее различие в вязкости СВН наблюдается при пластовых условиях, что соответствует температуре 8°С, и говорит о неоднородности свойств СВН по месторождению. Снижение вязкости неньютоновских жидкостей, к которым относятся СВН, при увеличении температуры связано с изменением структурированности системы – разрушением структурных связей, надмолекулярных структур. Проведя достаточно широкий анализ статистически накопленных данных, мы попытались построить, так называемую «карту вязкости», Ашальчинского месторождения, чтобы наглядно показать выявленную неоднородность СВН (рисунок 1). Данная карта построена исходя из средних значений вязкости, измеренной при 20°С по каждой скважине [2].

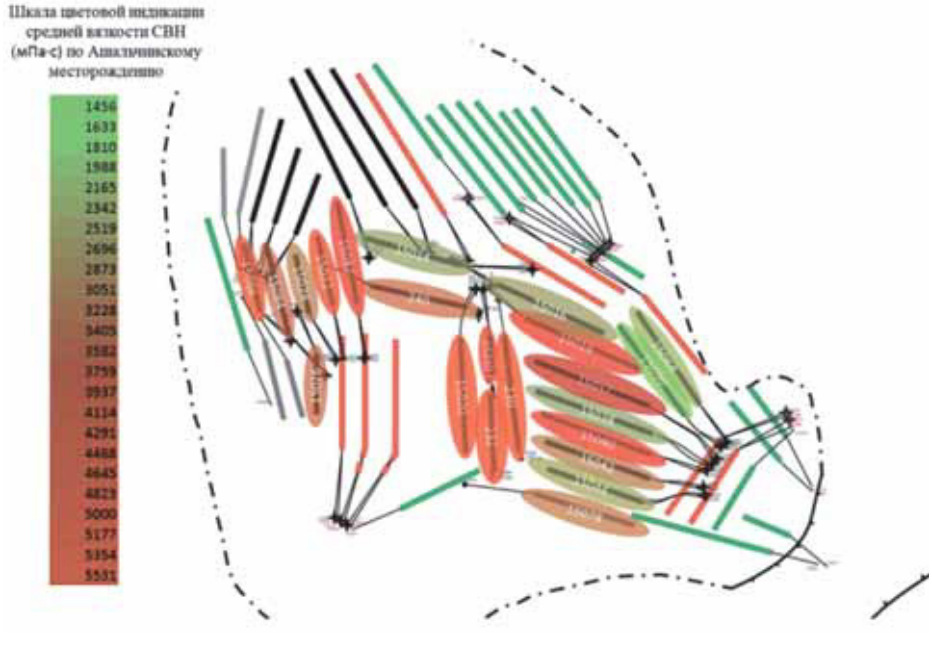


Рис. 1. Условная карта вязкости Ашальчинского месторождения

Изменение свойств нефти по залежи обусловлено изменением ее состава. Компонентами нефти, наиболее сильно влияющими на плотность, вязкость, коэффициент светопоглощения, являются асфальтены и смолы.

Проведенный статистический анализ СВН Ашальчинского месторождения на содержание в ней асфальтенов, смол и серы показал, что у большинства проб нефти наблюдаются убывающий тренд изменения содержания асфальтенов и серы и, напротив, возрастающий тренд параметра, характеризующего содержание смол в СВН. Наличие убывающего тренда параметра «содержание асфальтенов в СВН» можно объяснить низкой фазовой устойчивостью асфальтенов к осаждению. Поэтому снижение содержания асфальтенов во времени можно объяснить частичным выпадением асфальтенов в пласте и на деталях оборудования.

При значительном содержании в нефти асфальтенов нефть приобретает свойства неньютоновских жидкостей вследствие возникновения в ней пространственной структуры, образованной коллоидными частицами асфальтенов и смол. С возрастанием концентрации асфальтенов предельное динамическое напряжение сдвига увеличивается.

Для того чтобы выявить наличие связи между вязкостью нефти Ашальчинского месторождения и содержанием в нефти асфальтенов/смол/серы и проведен корреляционный анализ этих параметров.Так, статистически значимо наличие положительной связи между вязкостью сверхвязкой нефти и содержанием в ней асфальтенов. Однако такая зависимость отмечается только по одной двухустьевой скважине № 240 (вертикальное и наклонное устья). Наблюдается возрастающий тренд содержания смол в нефти.По результатам корреляционного анализа имеется прямая зависимость между параметрами содержание смол и вязкость нефти скважины № 230 (накл. устье) и скважины № 230 (вертикальное устье).

СВН Ашальчинского месторождения относится к высокосернистой нефти (содержание серы в нефти более 2,0 %), поэтому также проведен статистический анализ параметра «содержание серы» в СВН.В условиях повышенных температур происходит не только превращение нефтяных углеводородов в смолистые и асфальтовые вещества и превращение смолистых веществ в асфальтены при окисляющем действии кислорода [3], но и разложение сложных сернистых соединений с выделением сероводорода. Свободная сера при продолжительном взаимодействии с углеводородами при нагревании образует сероводород. Такие преобразования серы в углеводородах под действием высоких температур хорошо объясняют убывающий тренд параметра «содержание серы» в СВН. Сера является достаточно мощным агентом, вызывающим явления гидрогенизации и полимеризации. Из этого следует, что с возрастанием содержания серы в нефти, вязкость нефти также должна увеличиваться. Однако по результатам парной корреляции вязкость нефти/сера можно сказать о наличии обратной зависимости у большинства анализируемых скважин. Статистически значимо обратную зависимость сера/вязкость нефти имеет нефть скважин № 230 (наклонное устье), № 232 (наклонное устье), № 15040. Зависимость параметров «содержание серы» в нефти и вязкость нефти скважины № 15020 прямая.

Обратную зависимость вязкости нефти от содержания серы объясняет убывающий тренд параметра «содержание асфальтенов в нефти» у тех же скважин (основное количество серы сконцентрировано в асфальтенах). Концентрирование серы в основном в асфальтенах также объясняет зависимость Ксп от содержания серы, которая имеет прямой характер у нефти скважин № 230 (наклонное устье) и № 15042, в меньшей степени у нефти скважин № 15210 и № 15020.

Обобщая результаты временных трендов и корреляционного анализа, можно сделать следующий вывод: за время эксплуатации скважин №№ 230, 232, 240 (вертикальное устье) и № 15040 наблюдается повышение вязкости нефти с одновременным снижением содержания асфальтенов. По остальным скважинам тренд по асфальтенам не установлен. Возможно, это связано с тем, что они начали эксплуатироваться гораздо позже, и по ним еще не накоплен достаточный статистический материал. По двухустьевым скважинам наблюдается общая тенденция – увеличение содержания смол в нефти в процессе разработки Ашальчинского месторождения. Осмоление нефти, возможно, объясняется более интенсивным прогревом пласта при закачке пара через двухустьевые скважины, по сравнению с закачкой пара через одноустьевые скважины. По одноустьевым скважинам идет разброс результатов, тренд пока не установлен. Практически по всем скважинам наблюдается снижение содержания серы в добываемой нефти за наблюдаемый период.

В рамках данной работы исследован также большой статистический материал анализа проб попутно добываемой воды.

Минерализация попутно отбираемой воды Ашальчинского месторождения может изменяться в интервале от 1 до 7 г/л в зависимости от стадии разработки залежи высоковязкой нефти и режима работы скважины. Таким образом, от объема закачиваемого пара, а также от интенсивности отбора жидкости зависят свойства попутно добываемой воды, а именно водородный показатель pH, плотность, окислительно-восстановительный потенциал Eh и количественный ионный состав воды.

Исследуемая попутно добываемая вода из скважин Ашальчинского месторождения относится к гидрокарбонатно-натриевому типу по классификации В.А. Сулина [4]. Величина минерализации попутно добываемой воды имеет тенденцию к снижению по всем анализируемым скважинам(вследствие закачки пара происходит опреснение пластовой воды). Исключение составляют скважины №№ 232 (вертикальное устье) и 15014, параметр «общая минерализация» которых имеет возрастающий тренд. С вертикального устья скважины № 232 ведут откачку только пластовой воды с малой долей содержания сконденсированного пара; скважина № 15014 имеет не столь дли-

тельную историю эксплуатации (с 2013 года). Не установлен тренд параметра «общая минерализация» воды скважины № 15078. Данная скважина является пароциклической, поэтому динамика изменения минерализации попутно добываемой воды изменяется скачкообразно, циклически (рисунок 2).

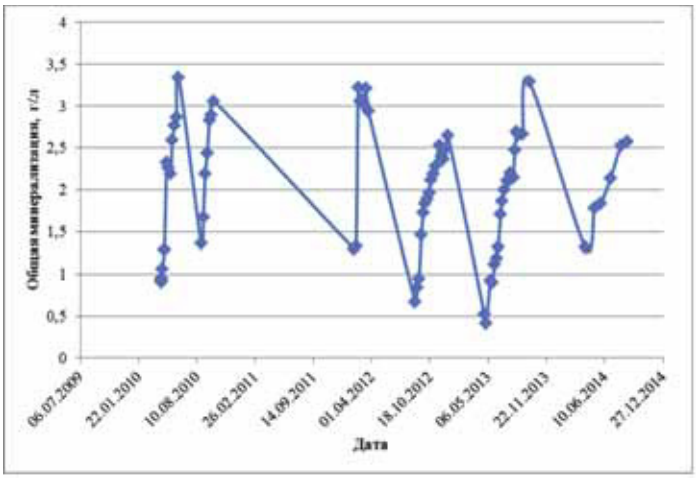


Рис. 2. Динамика изменения общей минерализации попутно добываемой воды скважины № 15078 (пароциклическая)

Анализ воды с окружающих (наблюдательных скважин) показал, что содержание иона Ca^{2+} достигает 1 г/л, а максимальная общая минерализация более 20 г/л. Максимальное содержание иона Ca^{2+} в исследуемой воде добывающих скважин Ашальчинского месторождения не превышает 0,25 г/л при максимальной общей минерализации не более 6,7 г/л. Низкая концентрация иона Ca^{2+} объясняется малой растворимостью его сернокислых и особенно углекислых солей, выпадающих в виде $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ и $CaCO_3$ при увеличении минерализации воды. На содержание в воде Ca^{2+} также влияет температура, с увеличением которой растворимость солей кальция снижается.

В процессе разработки Ашальчинского месторождения методом парогравитационного воздействия наблюдается образование отложений неорганических солей, в частности карбоната кальция (кальцита) $CaCO_3$, являющихся одной из причин отказа оборудования. Осадкообразующими ионами при этом являются: катион Ca^{2+} и анионы HCO^-_3 и CO^{2-}_3. От их концентрации и зависит количество образующегося осадка карбоната кальция. Растворимость карбоната кальция с увеличением температуры снижается и увеличивается возможность выпадения $CaCO_3$ в осадок. На растворимость карбоната кальция существенное влияние также оказывает содержание в воде растворенного углекислого газа (CO_2). Содержание CO_2 косвенно можно оценить измерением водородного показателя воды (pH).

По результатам проверки временных рядов установлен возрастающий тренд содержания иона кальция в попутно добываемой воде скважин № 232 (наклонное, вертикальное устья), № 230 (наклонное, вертикальное устья), № 240 (вертикальное устье). Убывающий тренд содержания иона кальция установлен для попутно добываемой воды скважин №№ 15038, 15042, 15044, 15078. У остальных скважин тренды не установлены. Интересно отметить, что возрастающий тренд содержания иона кальция характерен только для воды, добытой из двухустьевых скважин, имеющих наиболее длительную историю эксплуатации (6–8 лет).

Увеличение содержания в воде ионов кальция за время эксплуатации двухустьевых скважин можно объяснить более интенсивным и обширным по охвату прогревом пласта, которое приводит к термохимическим реакциям компонентов нефти с образованием CO_2. В присутствии CO_2происходит растворение карбоната кальция, что влечет увеличение содержания ионов Ca^{2+} в попутно-добываемой воде. Но в то же время, как видно из результатов, для двухустьевых скважин наблюдается обратная зависимость – происходит рост содержания ионов Ca^{2+} при уменьшении общей минерализации. Увеличение концентрации ионов Ca^{2+} происходит до порогового значения, после которого начинается осаждение карбоната кальция из раствора, что ведет к снижению общей минерализации. Процесс растворения карбоната и его осаждения может происходить одновременно, на смещение этого равновесия оказывают влияние температура и pH среды.

Водородный показатель pH попутно добываемой воды скважин Ашальчинского месторождения изменяется в достаточно широком диапазоне: от кислотных до слабощелочных свойств (5,93–9,28). Установлен возрастающий тренд pH попутно добываемой воды для скважин № 232 (вертикальное устье), № 240 (наклонное, вертикальное устья), №№ 15038, 15042, 15044, 15210, 15040, 15068, 15090, 15024, 15022. Убывающий тренд параметра pH воды определен для скважин № 232 (наклонное устье), № 230 (вертикальное устье). Из полученных результатов можно сделать вывод о преимущественной возрастающей динамике изменения pH попутно добываемой воды, т.е. вода становится более щелочной. Динамика изменения параметра pH попутно добываемой воды пароциклической скважины № 15078, как и параметр «общая минерализация», носит скачкообразный характер (проявляется цикличность) (рисунок 3).

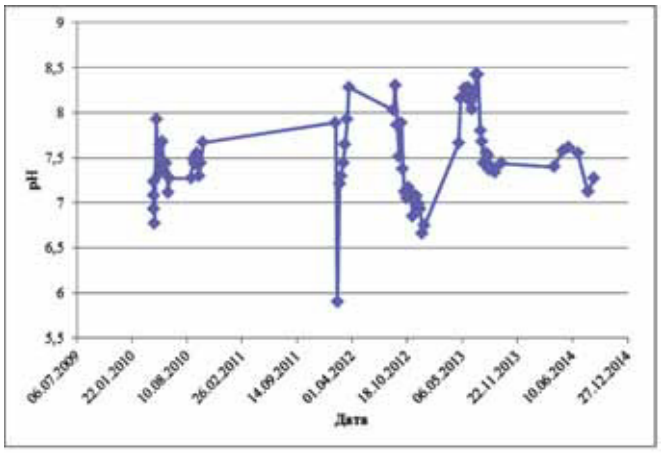


Рис. 3. Динамика изменения pH попутно добываемой воды скважины № 15078 (пароциклическая)

По мере увеличения pH и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается [5]. Наиболее четко прослеживается прямая взаимосвязь между значением pH и содержанием CO_3^{2-} в воде, т.е. параметр pH воды более чувствителен к наличию в воде иона CO_3^{2-} и чем больше содержание карбонат иона, тем выше pH. С немного меньшей точностью можно утверждать, что обратная взаимосвязь обнаруживается между pH и гидрокарбонат-ионом, причем точность уменьшается, если рассматривать только те пробы, в которых содержался карбонат ион наряду с гидрокарбонат-ионом.

Однако, кроме разбавления попутно добываемой воды сконденсированным паром и наличия растворенных в воде солей, влияние на pH воды оказывает растворенный в воде сероводород H_2S. В пяти из девяти случаев наблюдается обратная зависимость pH/H_2S. Факторами, влияющими на содержание H_2S, могут быть сильная загрязненность пробы и, следовательно, большая длительность фильтрации воды при подготовке ее к анализу.

Заключение

На основе проведенного статистического анализа данных по лабораторному исследованию проб нефти выявлены основные изменения свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения, происходящие в процессе паротеплового воздействия за все время разработки:

– установлен возрастающий тренд увеличения плотности нефти в процессе разработки в 6 из 9 исследованных скважин;

– наблюдается возрастающий тренд увеличения вязкости в 5 из 9 исследованных скважин;

– установлен убывающий тренд содержания серы в нефти в ходе эксплуатации в 8 из 9 исследованных скважин;

– с доверительной вероятностью установлен убывающий тренд содержания асфальтенов в нефти, добываемой из двухустьевых скважин;

– с высокой доверительной вероятностью определен возрастающий тренд содержания смол в нефти, добываемой из двухустьевых скважин.

Сопоставляя результаты проверки временных рядов исследуемых параметров нефти и результаты корреляционного анализа можно заключить, что практически по всем скважинам наблюдается снижение содержания серы в добываемой нефти за наблюдаемый период. Этот факт возможно объясняется тем, что сера в составе асфальтенов выпадает в осадок и откладывается либо в порах пласта, либо на нефтяном оборудовании или превращается в сероводород и также удаляется из нефти.

Можно заключить, что в процессе паротеплового воздействия происходит рост содержания смол в нефти с одновременным снижением содержания асфальтенов и серы. Процесс осмоления нефти, видимо, превалирует, поскольку растет вязкость нефти. Причиной снижения содержания асфальтенов и серы в процессе разработки данного месторождения СВН могут быть: либо растворение асфальтенов в смолах, либо выпадение асфальтенов в осадок. Для достоверного ответа необходимо проведение более тонких исследований с применением спектральных методов анализа нефти.

Выявлены основные факторы, влияющие на свойства попутно добываемой воды в процессе паротеплового воздействия на СВН Ашальчинского месторождения. Определяющими параметрами, влияющими на свойства попутно добываемой воды, являются режимы работы скважин (объемы закачки пара и отбора продукции) и температура (измеряется на устье скважины).

Установлено, что с начала разработки до настоящего времени:

– изменение общей минерализации имеет убывающий тренд (т.е. идет опреснение пластовой воды) практически по всем скважинам;

– содержание ионов кальция в попутно добываемой воде меняется неоднозначно: по двухустьевым скважинам наблюдается возрастающий тренд, а по одноустьевым скважинам убывающий тренд содержания Ca^{2+};

– практически по всем скважинам происходит возрастание водородного показателя (pH) попутно добываемой воды, т.е. происходит ощелачивание воды;

– водородный показатель воды возрастает с увеличением содержания карбонат-иона и снижается с увеличением содержания гидрокарбонат-иона и H_2S.

Учитывая, что временной тренд изменения pH воды возрастает, в процессе разработки увеличивается содержание карбонат-ионов в воде и увеличивается риск отложения карбонатов на нефтяном оборудовании.

Проведенные исследования показали, что в процессе паротеплового воздействия на СВН Ашальчинского месторождения происходят заметные изменения в составе и свойствах нефти и попутно добываемой воды. Некоторые из этих изменений, такие как осмоление нефти и ощелачивание воды, могут отрицательно повлиять на процесс добычи нефти. Для предотвращения этих явлений необходимо повысить качество и обоснованность принимаемых решений по усовершенствованию разработки Ашальчинского месторождения СВН с применением технологии парогравитационного воздействия, и продолжить дальнейший мониторинг режимов работы скважин, а также отбор и анализ проб добываемой нефти и воды.

Литература

1. *Закс, Л.* Статистическое оценивание [Текст] / пер. с нем. В.Н. Варыгина; под ред. Ю.П. Адлера, В.Г. Горского. – М: Статистика, 1976. – 598 с.

2. Исследование изменения свойств и состава сверхвязкой нефти в процессе разработки Ашальчинского месторождения методом парогравитационного воздействия [Текст] / Ю.В. Ханипова, М.И. Амерханов, О.М. Андриянова: материалы международ. науч.-практич. конфер. – Казань, 3–4 сентября 2014. – Казань: Изд-во «Фэн», 2014. – С. 362–368.

3. *Бурдынь, Т.А.* Химия нефти, газа и пластовых вод [Текст] / Т.А. Бурдынь, Ю.Б. Закс. – М.: Недра, 1975. – 215 с.

4. *Ансберг, Е.А.* Практикум по общей гидрогеологии [Текст] / Е.А. Ансберг, В.П. Боровицкий, Ш.Ф. Бутц, В.С. Самарина; под ред. В.С Самариной. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1965. – 232 с.

5. *Федоренко, В.И.* Физико-химические свойства воды как основа для технологических расчетов мембранных систем водоподготовки [Текст]/ В.И.Федоренко // журн. ВИНИТИ. Сер. Критические технологии. Мембраны. – 2002. – № 16. – С.28–38.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ДЛЯ ПОИСКОВ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

Р.Г.Ханнанов, А.Р.Якупов, И.М.Мухаметвалеев

ПАО «Татнефть», НГДУ «Бавлынефть»

Введение

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТП НГП) расположена на северо-востоке Европейской части России. В тектоническом плане она соответствует Печорской эпибайкальской плите и примыкающему к ней перикратону, ныне перекрытому образованиями Предуральского и Предпайхойско-Предновоземельского краевых прогибов, Западной и Центральной структурными зонами Урала и Пай-Хоем.

Тимано-Печорский осадочный бассейн является уникальным образованием по сложности строения и эволюции. Он охватывает крупную область земной коры континентального типа, для которой характерно накопление закономерного ряда осадочных формаций, отражающих последовательность тектонического развития – от преобладания связанного с растяжением активного прогибания, сопровождаемого обширными морскими трансгрессиями, до вызванных общим сжатием инверсий и горообразования. В разрезе осадочного чехла выявлены почти все известные типы залежей как по разнообразию ловушек и коллекторов, так и по характеристикам углеводородов. Диапазон нефтегазоносности охватывает интервал от верхнепротерозойских до среднетриасовых отложений с глубинами залегания залежей от 150 м до 5 км. Такое разнообразие при условии выявления основных закономерностей геологического строения региона позволяет надеяться на открытие еще значительного количества месторождений.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

1.1. Тектоническое строение

Большинством исследователей в пределах территории провинции выделяются следующие категории тектонических структур (рис.1.1):

Региональные (крупнейшие):

– Печорская эпибайкальская плита;
– Предуральский краевой прогиб;
– Предпайхой-Предновоземельский передовой прогиб;
– Пайхой-Новоземельская раннекиммерийская складчатая система;
– Уральская герцинская складчатая система.

Надпорядковые (в пределах Печорской плиты):

– Тиманский кряж;
– Ижма-Печорская синеклиза;
– Печоро-Колвинский авлакоген.

Самостоятельные тектонические элементы I порядка:

– Малоземельско-Колгуевская моноклиналь;
– Хорейверская впадина;
– Варандей-Адзьвинская структурная зона.

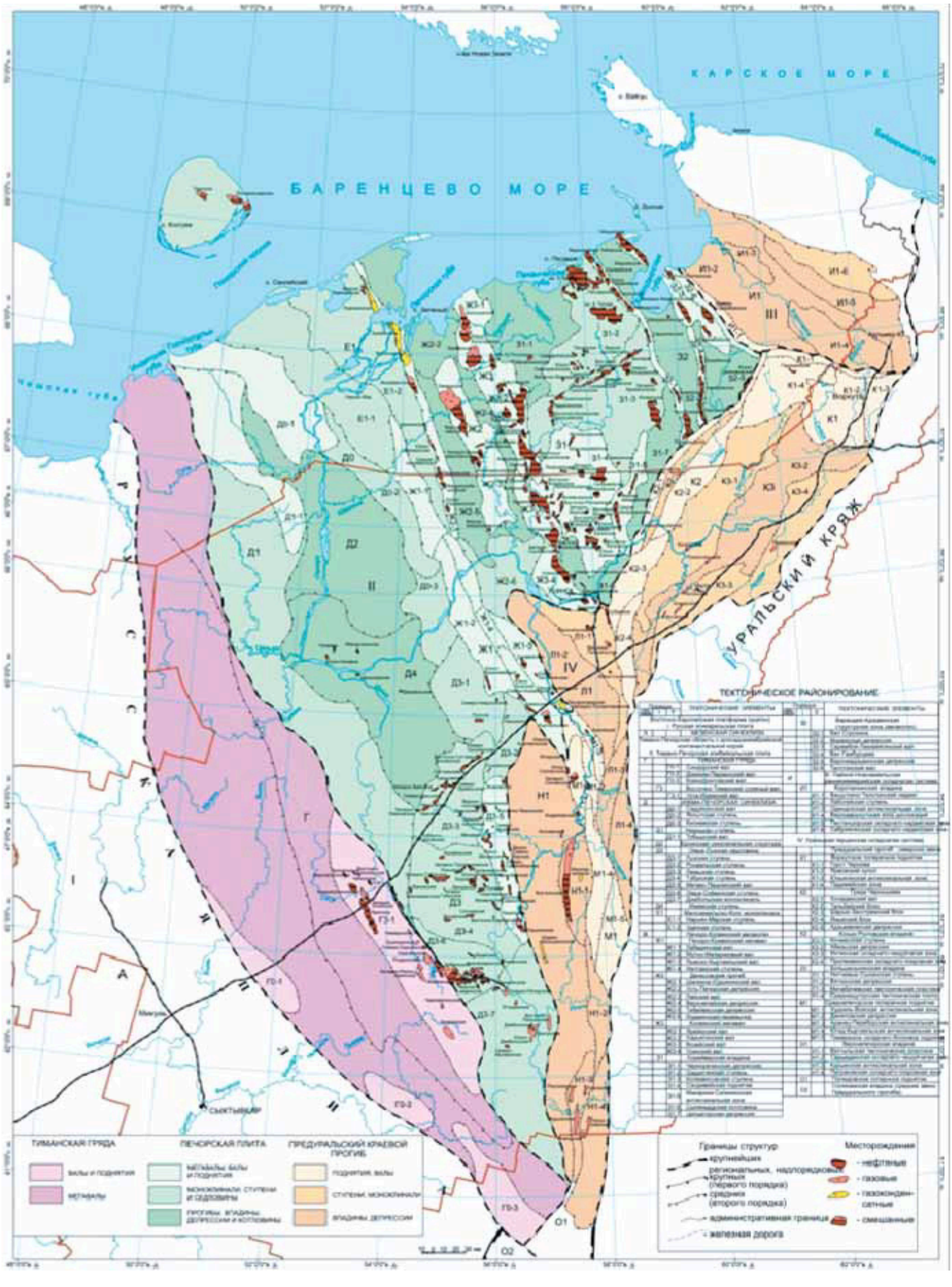


Рис. 1.1. Тектоническая карта Тимано-Печорского НГП

1.2. Структурно-формационная и геохимическая характеристики комплексов пород осадочного чехла

1.2.1. Структурно-формационная характеристика

В составе осадочного чехла ТП НГП выделяется ряд структурно-формационных комплексов (СФК), отделенных друг от друга региональными перерывами (рис. 1.2, табл. 1.1). Формационный анализ, с одной стороны, дает представления о вещественном и фациальном составе геологических тел, слагающих осадочный чехол нефтегазоносных регионов, а с другой – отражает динамику этого режима и направленность геотектонического развития нефтегазоносного региона и его частей.

В строении платформенного комплекса ТП НГП преобладают платформенные формации, объем орогенных формаций Предуральского краевого прогиба составляет около 6% от общего объема формаций региона. При выделении и классификации платформенных формаций в качестве основного признака принимается вещественный состав, или преобладающий набор пород, в сумме дающий до 75–80%. Порода, присутствующая в количестве менее 25–20%, как правило, не должна учитываться, так как в противном случае теряется смысл формационного анализа из-за подавления основных закономерностей мелкими деталями. Это не относится к таким породам, как каменный уголь или соль, поскольку даже небольшое их присутствие может явиться одним из характерных признаков формации.

Другим существенным признаком при выделении формаций является их внутреннее строение: взаимоотношения фаций, форма тел, слагающих формации, характер переслаивания пород, их ритмичность и т. д.

Вендско-нижнекембрийский СФК, образование которого обусловлено позднебайкальским этапом тектогенеза, по вещественным и структурно-формационным признакам соответствует валдайско-балтийским отложениям Русской плиты. СФК представлен красноцветной, реже сероцветной, песчаной и песчано-глинистой формациями. Наличие формаций этого СФК предполагается в пределах Предуральского прогиба.

Нижнеордовикский СФК, связанный с движениями раннекаледонского этапа тектогенеза, представлен терригенными, в значительной мере красноцветными отложениями седьельской и нибельской свит.

Накопление кварцевых песчаников седьельской свиты, представляющих собой красноцветную олигомиктовую субформацию, происходило за счет выноса реками кварцсодержащих пород карелид Восточно-Европейской платформы.

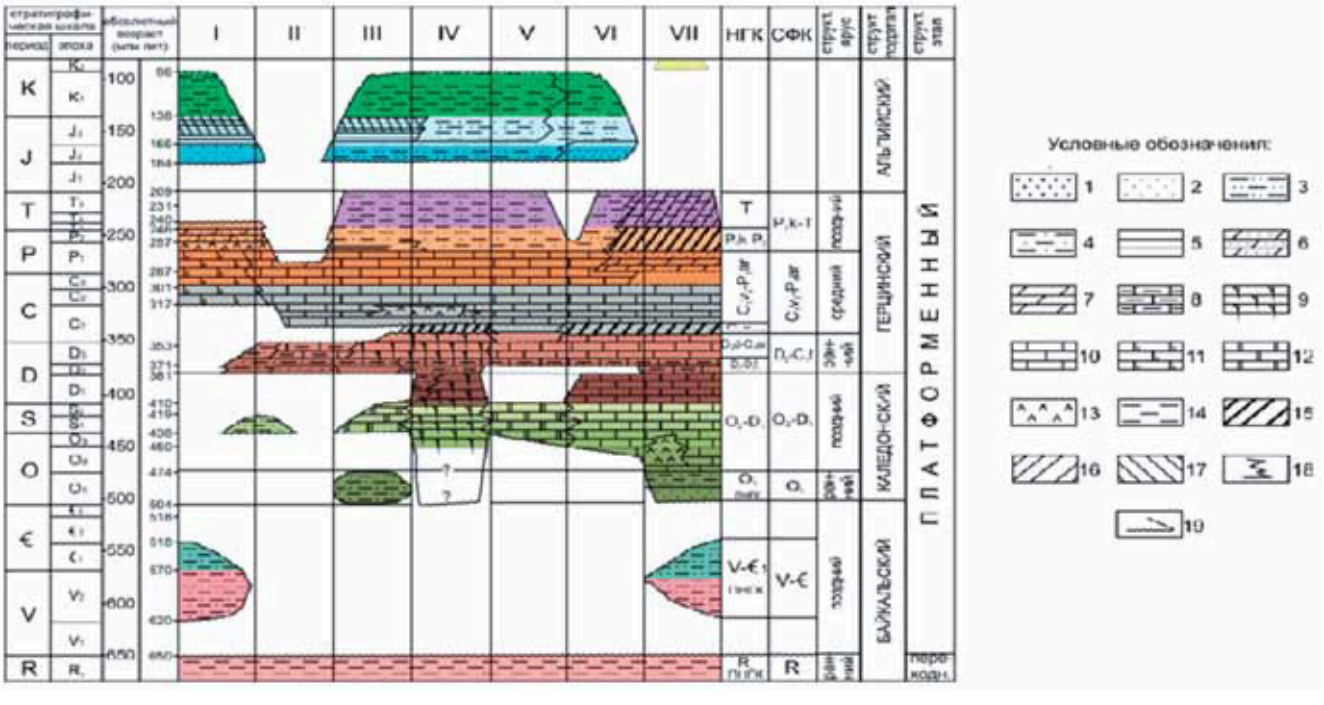


Рис. 1.2. Литолого-формационный разрез платформенного комплекса Тимано-Печорского геоблока (по [10] с изменениями)

Условные обозначения к рис. 2.2:

1 – глинисто-песчаная морская моласса; 2–13 – формации: 2 – песчаная, 3 – глинисто-песчаная, 4 – песчано-глинистая, 5 – глинистая, 6 – мергельно-песчаная, 7 – мергельная, 8 – глинисто-известняковая, 9 – мергельно-известняковая, 10 – известняковая, 11 – доломито-известняковая, 12 – доломитовая, 13 – сульфатно-доломитовая; 14 – песчано-сланцевая и сланцевая формации верхней части рифейского комплекса; 15 - угленосные песчано-глинистая и глинисто-песчаная формации; 16 – слабо угленосные формации; 17 – сланценосные формации; 18 – границы формаций; 19 – поверхности размыва на границах СФК.Геоблоки: I – Кольско-Мезенский геоблок (восточная часть), II – Тиманскиймегаблок, III – Ижма-Печорский мегаблок, IV – Печоро-Колвинскиймегаблок, V – Большеземельский мегаблок, VI – Варандей-Адзьвинский блок, VII – Косью-Роговской блок

Таблица 1.1

Структурно-формационное деление осадочного чехла Тимано-Печорской НГП

Циклы тектогенеза	Структурные этажи (стадии развития)	Структурные подэтажи (этапы развития)	Формации	Субформации	Нефтегазоносные комплексы (НГК)	Нефтегазоносные подкомплексы (НГПК)
Среднепалеозойско-раннемезозойский (герцинский)	Верхнеартинско-триасовый (позднегерцинский)		Сероцветно-красноцветная верхняя молассовая верхнепермско-триасовая P_2-T	Красноцветно-пестроцветная триасовая T Угленосная верхнепермская P_2 Сероцветно-красноцветная прибрежно-морская и лагунно-континентальная верхнепермская P_2	Триасовый терригенный T Верхнепермский терригенный P_2	
			Сероцветная нижняя молассовая артинско-кунгурская P_1ar-k	Угленгосно-терригенная кунгурская P_1k Терригенно-карбонатно-галогенная кунгурская P_1k	Нижнепермский галогенно-карбонатно-терригенный $P_1ar_{терр.}$-P_1k	Кунгурский терригенно-карбонатно-галогенный P_1k
	Нижневизейско-нижнеартинский (среднегерцинский)		Карбонатная верхневизейско-нижнепермская C_1v_2-P_1карб.	Нижнепермская мергелистая ассельско-сакмарская (сезымская) P_1a-P_1s Нижнепермская рифогеннаяассельско-нижнеартинская P_1a-P_1ar_1	Верхневизейско-нижнепермский карбонатный C_1v_3-P_1карб.	Нижнепермский карбонатный P_1a-$P_1ar_{карб.}$
						Окско-верхнекаменно-угольный карбонатный C_1ok-C_3
			Угленосно-терригенная нижне-верхневизейская C_1v_{1-2}		Нижне-средневизейский терригенный C_1v_{1-2}	
	Среднедевонско-турнейский (раннегерцинский)	Нижнефранско (джъерско)-турнейский	Терригенно-карбонатная среднефранско-турнейскаяD$_3$f$_2$-C$_1$t$_1$	Карбонатно-терригеннаяклиноформного заполнения D_3fm-C_1t	Доманиково-турнейский карбонатный D_3dm-C_1t	Карбонатно-терригенный D_3fm-C_1t
				Доманикоидная относительно глубоководного шельфа D_3dm-C_1t ?		Доманикоидный D_3dm-C_1t
				РифогеннаяD$_3$dm-C$_1$t ?		РифогенныйD$_3$dm-C$_1$t
				Сульфатно-терригенно-карбонатная мелководно-шельфовая D_3f_2-C_1t		Карбонатный D_3dm-C_1t
			Эффузивно-терригенная нижнефранскаяподдоманиковаяD$_3$f$_1$	Терригенная грабеновая D_2-D_3f_1	Среднедевонско-нижнефранский (поддоманиковый) терригенный D_2-D_3sr	Нижне-среднефранский эффузивно-карбонатно-терригенный D_3f_{1-2}
		Среднедевонско-нижнефранский (франский)	Сероцветнаяолигомиктовая терригенная среднедевонско-нижнефранскаяD$_2$-D$_3$f$_1$	Карбонатно-терригенная автохтонная D_{2-3} Глинисто-песчаниковая аллохтонная D_{2-3}		Среднедевонско-нижнефранский терригенный D_2-D_3f
Раннеполеозойский (каледонский)	Ордовикско-нижнедевонский (каледонский)	Среднеордовикско-нижнедевонский	Терригенно-карбонатная среднеордовикско-нижнедевонская O_2-D_1	Терригенно-сульфатно-карбонатная D_1 Известково-доломитовая S Галогенно-терригенно-карбонатная O_{2-3} Сероцветная песчано-глинистая O_2	Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный O_2-D_1	Нижнедевонский терригенно-сульфатно-карбонатный D_1 Силурийский карбонатный S Средне-верхнеордовикский галогенно-карбонатный O_{2-3}
		Верхнекембрийско-нижнеордовикский	Красноцветно-сероцветная терригенная верхнекембрийско-нижнеордовикская $\in_3$-O_1	Красноцветная олигомиктовая$\in_3$-O_1	Нижнеордовикский терригенный O_1	

Генезис пород нибельской свиты – сероцветной, песчано-глинистой субформации – связывается с интенсивным размывом Палеотимана, сложенного метаморфическими сериями байкалид. Мощность этих прибрежно-морских и в большей степени лагунно-континентальных отложений колеблется от нескольких метров до 1 км.

Распространение их ограничено Ижма-Печорской синеклизой и Хорейверской впадиной, где данными отложениями заполнены палеопрогибы эпибайкальской плиты.

Среднеордовикско-нижнедевонский СФК, соответствующий проявлению позднекаледонского тектогенеза, представлен карбонатными образованиями. Нижняя часть СФК объединена в галогенно-терригенно-карбонатную субформацию средне-верхнего ордовика, состоящую преимущественно из морских пород.

На Кочмесской и Ярвожской площадях Косью-Роговской впадины галогенная часть разреза представлена каменной солью (вскрытая мощность 100–500 м). Мощность субформации меняется от 100 м на западе до 800 м на востоке.

Известняково-доломитовая субформация распространена практически на всей территории бассейна и по возрасту соответствует силуру. Для отложений характерно присутствие кораллово-строматопоровых и водорослево-строматопоровых известняков. Мощность субформации изменяется от 700 м до 1,5 км.

Завершает разрез СФК терригенно-сульфатно-карбонатная субформация нижнего девона мощностью от 1800 м до 0–500 м (на палеоподнятиях). Максимальная мощность зафиксирована в пределах Печоро-Колвинского авлакогена.

Среднедевонско-раннефранское (яранское) время **(среднедевонско-нижнефранский СФК)** характеризуется накоплением сероцветной олигомиктовой терригенной формации. На значительной части ТП НГП (за исключением Верхнепечорской, Косью-Роговской впадин и Печоро-Кожвинского мегавала) раннегерцинский этап начинается глинисто-песчаниковой аллохтонной субформацией, сложенной преимущественно кварцевыми песчаниками и алевролитами мощностью 100–400 м с наращиванием в сторону Уральского перикратона.

Латеральным продолжением формационного ряда является карбонатно-терригенная автохтонная субформация. По времени накопления обе субформации синхронны.

В особую грабеновую формацию выделяется мощная толща (до 1500 м) песчаников и алевролитов, приуроченная к Печоро-Кожвинскому мегавалу.

Формированием **нижнефранско (джьерско) – турнейского СФК** завершается ранний этап герцинского тектогенеза. В его объеме выделены две формации – эффузивно-терригенная нижнефранская поддоманиковая, наибольшие мощности которой наблюдаются в разрезах Печоро-Кожвинского мегавала и на северном Тимане и терригенно-карбонатная среднефранско-турнейская. Особое место в объеме формации занимают рифогенные образования, обозначенные особой субформацией, а также глинистые известняки и мергели Джебольской ступени и Верхнепечорской впадины, составляющие карбонатно-терригенную субформацию клиноформного заполнения.

Визейско-нижнеартинский СФК отвечает среднегерцинскому этапу тектогенеза. В основании СФК почти повсеместно залегает угленосно-терригенная нижнесредневизейская формация. Ее характерная особенность – наличие темно-серых до черных углистых глин (аргиллитов) иногда с маломощными прослойками углей. Мощность формации увеличивается с запада на восток от 20 до 300–350 м.

Вся вышележащая часть СФК характеризуется повсеместным развитием карбонатной формации поздневизейско-раннепермского возраста, в составе которой преобладают органогенно-обломочные или слоистые известняки с линзами кремней, включениями ангидрита, с подчиненными прослоями доломитов, а на уровне верейского горизонта с маломощными прослоями глин. Характерно наличие внутриформационных перерывов. Так, на отдельных участках из разреза выпадают отложения верхнего карбона или ассельского яруса. Мощности формации, занимающей почти всю территории провинции, довольно выдержаны и составляют 300–500 м, лишь в отдельных районах увеличиваясь до 600–800 м.

На западном склоне Урала визейско-каменноугольная часть сменяется формацией краевых поднятий, а нижнепермская и местами верхнекаменноугольная, соответственно – флишевой и сероцветной молассовой формацией. Между областью развития последних и слоистыми известняками карбонатной платформенной формации находится комплекс отложений, латерально включающий с запада на восток нижнепермские рифогенные известняки и относительно глубоководные депрессионные образования (сезымская свита), выделенные в самостоятельные субформации.

Толщина формации меняется от 2 км на Тимане до 1,3–1,5 км в Предуральском прогибе и на западном склоне Урала.

Верхнеартинско-триасовый СФК связан с позднегерцинским этапом, оказавшим наибольшее влияние на формирование структурного плана региона. В первую очередь тектонические движения этого этапа обусловили возникновение Уральской складчатой системы с образованием компенсационной структуры – Предуральского краевого прогиба, в котором отлагались весьма специфические формации.

Начинается разрез этого орогенного комплекса сероцветной нижней молассовой верхнеартинско-кунгурской формацией.

Формация представлена ритмичным чередованием песчаников, алевролитов, глин и каменных углей. Отложения формации мощностью до 2 км и более широко распространены во впадинах Предуральского прогиба. В Верхнепечорской впадине с этой формацией связана 900-метровая терригенно-карбонатно-галогенная субформация, включающая сульфатные и соленосные отложения кунгурского яруса. Другим спутником сероцветной мо-

лассы является широко распространенная в Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах угленосно-терригенная субформация воркутской серии, соответствующей по объему кунгурскому ярусу нижней перми.

Завершается формационный ряд СФК сероцветно-красноцветной верхней молассовой верхнепермско-триасовой формацией мощностью до 4 км. В Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах в позднепермскую эпоху продолжалось накопление угленосной субформации мощностью до 3,8 км. Наряду с пластами углей, углистых алевролитов и аргиллитов она содержит значительное количество грубообломочных пород – крупнозернистых песчаников, конгломератов и гравелитов. Западнее, в Хорейверской и Денисовской впадинах, накапливались терригенные отложения морского и лагунно-континентального генезиса.

Триасовый период характеризовался накоплением толщ моласс мощностью от 1 км в Верхнепечорской впадине до 4 км в Коротаихинской. Близкая обстановка седиментации наблюдалась в Денисовской и Хорейверской впадинах.

Среднеюрский СФК, залегающий с длительным стратиграфическим перерывом на триасовом, представлен в восточной части региона сероцветной песчаной формацией мощностью около 150 м. В западной части она сменяется глинисто-песчаной формацией мощностью около 100 м.

Верхнеюрский СФК в восточной половине региона представлен сероцветной песчано-глинистой формацией, в западной – глинистой формацией. Их мощности в зависимости от глубины предмелового размыва колеблются от 120 до 250 м.

Нижнемеловой СФК сложен слабо угленосной песчано-глинистой формацией. Ее максимальная мощность достигает 200 м.

Применяя формационный метод для решения задач нефтяной геологии, нужно иметь в виду, что ассоциации пород, слагающих формацию, помимо своего однотипного или близкого состава должны обладать и определенной общностью своих коллекторских и экранирующих свойств. Все это вместе взятое и характеризует особенности осадочной формации как природного резервуара. Соответственно определенный набор формаций, составляющий СФК, образовавшихся в течение определенной фазы тектонического развития, может рассматриваться в любом осадочном бассейне как потенциальный или реальный НГК.

Формационный состав отложений оказывает существенное влияние на характер и масштабы нефтегазоносности осадочного чехла. На примере Тимано-Печорского и других платформенных седиментационных бассейнов установлено, что наиболее продуктивными являются терригенные НГК, в которых преобладающее развитие имеют сероцветные морские песчано-глинистые формации. Среди карбонатных НГК наибольшим нефтегазовым потенциалом обладают комплексы, сложенные известняковой формацией, особенно вкупе с рифовой субформацией.

1.2.2. Геохимическая характеристика органического вещества

Геохимическое изучение горных пород и углеводородных флюидов, проводилось во ВНИГРИ, ВНИГНИ, МГУ, ТП НИЦ, Институте геологии Коми НЦ, а также в ряде других организаций. В табл. 1.2 приведены основные характеристики нефтегазоматеринских толщ, выделяемых Т. К. Баженовой в ТП НГП.

Далее рассматриваются фоновые изменения рассеянных геофлюидальных углеводородных систем и факторы, обусловливающие аномалии их состава с целью выявления характера реализации генерационного потенциала. Главной целью этого анализа является выявление общих и особенных условий реализации генерационного потенциала органического вещества (ОВ) в каждом из выделяемых в ТП НГП нефтегазоносных комплексов (НГК).

Изучение влияния интенсивности катагенеза исходного ОВ на реализацию его генерационного потенциала создает основу для рассмотрения эволюции различных типов ОВ в нефтегазоносных комплексах ТП НГП и определения характера генерации УВ. Закономерности химического состава битумоидов, обусловленные степенью катагенной преобразованности и реальным положением границ зон катагенеза в осадочном чехле, отражают темп генерационных процессов и интенсивность эмиграции. В итоге определяется глубинное положение границ главной зоны нефтеобразования для нефтегазоматеринских пород (НГМП) различного возраста, содержащих ОВ разных генетических типов (табл. 1.3).

Совместный анализ зональности распределения ОВ различного фациально-генетического типа, его битуминологических показателей и уровня катагенетического преобразования ОВ, изученных для разреза осадочного чехла ТП НГП, позволяет определить пространственное положение очагов нефтегазогенерации и охарактеризовать их по масштабу генерационных процессов, характеру флюида, типу катагенетической зональности, возрасту материнских толщ и степени их термической преобразованности. Геохимические корреляции «нефть–органическое вещество» и «нефть–нефть», выполненные по биомаркерам углеводородного и неуглеводородного характера, а также палеотектонический анализ дают возможность для обозначения зон нефтегазонакопления, генетически связанных с выделенными очагами генерации (ОГ) и нефтегазоматеринскими толщами в их пределах. Характеристика системы очагов генерации и примеры связанных с ними залежей УВ приведены в табл. 1.4.

В качестве наиболее крупных зон генерации выделяются надочаговые образования крупного ранга – Северная и Южная, представляющие собой ассоциации смежных очагов нефтегазообразования. В северную зону входят Северо-Колвинский и Баренцевоморский очаги генерации, в южную – Ижма-Печорский, Джебольский, Верхнепечорский и Печоро-Кожвинский ОГ. Менее крупными очагами второго ранга являются Варандей-Адзьвинский и Косью-Роговской. К локальным очагам третьего ранга относятся Хорейверский и Большесынинский.

Таблиц 1.2

Основные характеристики нефтегазоматеринских толщ

Тимано-Печорской НГП (по Т.К.Баженовой)

№№п/п	Возраст	Мощность, м	Диапазон концентраций ОВ Снк, %		Основные генетические типыОВ
			на породном уровне	на формационном уровне (осредненное)	
1	S1	20-200	0.1-1.05	0.15-0.6	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо-сапропелиты
2	S2	50-300	0.1-2.06	0.15-0.55	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо-сапропелиты
3	D1	100-1000	0.1-13.16	0.25-1.50	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо-сапропелиты, гумито-сапропелиты
4	D2	20-200	0.1-2.36	0.25-1.5	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо-сапропелиты, гумито-сапропелиты
5	D3tm-sr	20-200	0.2-4.07	0.2-1.2	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо-сапропелиты, гумито-сапропелиты
6	D3dm	10-100	0.11-23.66	0.8-5.50	Альгозоогенные сапропелиты
7	D3f2-C1t	40-300	0.1-21.65	0.6-2.2	Альгозоогенные сапропелиты
8	P1ar	50-1000	0.04-3.04	0.2-1.2	Гумито-сапропелиты, сапропелито-гумиты
9	P1k	50-700	0.2-25.0	0.5-2.0	Сапропелито-гумиты

Таблица 1.3

Глубины проявления главных фаз нефтеобразования (ГФН)

и газообразования (ГФГ) в Тимано-Печорской НГП

НГК	ГФН					ГФГ	
	начало		Активная фаза	конец		начало	
	стадия	глубина		стадия	глубина	стадия	глубина
P2	ПК3	1,6	не проявляется	МК2	3,0	МК3	3,5
P1	МК1	2,1	не проявляется	МК3	3,0	МК4	4,0
D3f2-C1t	МК1	1,9	МК2(2,5 км)-МК3 (3,9 км)	МК4	4,2	МК4	4,2
D2-D3f1	МК2	2,5	МК3(3,3 км)-МК4 (4,3 км)	МК4	4,5	МК5	4,5
O2-3-D1	МК2	2,2	МК3(2,9 км)-МК4 (4,0 км)	МК5	5,0	АК1	5,0

Примечание: МК – мезокатагенез, АК – апокатагенез.

Ижма-Печорский ОГ расположен в центральной части одноименной синеклизы – территории, которая характеризуется катагенетической зональностью, редуцированной снизу. Она выражается в том, что в низах осадочного чехла залегают отложения, степень катагенетической преобразованности которых не достигает завершающих стадий катагенеза, а ограничивается этапами $МК_4$. Это обусловливает образование в данном ОГ залежей УВ в основном нефтяного типа.

Генерирующие толщи развиты в двух НГК: среднедевонско-нижнефранском терригенном и доманиково-турнейском карбонатном. Тип ОВ в обоих комплексах смешанный, с преобладанием сапропелевого материала. За счет генерирующих толщ среднедевонско-нижнефранского комплекса образуются нефтяные залежи как сингенетичного, так и эпигенетичного происхождения. К сингенетичным относятся залежи, выявленные, например, на Западно-Тэбукском, Мичаюском и Джъерском месторождениях. Эпигенетичные залежи формируются в результате вертикальной и латеральной миграции. При вертикальной миграции возникают залежи в широком диапазоне разреза осадочного чехла вплоть до отложений верхней перми.

ОВ нефтематеринских толщ, приуроченных к доманиково-турнейскому НГК, на территории рассматриваемого ОГ, преобразовано от $МК_2$ до $МК_3$ и находится в условиях главной зоны нефтеобразования.

Джебольский ОГ охватывает Джебольскую ступень и юг Верхнепечорской впадины, характеризуется редуцированной сверху катагенетической зональностью, высокой катагенной преобразованностью нефтематеринских толщ среднеордовикско-нижнедевонского, среднедевонско-нижнефранского и доманиково-турнейского возраста.

С отложениями среднеордовикско-нижнедевонского НГК связывается незначительный генерационный потенциал. Содержащееся в НГМП ОВ преобразовано до стадии $МК_5$-АК, реализация его, вероятно, имеет место в Верхнепечорской впадине. Формирование залежей происходило в основном в процессе вертикальной миграции.

Таблица 1.4

Характеристика очагов генерации УВ Тимано-Печорской НГП

	Название и индекс очага генерации	Тип УВ флюида	Тектоническая приуроченность	Тип катагенетической зональности	Характеристика генерирующих толщ			Реализация генерационного потенциала (примеры залежей)		
					Принадлежность к НГК	Тип ОВ	Степень катагенеза ОВ	Сингенетичных	Эпигенетичных	
									Вертикальная	Латеральная миграция
Южная	I Ижма-Печор-ский	Н	Ижма-Печорскаясинеклиза	Редуцированная снизу	D_3dm-C_1t	Г-С	$МК_{2-3}$	Низевая, Западно-Аресская, Талыюская	Безымянная-P_2, Лемьюская-P_2, Исаковская-P_1-P_2	-
					D_2-D_3f_1	Г-С	$МК_{3-4}$	Западно-Тэбукская, Мичаюская, Джьерская	Северо-Савиноборская – P_2, Верхнекосьюская – P_2	
	II Джебольский	Г, ГК	Джебольская ступень и юг Верхнепечорской впадины	Редуцированная снизу	P_1терр.	С-Г	$МК_{2-4}$	Курьинская		
					D_3dm-C_1t	Г-С	$МК_{4-5}$	Джебольская, Прилукская	Рассохинская – С-P_1, Патраковская – С-P_1	Газовые и газоконденсатные залежи юга Мичаю-Пашнинского НГР
					D_2-D_3f_1	Г-С	$МК_{4-5}$	Джебольская, Прилукская	—	Залежи Ухта-Ижемского, юга Велью-Тэбукского и Мичаю-Пашнинского НГР
	III Верхнепечорский	Н, Г, ГК	Центральная и северная части Верхнепечорской впадины	Полная и тектонически нарушенная	P_1терр.	Г-С	$МК_{2-4}$		—	—
					D_3dm-C_1t	Г-С	$МК_{3-4}$	Юрвож-Большелягская	Козлаюская – С-P_1, Вуктыльская – С-P_1	—
					D_2-D_3f_1	Г-С	$МК_4$-АК	Юрвожская	—	—
					O_2-D_1	С	$МК_5$-АК	—	—	—
	IV Печоро-Кожвинский	Н, Г, ГК	Печоро-Кожвинскиймегавал	Редуцированная сверху	D_3dm-C_1t	Г-С	$МК_{3-4}$	—	—	Лузская, Чикшинская, нефтяные залежи юга Шапкина-Юрьяхинского вала
					D_2-D_3f_1	Г-С	$МК_4$	—	—	Нефтяные залежи прибортовой части Большесынинской впадины
					O_2-D_1	С	$МК_5$	—	—	Нефтяные и газоконденсатные залежи западного борта Денисовского прогиба
Северный	V Северо-Колвинский	Н	Север Печоро-Колвинскогоавлакогена	Полная	D_3dm-C_1t	Г-С	$МК_{2-3}$	—	—	—
					D_2-D_3f_1	Г-С	$МК_{3-4}$	—	—	—
					O_2-D_1	С	$МК_3$-АК	Южно-Возейская, Усинская, Центральновозейская	Возейская – D_2, Усинская – D_2, Костюкская – D_3, Харьягинская – D_2-Т	Восточно-Харьягинская, Верхневозейская, Рогозинская
	VI Баренцевоморский	Н, Г, ГК	Баренцево-морский шельф	Полная	Р-Т	С-Г	$МК_{3-4}$	—	—	Нефтяные залежи севера Сорокинского, газовые и газоконд. Колвинского НГР
					P_1карб.	Г-С	$МК_{4-5}$	—	—	Газовые и газоконденсатные залежи севера Печороколвинской НГО

Наибольшее значение имеют НГМП, связанные с доманиково-турнейским НГК, представленные почти по всему разрезу доманикоидными фациями, преобразованными до стадий $МК_{4-5}$. Латеральная миграция из Джебольского очага обусловливает формирование залежей Мичаю-Пашнинского и Ухта-Ижемского НГР.

Верхнепечорский ОГ территориально связывается с центральной и северной частями Верхнепечорской впадины, характеризуется полной катагенетической зональностью с развитием нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей. Нефтематеринские толщи залегают в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского (?), среднедевонско-нижнефранского, доманиково-турнейского и нижнепермского терригенного НГК.

Нефтегазоматеринские толщи первых трех комплексов находятся на весьма высоких стадиях катагенетического преобразования, отвечающих на большей части территории выходу из ГФН. В соответствии с этим они генерируют очень легкие нефти, газоконденсатные флюиды и сухой газ.

Печоро-Кожвинский ОГ в плане соответствует территории Печорокожвинского мегавала и характеризуется редуцированной сверху катагенетической зональностью. Нефтегазоматеринские толщи связываются с отложениями силурийско-нижнедевонского, среднедевонско-нижнефранского и доманиково-турнейского НГК. Среди них ведущими в отношении генерационного потенциала являются отложения среднего девона – нижнего франа, преобразованные до стадии $МК_{2-5}$. Реализация генерационного потенциала происходила в условиях развития палео- и современной геологической структуры, приведшей к образованию на ее месте западной ветви Печороколвинского авлакогена.

По-видимому, отложения доманиково-турнейского возраста в этом районе вряд ли имеют возможность для реализации огромного генерационного потенциала сосредоточенного в них РОВ, в связи с недостаточной их катагенной преобразованностью на большей части рассматриваемой территории и весьма затрудненными условиями эмиграции и миграции в вышезалегающие толщи, обладающие пониженными коллекторскими свойствами. Геохимическую зональность и распространение генотипов битумоидов в этом районе маскирует инверсионная природа Печорокожвинского мегавала, обусловившая широкое развитие вертикальных миграционных потоков, охватывающих весь разрез осадочного чехла (табл. 2.4).

Северо-Колвинский ОГ расположен в пределах северной части Печоро-Колвинского авлакогена, включая прилегающие районы Хорейверской впадины и распространяясь на юг до широты современных Пашшорского и Возейского месторождений. Он характеризуется катагенетической зональностью полного типа. Нефтегазоматеринские толщи связаны с отложениями силурийско-нижнедевонского карбонатного и среднедевонско-нижнефранского терригенного НГК, они имеют весьма ограниченное площадное распространение в отложениях доманиково-турнейского комплекса на юге очага, а в нижнепермском терригенном комплексе – в крайних северных районах. Таким образом, основной генерационный потенциал связывается в этом очаге с ОВ отложений силура-нижнего девона и в значительно меньшей степени с терригенными поддоманиковыми отложениями.

Органическое вещество в отложениях нижнего палеозоя, преобразованное до стадии МК4 и выше, сохранилось в достаточно большом количестве для такого уровня катагенеза, что свидетельствует о весьма значительном исходном генерационном потенциале. Состав унаследованных алкановых УВ отражает особенности раннедевонских биоценозов, за счет которых образованы уникальные высокопарафинистые нефти Харьягинского и сопредельных месторождений.

Индивидуальный состав углеводородов метано-нафтеновой фракции битумоидов и корреляции «нефть–органическое вещество» с очевидностью свидетельствует о генерации в рассматриваемом районе как минимум двух генотипов нефтей, при этом определяющим является генотип, связанный с отложениями силурийско-нижнедевонского возраста. Однако в крайних северных районах, особенно в пределах современного морского шельфа, существенный вклад в генерацию УВ внесен органическим веществом, накопление которого связано с морскими отложениями нижней перми. Им генерируется своеобразный тип нефтей и газоконденсатов на севере Печоро-Колвинского авлакогена, существование которых, по-видимому, связано с развитием Баренцевоморского очага генерации.

Границы **Хорейверского ОГ** выражены нечетко и ориентировочно могут быть связаны с центральной частью Хорейверской впадины. Катагенетическая зональность отличается чрезвычайной растянутостью стадий, связанной с существованием низкотемпературного режима в пределах всей впадины на протяжении ее развития и обусловливающей редуцированную снизу катагенетическую зональность. Нефтематеринские толщи в пределах рассматриваемого очага распространены главным образом в отложениях доманиково-турнейского возраста и в меньшей степени – в отложениях нижнего силура на крайнем юго-востоке впадины. Наибольший интерес в отношении генерации УВ в пределах Хорейверского очага представляют нефтематеринские толщи, связанные с отложениями доманиково-турнейского возраста.

Варандей-Адзьвинский ОГ охватывает территорию одноименной структурной зоны, а также сопредельных районов Хорейверской и севера Косью-Роговской впадин. Рассматриваемый ОГ, так же как и Хорейверский, отличается растянутой катагенетической зональностью, редуцированной снизу. Нефтематеринские толщи связаны с отложениями силурийско-нижнедевонского и доманиково-турнейского возраста, ОВ которых преобразовано до стадии $МК_{3-4}$. По масштабу генерационных процессов определяющими являлись НГМП в карбонатных отложениях силура-нижнего девона.

Косью-Роговской ОГ выделяется в объеме Косью-Роговской впадины, гряды Чернышева и прилегающей части Хорейверской впадины в границах Макариха-Салюкинской зоны. Нефтематеринские толщи, приуроченные к рассматриваемому очагу генерации, отличаются широким распространением в разрезе осадочного чехла и связываются с отложениями силурийско-нижнедевонского, доманиково-турнейского, нижнепермского и верхнепермского НГК. В разрезе отмечается большая растянутость начальных и средних стадий катагенеза. В пределах

впадины развит полный и тектонически нарушенный типы катагенетической зональности. Для района в целом характерны нефтегазоматеринские толщи низкой продуктивности, а в наиболее молодых пермских нефтегазоматеринских породах развит смешанный тип ОВ с преобладанием гумусовой составляющей, обусловливающий, несмотря на значительные мощности этих отложений, низкий генерационный потенциал содержащегося в них ОВ.

Большесынинский ОГ охватывает территорию всей Большесынинской впадины и южного окончания Колвинского мегавала. В его разрезе развита катагенетическая зональность полного типа. Нефтегазоматеринские толщи связаны с отложениями силурийско-раннедевонского, доманиково-турнейского и раннепермского возраста. Наибольшими генерационными возможностями обладает ОВ отложений нижнего палеозоя. Интенсивность его катагенной преобразованности меняется от $МК_4$ до АК. Нефтематеринские толщи генерируют нефти конечных этапов нефтеобразования.

НГМП, связанные с доманиково-турнейскими отложениями, содержат ОВ гумусово-сапропелевого типа, преобразованное до стадии $МК_2$-$МК_3$. ОВ материнских пород пермского возраста преобразовано до стадий $МК_2$-$МК_3$, состав битумоидов свидетельствует о возможности генерации жидких УВ, несмотря на низкий генерационный потенциал, обусловленный преобладанием гумусовой составляющей в РОВ. В нефтегазоматеринских толщах верхней перми органическое вещество преобразовано до стадий $МК_1$-$МК_2$.

2. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

2.1. Принципы нефтегазогеологического районирования

Основой для нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов является принятое для данного региона тектоническое районирование. Общепризнано, что именно тектонический фактор, являясь постоянно действующим при генерации, миграции и аккумуляции углеводов, в конечном итоге определяет многофакторный процесс формирования залежей нефти и газа.

Крупный Тимано-Печорский регион, обособленный в своих общепризнанных границах и характеризующийся общностью истории геологического развития одноименного седиментационного бассейна, литолого-фациальными, геохимическими и гидрогеологическими условиями разреза осадочного чехла, обеспечившими формирование в нем многочисленных залежей нефти и газа, традиционно выделяется в качестве нефтегазоносной провинции (соотношение начальных геологических ресурсов нефть–газ равно 4:1).

Изучение современного структурного плана осадочного чехла и условий залегания по отдельным опорным горизонтам совместно с анализом истории тектонического развития региона и его структурно-тектонических элементов различных порядков позволили провести нефтегазогеологическое районирование. В составе Тимано-Печорской НГП выделено шесть НГО, соответствующих региональным структурам: Тиманская, Ижма-Печорская, Печоро-Колвинская, Хорейверская, Варандей-Адзьвинская и Северо-Предуральская и самостоятельный Малоземельско-Колгуевский НГР (рис. 2.1).

В состав выделенных НГО входят 28 НГР, которые совпадают с субрегиональными структурами, в каждом из которых выделяются ЗНГН с установленной нефтегазоносностью: перспективные, с невыявленными перспективами и бесперспективные.

3. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

3.1. Характеристика установленных и перспективных нефтегазоносных комплексов

Промышленная нефтегазоносность и нефтегазопроявления распространены по всему разрезу палеозоя и нижней части мезозоя (триас) Тимано-Печорской НГП, а также отмечены в верхней части рифейских метаморфических отложений. Распределение нефтегазоносности по разрезу, в первую очередь, определяется структурными этажами или этажами нефтегазоносности. Участвующие в строении структурных этажей (или этажей нефтегазоносности) геологические формации при наличии у них необходимых свойств и возможностей для генерации УВ, их миграции, формирования и сохранения залежей могут быть квалифицированы в качестве нефтегазоносных.

В практике поисково-разведочных работ и особенно при прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности широко используется такая единица вертикальной зональности, как нефтегазоносный комплекс (НГК). Критерии выделения НГК и принимаемые при этом границы и объемы пока уверенно не разработаны. Под НГК обычно подразумевается литолого-стратиграфическое подразделение, потенциально нефтегазоносное в пределах крупных единиц нефтегазогеологического районирования территории (НГО, НГР), включающее перекрытые региональной покрышкой коллекторские толщи (резервуары, пласты), объединяемые общностью свойств содержащихся в них нефтей и газов. Нефтегазоносный комплекс может содержать один или группу резервуаров. По генетической связи между скоплениями нефти и газа по отношению к вмещающим нефтегазоносным комплексам последние разделяются на сингенетичные, содержащие нефтегазопродуцирующие толщи, и эпигенетичные, не содержащие таковых. Присутствие региональной (зональной) покрышки выдвигается в качестве основного критерия при определении НГК.

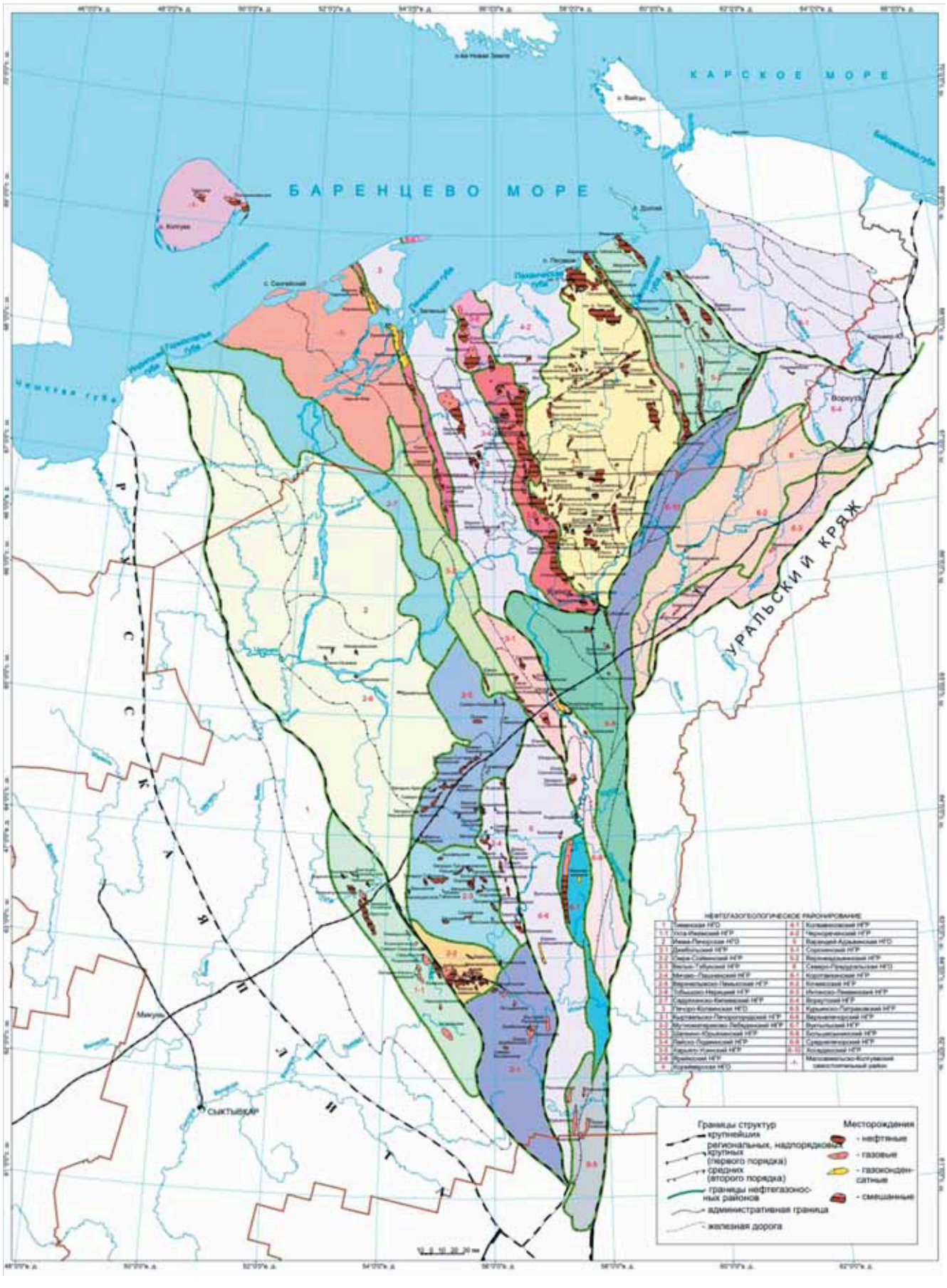


Рис. 2.1. Карта нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорского НГП

В сложных геологических условиях Тимано-Печорской провинции с большой долей натяжки можно проследить лишь две региональные покрышки – аргиллиты тиманского и саргаевского горизонтов франского яруса и глинисто-галогенные породы кунгура. Большинство же покрышек имеют локальное и зональное значение и не могут выполнять те региональные функции, которые им отводятся при выделении НГК. Тем не менее региональная нефтегазоносность в ТПП установлена поэтажно и свойственна определенным соотношениям пород, т.е. формациям. Поэтому нефтегазоносность НГК предопределяется наличием и соотношением в них природных резервуаров и нефтегазогенерирующих толщ (НГГТ), а эти качества зависят, скорее всего, от принадлежности НГК к той или иной общности литолого-стратиграфических формаций или субформаций. Следовательно, НГК являются, по существу, структурно-формационными подразделениями и ведущим критерием их выделения и обоснования будут не региональные покрышки, а границы комплексов формаций (субформаций) и слагаемых ими структурных этажей (подэтажей).

Структурно-формационный подход к выделению НГК представляется наиболее приемлемым в практической деятельности и в теоретических исследованиях. Анализ палеотектонической природы структурных этажей и литолого-генетического характера формаций позволяет установить или прогнозировать тип природного резервуара, особенности его коллектора и покрышки, генерационные и миграционные возможности.

В полной мере требованиям к выделению нефтегазоносных комплексов соответствуют описанные выше СФК. Они сложены ассоциациями геологических формаций, генетически связанными между собой по региональным палеогеографическим и геотектоническим условиям. Генетическая общность природных резервуаров, слагающих СФК, обусловлена принадлежностью к преимущественно терригенным или преимущественно карбонатным толщам.

СФК, сформированные в фазы начальной трансгрессии, отделены от вышезалегающих глинистыми толщами, которые представляют собой региональную (тиманско-саргаевская) или зональную (тульская) глинистые покрышки. Региональной покрышкой является также кунгурская глинистая толща, сформированная на этапе начальной регрессии.

СФК – трансгрессивно-регрессивные или регрессивные – отделены от вышезалегающих крупными стратиграфическими несогласиями. Наличие региональных или зональных покрышек, являющихся границами одних комплексов и поверхностей стратиграфических перерывов, которые являются границами других, позволяет обеспечивать в определенной мере единство онтогенеза УВ в пределах выделенных комплексов.

Таким образом, именно СФК и были положены в основу выделяемых в осадочном чехле ТП НГП нефтегазоносных комплексов, которые полностью или частично соответствуют СФК чехла (см. табл. 2.1). В разрезе осадочного чехла выделяются восемь промышленных НГК и два перспективных, краткая характеристика которых приводится ниже:

– рифейский перспективный – PR_2;
– нижнеордовикский терригенный перспективный – O_1;
– среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный – O_2-D_1;
– среднедевонско-нижнефранский терригенный – D_2-D_3f_1;
– доманиково-турнейский карбонатный – D_3dm-C_1t;
– нижне-средневизейский терригенный – C_1v_{1-2};
– верхневизейско-нижнепермский карбонатный – C_1v_3-P_1ar карб.;
– нижнепермский карбонатно-терригенный – P_1ar терр.-P_1k;
– верхнепермский терригенный – P_2;
– триасовый терригенный – T.

Соответствие нефтегазоносных комплексов структурно-формационным обеспечило четкую их связь с определенными фазами тектоно-седиментационных циклов и определенные различия НГК в зависимости от формирования в ту или другую фазы тектогенеза.

Нижнеордовикский, среднедевонско-нижнефранский и нижне-средневизейский терригенные НГК сформированы в фазы начальной трансгрессии крупнейших тектоно-седиментационных циклов. Они характеризуются широким развитием разнообразных прибрежно-морских, дельтовых и аллювиальных природных резервуаров, сложенных песчаниками. Они перекрыты глинистыми покрышками и имеют зональные и локальные глинистые покрышки внутри НГК.

Трансгрессивно-регрессивными являются среднеордовикско-нижнедевонский, доманиково-турнейский и верхневизейско-нижнепермский НГК. Природными резервуарами в них являются карбонатные тела преимущественно мелководно-шельфового и рифового генезиса. Среднеордовикско-нижнедевонский и доманиково-турнейский НГК, включающие в полном объеме отложения регрессивной фазы, испытали на больших территориях глубокие региональные размывы, в результате чего были сформированы новые соотношения коллекторов и покрышек.

Особо выделяются регрессивные артинско-кунгурский карбонатно-сульфатно-терригенный, верхнепермский и триасовый терригенные НГК. Первый отнесен в ранг НГК лишь из-за своих весьма значительных толщин, но коллекторов почти не содержит и в целом представляет собой региональную покрышку. Верхнепермский и триасовый терригенные НГК отличаются завершенностью регрессивного осадконакопления. По генезису природных резервуаров они близки к НГК, сформировавшихся в фазы начальной трансгрессии. Природные резервуары представлены телами аллювиального, дельтового и разнообразного прибрежно-морского генезиса. Вместе с тем глубокий размыв верхнепермского НГК ставит его в один ряд с трансгрессивно-регрессивными НГК. Однако этот размыв не оказал существенного влияния на изменение соотношения коллекторов и покрышек, так как все покрышки верхнепермского и триасового НГК являются внутриформационными.

3.2. Перспективы нефтегазоносности региона

С учетом распределения перспективных и прогнозных (неразведанных) ресурсов УВ, количества и размеров локальных объектов, достигнутой степени изученности недр и существующей инфраструктуры определены основные направления подготовки запасов нефти и газа в ближайшие годы.

В **Печоро-Колвинской НГО** наиболее перспективными по нефти являются среднедевонско-нижнефранский (33% всех неразведанных ресурсов области), доманиково-турнейский (18%) и средневизейско-нижнепермский (15%) НГК, а первоочередными направлениями поисков залежей нефти являются:

– Колвинский мегавал: северная часть магавала по всему разрезу осадочного чехла; восточный борт мегавала в зоне его сочленения с Хорейверской впадиной (прежде всего, отложения от верхнего ордовика до доманика включительно); силурийско-нижнедевонские отложения южной части мегавала.

– Печоро-Колвинский мегавал: терригеннные среднедевонско-франские отложения в южной части мегавала; силурийско-нижнедевонские отложения в пределах высокоамплитудных структур; верхнепермские отложения.

– Денисовский прогиб: отложения от верхнего ордовика до турне в пределах Лайского вала; зоны выклинивания разновозрастных отложений силура-девона на бортах Лайского и Шапкина-Юрьяхинского валов; зоны развития органогенных построек различного типа и возраста и структур их облекания; верхнепермские и триасовые отложения в южной части Шапкина-Юрьяхинского и Лайского валов.

В **Хорейверской НГО** основные перспективы связываются с доманиково-турнейским, верхнеордовикско-нижнедевонским и верхневизейско-нижнепермским комплексами (в них прогнозируется около 80% всех неразведанных ресурсов нефти).

Первоочередными направлениями работ должны быть:

– структурно-стратиграфические и антиклинальные ловушки в отложениях раннедевонского возраста, рифовые и структурно-рифовые ловушки в франско-фаменских отложениях восточной части впадины;

– структурно-рифовые и рифовые ловушки в верхнедевонских и нижнепермско-каменноугольных отложениях в центральной и южной частях впадины;

– нижнесилурийские отложения южной и центральной частей впадины в зонах их выхода под региональную тиманско-саргаевскую покрышку;

– приразломные ловушки западного борта впадины, связанные, в первую очередь, с отложениями нижнего карбонатного комплекса, а также терригенными отложениями среднего-верхнего девона.

В **Варандей-Адзьвинской НГО** наиболее богатыми по содержанию перспективных и прогнозных ресурсов нефти являются верхнеордовикско-нижнедевонский (28%), верхневизейско-нижнепермский (около 26%) и доманиково-турнейский (более 15%).

Первоочередными направлениями работ являются:

– верхнеордовикско-нижнедевонский НГР южной части вала Сорокина, Мореюской к Верхнеадзьвинской депрессий с высокоамплитудными приразломными складками в зоне их сочленения с грядой Чернышова;

– девонские отложения северо-восточной части НГО (Сарембой-Леккейягинский и Талотинский валы);

– каменноугольные карбонатные отложения севера области;

– зоны развития органогенных построек различного типа в верхнедевонских и нижнепермских отложениях.

Рассмотренные направления освоения ресурсов нефти и газа – это ближайшая перспектива региона. К ним также следует отнести Восточно-Тиманскую область – старейший нефтегазодобывающий район провинции. Вдоль ее восточною борта и в центральной части были в свое время открыты и вовлечены в разработку первые месторождения провинции: Ярегское, Чибьюское, Седьельское, Войвожское и др. Оценка неразведанных ресурсов области недостаточно высока, но обращает на себя внимание крайне низкая степень ее геолого-геофизической изученности современными методами, а в особенности южной части. Здесь практически не проводились сейсмические исследования МОГТ. В то же время ряд исследователей считает вероятным обнаружение здесь залежей нефти и газа, связанных не только с зонами выклинивания терригенных отложений среднего и верхнего девона, но и с органогенными постройками верхнедевонско-турнейского возраста. Подтверждение этих предположений позволило бы существенно повысить ресурсный потенциал области и сравнительно быстро вовлечь ее в разработку.

Проведенный анализ современного состояния, структуры и распределения ресурсов нефти и газа позволяет сделать вывод, что ресурсный потенциал Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции дает возможность не только стабилизировать, но и существенно поднять добычу нефти и газа.

Литература

1. *Малышев Н. А.* Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 271 с.

2. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая исследованность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы. – Сыктывкар, 1999. – 1061 с.

3. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах / В. Н. Данилов, Н. А. Малышев, В. А. Скоробогатов и др. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 400 с.

4. Тектоника Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В. А. Дедеев, В. В. Юдин, В. И. Богацкий, А. Н. Шарданов. Коми научн. центр УрО РАН, 1989. – 28 с.

5. Тектоническая карта Печорской плиты / В. А. Дедеев, В. В. Юдин, В. И. Богацкий и др. Сыктывкар, 1985. 12 с. (Сер. препринтов «Науч. докл.» / Коми фил. АН СССР. Вып. 142).

6. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты / В. А. Дедеев, Л. З. Аминов, В. Г. Гецен и др. Л.: Наука, 1986. – 217 с.

7. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М. Д. Белонин, О. М. Прищепа, Е. Л. Теплов и др. СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

8. *Тимонин Н.И.* Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. – Екатеринбург: УрО РАН, 1998. – 240 с.

9. *Юдин В.В.* Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. – Екатеринбург: УИФ Наука, 1994. – 286 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СТРОЕНИЯ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Р.С.Хисамов, В.Г.Базаревская, Т.И.Тарасова, Н.А.Бадуртдинова, О.В.Михайлова

ПАО «Татнефть», Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, bazarevskaya@tatnipi.ru

Следуя успешному примеру Северной Америки по добыче нефти из сланцевых отложений, ПАО «Татнефть» в течение уже двух лет проводит исследования данного вопроса. Как показал анализ материалов по сланцевым отложениям в США, подобием данных толщ на территории республики является саргаевско-турнейская продуктивная толща – доманиковые отложения. Поскольку данные породы являются основной нефтегазопроизводящей толщей, до сих пор изучались лишь те их свойства, которые влияют на количество углеводородов, способных выйти из нефтегазоматеринской породы и заполнить традиционные ловушки нефти и газа. Однако, несмотря на значительные объемы генерации углеводородов и формирования ими традиционных скоплений нефти и газа, более двух третей от сгенерированных углеводородов остается в матрице генерирующей толщи.

На данном этапе изучения доманиковых отложений на территории РТ установлено, что рассматриваемые отложения состоят из собственно доманикитов и доманикоидов.

Доманикиты – отложения, занимающие территорию обширной некомпенсированной впадины саргаевско-доманиково-мендымского бассейна, с содержанием Сорг от 5 до 20 %.

Доманикоиды – возрастной аналог биогермно-карбонатной верхнефранско-турнейской мелководно-шельфовой формации, занимающий осевые зоны Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов (ККСП), с содержанием Соргот 0,5 до 5 %.

На данный момент США имеют передовой опыт по изучению и разработке сланцевых отложений. Проведем аналогию между наиболее известными сланцевыми формациями Баккен, Игл Форд и доманиковыми отложениями семилукского горизонта, в целях сравнения и оценки перспектив последних (табл. 1).

При первом рассмотрении наблюдается прямая аналогия: несмотря на приуроченность к различным временным промежуткам, условия осадконакопления, коллекторские свойства сланцевых отложений Примексиканской и впадины Уиллистон аналогичны отложениям семилукского (доманикового) горизонта Мелекесской впадины. Рассматриваемые отложения сформированы в результате некомпенсированного прогибания впадин, в условиях активизации вулканической деятельности, с ограниченным привносом терригенного материала.

Таблица 1

Характеристика полей (плеев) сланцевого газа и нефти в США и доманиковых отложений (семилукского горизонта)

Газоносный сланцевый бассейн	Eagle Ford	Bakken	Доманиковые отложения
Глубина, м	720-1020	360–1260	500–1350
Стратиграфический возраст	D (девон)	K (мел)	D (девон)
Эффективная толщина, м	21–24	9–26	90–120
Сорг, %	4–5	3,5–8	1,4–23
Общая пористость,%	3	3,5	3–12
Проницаемость, мД	0,001–0,003	0,001	0,01–3
Пластовое давление, МПа	40–90	16,4	16
Пластовая температура, °С	115–180	-	33
API	44–46	42–44	26
Нефтегенерационный потенциал, кг.УВ/т породы	70–100	100–120	90–114 тыс.т с 1 км^2

В составе пород формации Игл Форд 50–70 % составляют известняки и доломиты, остальное – глинистые силикаты и ОВ. Значение открытой пористости для пород формации Игл Форд не превышает 8 %. Проницаемость резервуара от 0,001 до 0,003 мД. Емкостнофильтрационные свойства коллекторов формации Игл Форд обеспечиваются в основном горизонтальной трещиноватостью пород на мезо- и макроуровнях [1].



Рис. 1. Сравнение органической и минеральных частей доманиковых отложений и сланцевых отложений

В составе доманиковых отложений семилукского горизонта РТ выделяются карбонатные и карбонатно-кремнистые породы. Согласно результатам оценки коллекторских свойств данных пород в скважине № 300 Тлянчи-Тамакская, коэффициент пористости в большинстве случаев составил меньше 2 %. Проницаемость пород изменяется от 0,1 до 2 мД. По результатам исследований установлено наличие большого числа микротрещин, в том числе субвертикальных, которые могут обеспечивать микрофильтрацию УВ.

На рисунке 1 приведен состав нефтяного сланца (на примере месторождения Грин Ривер) и доманиковых отложений (семилукский горизонт). В целом сравниваемые породы отличаются различным составом минеральной части, но схожими долями органической составляющей.

Приведем детальную информацию о геохимических характеристиках ОВ доманиковых отложений, определенных в 23 скважинах, в которых ПАО «Татнефть» в различные годы проведены геохимические иссле-

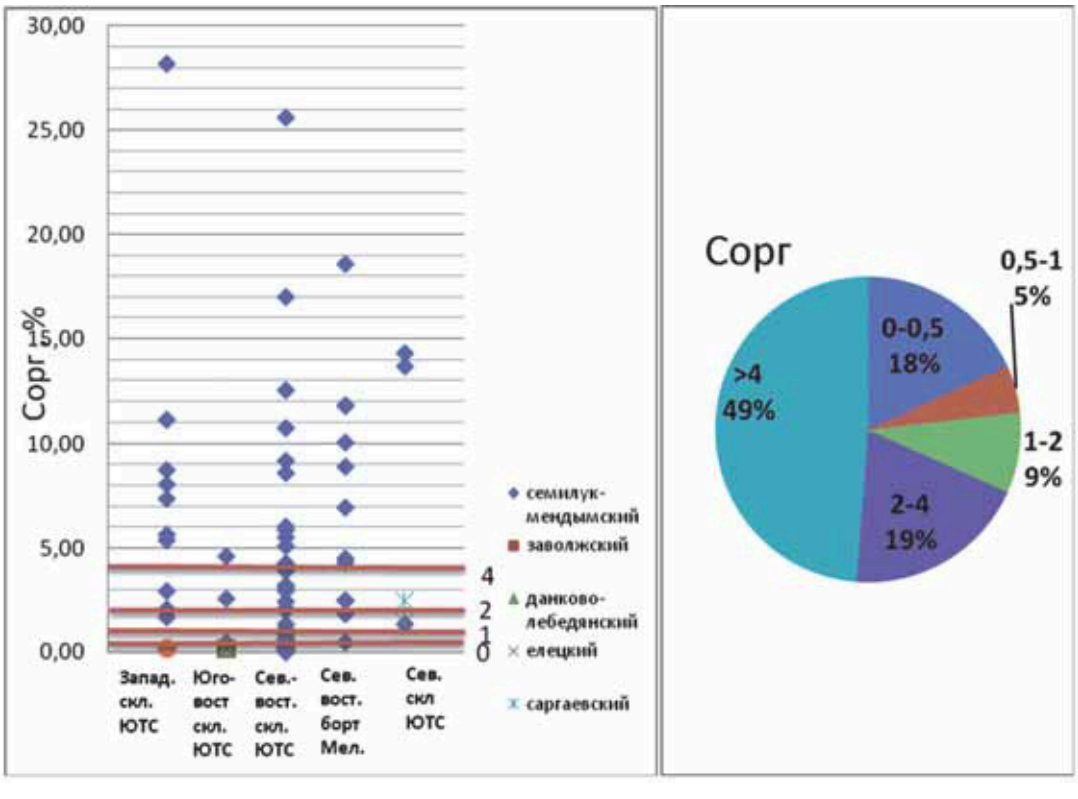


Рис. 2. Распределение концентрации органического вещества

дования. Нужно отметить, что преобладающей группой являются данные по семилукскому и мендымскому горизонтам.

Анализ распределения Сорг показал, что основная часть образцов керна из отложений семилукского и мендымского горизонтов (49 %), относится к группе с концентрацией ОВ свыше 4 %, что соответствует отличному углеводородному потенциалу. Зависимости от приуроченности к тектоническим элементам не наблюдается, что, вероятно, связано с едиными фациальными условиями осадконакопления в общей семилукско-мендымской некомпенсированной впадине (рис. 2).

Анализ распределения значения Тмах (температура, замеренная на вершине пика, характеризующего остаточный потенциал) (рассмотрено 110 образцов) показал, что лишь 20 образцов являются зрелыми. Это обусловлено недостаточной зрелостью пород – на рассматриваемой территории доманиковые отложения находятся на начальных стадиях мезокатагенеза и пока не в полном объеме достигли условий главной зоны нефтеобразования.

Индекс продуктивности PI территории Татарстана в большинстве случаев составляет менее 0,1, в редких случаях изменяется от 0,1 до 0,15, что соответствует стадиям незрелого и ранней зрелости вещества. Коэффициенты зрелости ОВ доманиковых отложений указывают на нахождение на градациях конца протокатагенеза – начала мезокатагенеза $ПК_3$ – $МК_1$. К сравнению, на Баккен показатель отражения витринита (Ro,%) составляет от 0,6 до 0,9 %, что соответствует стадиям пика нефтегенерации и поздней зрелости вещества. НаИгл Форд показатель отражения витринита (Ro,%) составляет от 0,6 до 1,2 %, что также соответствует стадиям пика нефтегенерации и поздней зрелости. На Баккен и Игл Форд отложения находятся на стадии мезокатагенеза $МК_2$-$МК_3$.

Таким образом, степень зрелости ОВ является существенным фактором, который отличает доманиковые отложения со сланцевыми отложениями США, что и отражается на свойствах нефти.

По утверждениям американских исследователей на месторождениях сланцевой нефти Баккен и Игл Форд производится добыча lighttightoil (LTO) – легкой нефти плотных пород. В отличие от традиционной нефти LTO содержит большое количество летучих газов и, по утверждениям работающих с ней компаний, является, по сути, не нефтью, а газоконденсатом. В сравнении с традиционной нефтью LTO характеризуется рядом особенностей: более высоким API (плотностью); более низкими концентрациями компонентов ‘N’, ‘S’; пониженным содержанием смол и асфальтенов (табл.2).

Таблица 2

Свойства lighttightoil (LTO), традиционной нефти и нефти доманиковых отложений

	Tightoil формации Игл Форд	Tightoil формации Баккен	Нефть марки Брент	Нефть доманиковых отложений
API (плотность г/см^3)	44–46 (0,790–0,800)	42–44 (0,800–0,815)	37–39 (0,825–0,835)	26 (0,895)
Сера, %	0,2–0,3	0,05–0,1	0,35–0,45	2,9 (1,1–5,2)
Азот, миллионная доля	200–400	300–500	900–1100	-
Смолы и асфальтены, %	6–7	3–5	9–11	21,95 (2,5–60)

Посредством осреднения параметров нефти по 29 месторождениям (127 залежей), установленных на территории РТ в доманиковых отложениях (подавляющее большинство залежей выявлено в данково-лебедянских и заволжских отложениях), установлено, что нефть доманиковых отложений Республики Татарстан является в большинстве своем тяжелой и битуминозной, повышенной вязкости, сернистой, парафинистой, высокосмолистой. Из этого следует, что нефти доманиковых отложений республики существенно отличаются от LTO сланцевых формаций США: намного выше плотность, выше содержание серы.

Таким образом, на территории РТ доманиковые отложения не являются абсолютным аналогом сланцевых отложений. Следовательно, применять опыт разработки сланцевых формаций Северной Америки к доманиковым отложениям нужно с большой осторожностью. Необходимо искать свои пути, и можно отметить, что работы в данном направлении ведутся.

Так, при изучении доманиковых отложений многими исследователями отмечалось повышенное содержание радиоактивных элементов, в частности урана, а также ванадия, рения и др. элементов. Исследованиями Готтих Р.П. показано, что основной вклад в естественную радиоактивность доманикитов вносится урановой составляющей гамма-излучения. В частности, по результатам гамма-спектрометрических измерений керна в скважинах № 29296, 29295 Зеленогорской площади и скважинах № 8113, 4482 Ново-Елховской площади установлено, что общая радиоактивность пород обусловлена содержанием урана, количество которого максимально в разрезе, вскрытом скважиной № 29296 и достигает $12{,}0 \cdot 10^{-4}$ %.

Из эмпирических данных геохимии известно, что концентрации урана в целом напрямую связаны с повышенными содержаниями ОВ в породе, о чем свидетельствуют значимые положительные корреляции этих элементов с Сорг. На рисунке 3 приведено соотношение содержания органического углерода и урана в доманиковых отложениях по данным измерений на керне. Коэффициент корреляции составляет 0.9. Следовательно, по данным урана можно с высоким уровнем достоверности рассчитывать содержание ОВ. Данный факт может служить хорошим индикатором высокоуглеродистых отложений.

Ученые не сходятся во мнениях причинной связи урана с живым веществом, однако, в результате многолет-

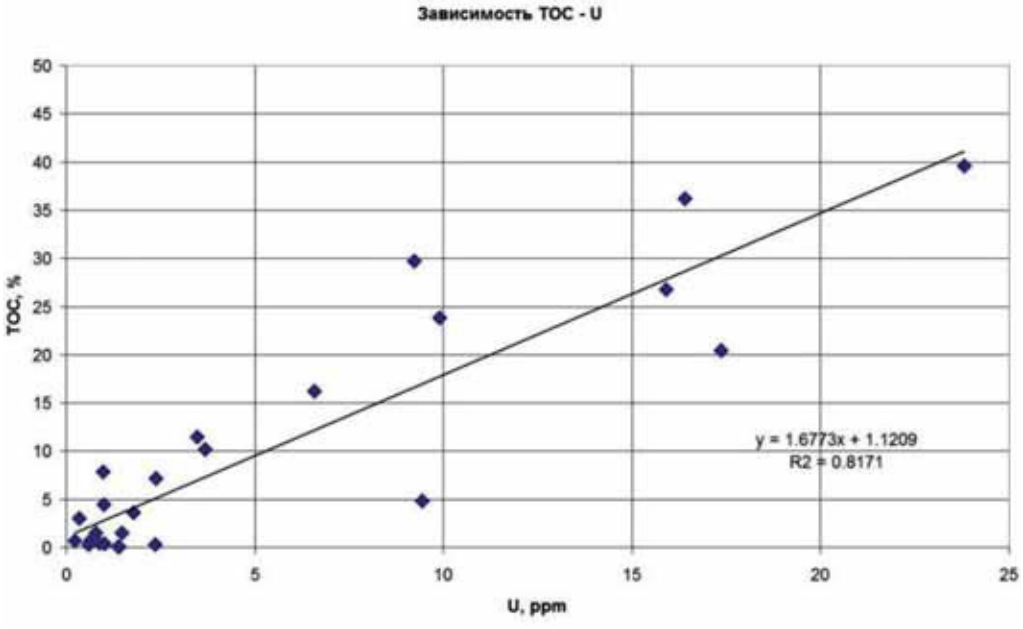
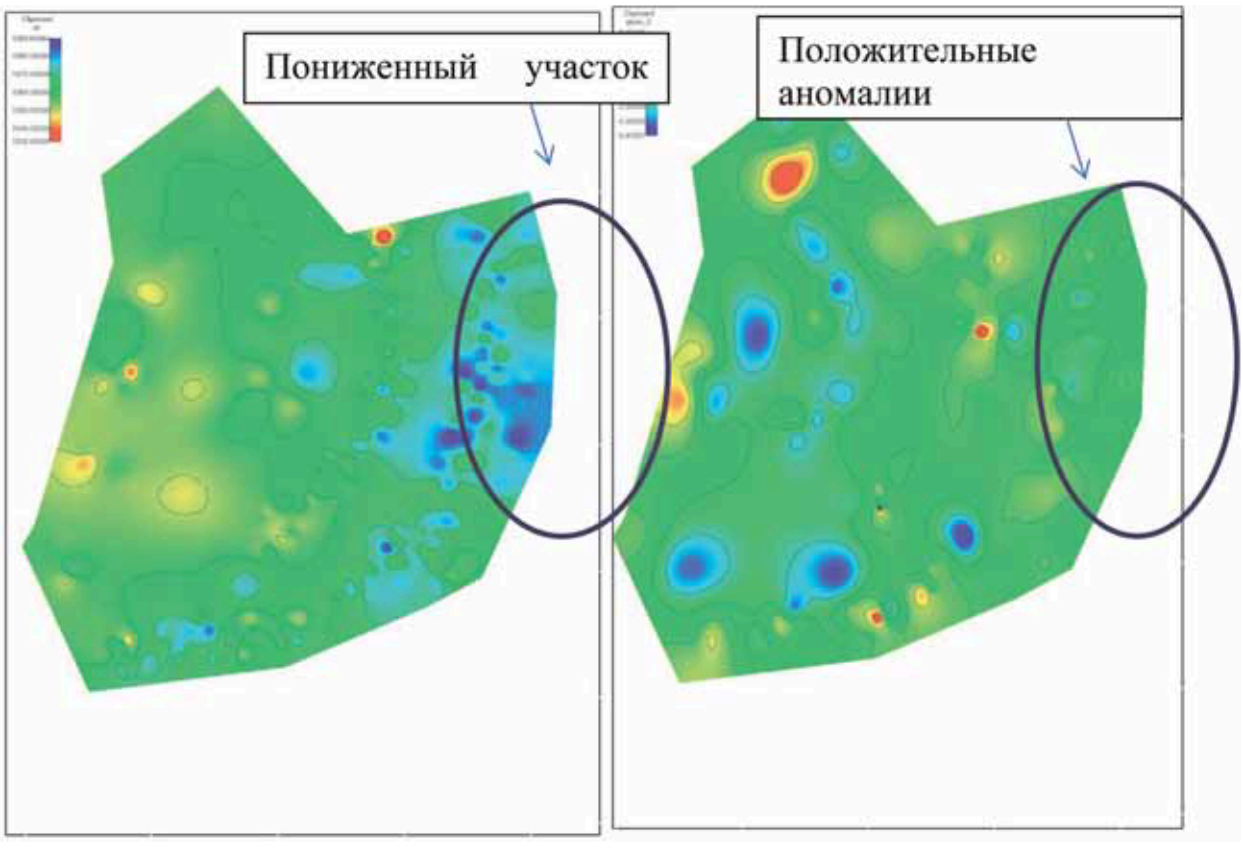


Рис. 3. Соотношение содержания органического углерода и урана в доманиковых отложениях по данным измерений на керне



А) Б)

Рис. 4. Зеленогорская, Павловская площадь
А) структурная карта по кровле См-2. Б) Распределение гамма-поля См-2

них изучений радиоактивности пород, установлены основные закономерности в распределении урана, связанные с палеогеографическими условиями осадконакопления: по данным Г.Н. Батурина, средняя концентрация урана в песках составляет $1{,}4 \cdot 10^{-4}$ %, в алевролитах возрастает до $3 \cdot 10^{-4}$, затем достигает максимума ($5 \cdot 10^{-4}$ %) в глинистых и глинисто-карбонатных осадках. Наряду с этим наблюдаются локальные вариации в изменчивости гамма-поля в хорошо выдержанных на площади отложениях с близким петрохимическим составом. Данные вариации определяются дифференциацией обогащенных сапропелевым ОВ отложений в процессе седиментации, зависящей от рельефа поверхности дна, в результате чего в пониженных участках бассейна осадконакопления накапливаются породы, концентрации ОВ в которых выше, чем на приподнятых участках.

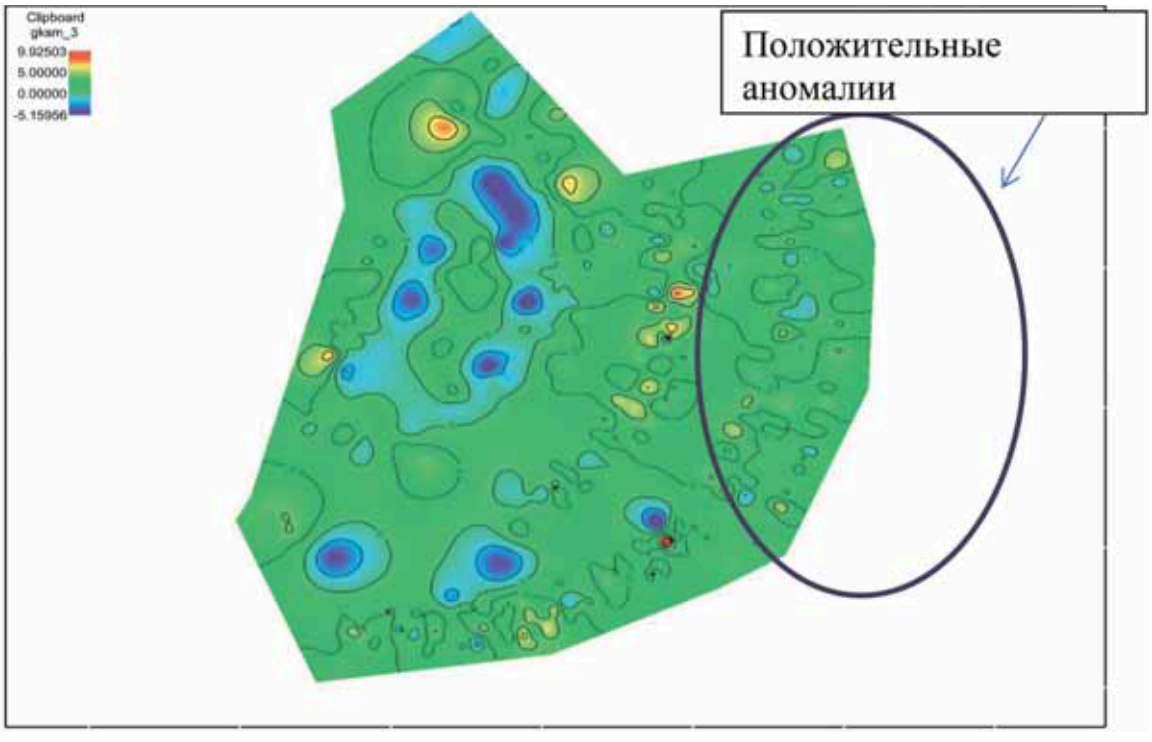


Рис. 5. Зеленогорская, Павловская площадь. Распределение гамма-поля См-3

Для подтверждения данной гипотезы, на территории Зеленогорской (по данным 248 скв.) и Павловской (по данным 267 скв.) площадей, характеризующимися высокой степенью разбуренности и изученности, построена серия карт распределения гамма-поля отдельных пластов семилукского и мендымского горизонтов: См-1,См-2, См-3, Мн-1, Мн-2, Мн-3, Мн-4. Построение осуществлялось посредством ввода величин радиоактивности в скважинах для каждого пласта, с дальнейшим вычитанием фоновой радиоактивности (среднее значение ГК по пласту по площади порядка 6,7 мкр/час) и последующей интерполяцией, с выделением положительных и отрицательных аномалий.

На картах наблюдается дифференциация значений гамма-поля: на Павловской площади, характеризующейся более высоким структурным положением, установлены сравнительно высокие значения гамма-поля, на Зеленогорской площади, характеризующейся более низким структурным положением, установлены сравнительно повышенные значения гамма-поля. Кроме того, на рассмотренных площадях выявлены отдельные объекты положительных аномалий, которые в прошлом могли соответствовать более пониженным участкам осадконакопления. В целом выявлено, что положительные аномалии тяготеют к осевым и прибортовым зонам прогибов.

Таким образом, построенные карты распределения гамма-поля подтвердили дифференциацию ОВ в процессе седиментации: накопление уранообогащенных пород в пониженных участках палеорельефа, что позволило выделить наиболее перспективные участки, обогащенные ОВ. Данная подтвержденная зависимость наличия повышенного гамма-поля в породах, обогащенных ОВ, может в дальнейших исследованиях служить поисковым фактором для обнаружения перспективных участков доманиковых отложений, что в условиях ограниченных возможностей проведения геохимических исследований, как основного метода по определению концентраций ОВ, может стать хорошим поисковым признаком.Согласно данным количественной оценки перспектив нефтегазоносностидоманиковых отложений по территории Республики Татарстан, выполненной по методике Неручева С.Г., суммарное количество нефти, оставшейся в матрице генерирующей толщи, составляет 82,1 млрд т [2].

Указанная цифра свидетельствует о перспективности открытия совершенно новых, не типичных залежей. На современном этапе доманиковых отложений в первую очередь необходимо обратить внимание на участки, расположенные в осевых частях ККСП и в зонах с выявленным и нефтепроявлениями в старых скважинах. На территории республики выявлено более 650 таких объектов.

Литература

1. *Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д.* Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014.

2. *Неручев С.Г., Смирнов С.В.* Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007 (2).

ОСОБЕННОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФРАНСКО-ФАМЕНСКОГО ВОЗРАСТА В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН НА ПРИМЕРЕ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.С. Хисамов[1], Н.Р. Хайруллина[1], С.Е. Войтович[2], Н.Г. Веденина[2], Н.П. Зиганшина[2]

[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск,

[2]ТГРУ ПАО «Татнефть», г.Казань, vedenina_tgru@mail.ru

Развитие топливно-энергетического комплекса России непосредственно связано с динамикой изменения запасов углеводородов. Разведанные извлекаемые запасы нефти оцениваются в несколько десятков млрд.т. При этом большинство месторождений России, обеспечивающих основную часть добычи нефти, находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся обводненностью продукции на 80 % и более.

Многие месторождения находятся в эксплуатации более 30–40 лет. За это время из них добыты миллиарды тонн нефти. В то же время, ввиду несовершенства ранее применяемых технологий нефтедобычи, отсутствия необходимого объема геофизической и геолого-промысловой информации из-за ограниченного применяемого комплекса геофизического исследования скважин (ГИС) при бурении и контроле за разработкой, в недрах осталось значительное количество нефти.

Пропущенные нефтенасыщенные интервалы, не охваченные разработкой, на сегодняшний день представляют серьезный резерв переоценки запасов месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. В связи с этим возникла необходимость вовлечения в изучение, поиски, оценку и разработку запасы нефти из нетрадиционных источников УВ. В Татарстане к таким коллекторам относятся доманиковые отложения, содержащие рассеянное органическое вещество сапропелевого типа (Сорг=5–20%). Эти отложения являются важными нефтепроизводящими породами. Геохимические данные показывают, что они генерировали основной объем нефти, найденной в Волго-Уральской провинции. Доманиковые отложения приурочены к отложениям от саргаевского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона.

В результате анализа условий осадконакопления, а также имеющегося петрофизического материала было определено, что в пределах юго-востока Татарстана среднефранско-верхнефаменское время характеризовалось погружением и сменой мелководных условий осадконакопления относительно глубоководными с последующей частичной регрессией. Скорость тектонического опускания дна бассейна седиментации стала превышать темпы осадконакопления. В это время в морском бассейне существовала застойная восстановительная среда, благоприятная для формирования кремнисто-глинисто-карбонатных отложений. Возникли обстановки относительно некомпенсированной впадины с общей фациальной чертой – битуминозностью, окремнением, пиритизацией осадков. Битуминозные отложения накапливались в морском бассейне с нормальной соленостью, газовым режимом и специфическим разнообразием комплекса донной и планктонной фауны. В наиболее глубоких участках морского дна с замедленным водообменном осаждались илы с большим количеством органического вещества.

В течение среднефранско-верхнефаменского времени формировались накопления осадков формации доманикового типа. Термически зрелые нефти данной формации были генерированы в нефтегазоматеринские толщи и сохранились в этой же толще или были перемещены в сопряженные с ними низкопоровые и низкопроницаемые толщи, которые настолько плотные, что не являются транзиторными для дальнейшей миграции и рассеивания УВ. Проведенный анализ позволил обосновать и выделить залежь УВ в доманиковых отложениях среднефранско-верхнефаменского возраста (доманиковый, мендымский, воронежский, евлановский, ливенский, задонский, елецкий, лебедянский и данковский горизонты) и доказать их связь в плане единого гидродинамически связанного резервуара. В рамках подсчета запасов нефти Бавлинского месторождения были рассмотрены доманиковые отложения данково-лебедянского горизонта верхнего девона.

Впервые запасы нефти данково-лебедянского горизонта были подсчитаны в составе Бавлинского месторождения и утверждены в 1963 году ГКЗ СССР (протокол № 4129 от 26.10.1963). Ввиду низкой продуктивности данково-лебедянских отложений эти запасы впоследствии были списаны.

В 2004 году, с учетом новых данных по результатам пробуренных скважин, данных по опробованию и эксплуатации, в институте ТатНИПИнефть выполнен подсчет запасов нефти по карбонатным отложениям заволжского и данково-лебедянского горизонтов (протокол № 48-пд от 27.12.2005 г.). Запасы в отложениях данково-лебедянского горизонта были подсчитаны, как для традиционных коллекторов. В пределах месторождения было выявлено 27 залежей нефти пластово-сводового типа, вскрытых 1–6 скважинами. Запасы нефти данково-лебедянского горизонта Бавлинского месторождения по степени их изученности были отнесены к C_1, а предварительно оцененные – к категории C_2.

В рамках утвержденной программы на Бавлинском месторождении в конце 2013 года в скважине № 1144 произведена перфорация отложений данково-лебедянского горизонта в интервалах абс.отметок –1075,4-1081,4 м, –1091,4-1094,4 м, –1099,0-1102,9 м и произведено кислотное ГРП интервалов, закачено 72,0 м^3 соляной кислоты, Рн/к = 286/154 атм. Произведен комплекс ГИС (MPAL BAK-8)до и после ГРП. По результатам ГРП высота трещин составила 22,8 м западно-восточного направления. Дебит нефти составил 10,6 т/сут.

В 2014 году на кафедре геохимии МГУ проведены петрофизические и геохимические исследования образцов керна из доманиковых отложений Бавлинского и соседних с ним месторождений, которые доказывают, что породы обладают высоким генерационным потенциалом и могут являться объектами нетрадиционных коллекторов. На

рис.1 показан образец керна, отобранного из скважины 3919 Бавлинского месторождения. Образец керна сложен доломитами мелко-среднезернистыми, мелко-кавернозными. Микроструктура в шлифе массивная. В породе между зернами отмечены пустоты (на рис. 1 они отмечены серым цветом – 1) размерами от 0,05 до 0,4 мм неправильной изометрической формы. Границы пустот нередко повторяют границы зерен и имеют прямолинейный характер.

В результате микроскопических исследований установлено, что продуктивный пласт сложен микро- и тонкозернистыми известняками перекристаллизованными, неравномерно доломитизированными. Прослоями выделяются перекристаллизованные шламово-детритовые известняки, доломитизированные до перехода в доломиты известковистые. Реже встречаются полидетритовые известняки, сложенные мелкими обломками и реликтами органогенных остатков, преимущественно водорослями.

Структура порового пространства этих пород межзерновая, реже межформенная. Поры тонкие (0,01–0,1 мм), иногда достигают размера 0,1–0,25 мм. Во всех этих структурных разностях карбонатных пород наблюдаются микро– и макротрещины. Первичная пористость в породах, слагающих продуктивный пласт, довольно часто залечена вторичными процессами. В коллекторах чаще развита вторичная пористость выщелачивания. Эти поры также часто приурочены к зонам трещиноватости. В структуре порового пространства наблюдаются поры перекристаллизации. Сообщаются поры посредством тонких соединительных канальцев и системы микротрещин.

В 2014 году в обсаженных скважинах старого фонда №№ 115, 277, 299, 2691, 3914 был проведен углеродно-кислородный (С/О) каротаж.

С/О каротаж не применяется в открытом стволе, более того, в обсаженном стволе применение его будет эффективно лишь после расформирования зоны проникновения (зависит от конкретных отложений и способов вскрытия пласта). Связано это, прежде всего, с очень маленькой глубинностью метода, буквально первые десятки сантиметров самой залежи (это с учетом того, что есть колонна, и толща цементного камня). Также он не проводится при заполнении скважин раствором на нефтяной основе, соленость раствора, к слову, может быть любая.

Метод работает непрерывно, но с очень маленькой скоростью, не более 80–100 м/ч, более того, чтобы увеличить статистику метода – интервал прописывается минимум 2 раза, а то и 3 раза.

В настоящее время С/О-каротаж является одним из наиболее эффективных геофизических методов для выявления пропущенных нефтеносных горизонтов и контроля за разработкой продуктивных пластов в обсаженных стальной колонной скважинах. Учитывая это, при подсчете запасов углеводородов в нетрадиционных коллекторах пересматривается весь геофизический материал по всему фонду скважин месторождения и с учетом данных по С/О-каротажу, уточняются объемы нефтеносных отложений в нетрадиционных коллекторах доманикитах. В результате данного способа повышается обоснованность расчленения разреза в нетрадиционных резервуарах.

При традиционном объемном методе подсчета запасов нефти в карбонатных отложениях использовалась известная формула:

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot n \cdot \Theta \cdot Y,$$

где F – площадь нефтеносности, м^2; h – средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта; *м, m* – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород в среднем по залежи, в долях единицы; n – коэффициент нефтенасыщенности пород в среднем по залежи, в долях единицы, $\Theta = 1/в$, где *в* – объемный коэффициент пластовой нефти, Y – относительный удельный вес нефти на поверхности.

Извлекаемые запасы нефти в тыс.т определялись по формуле:

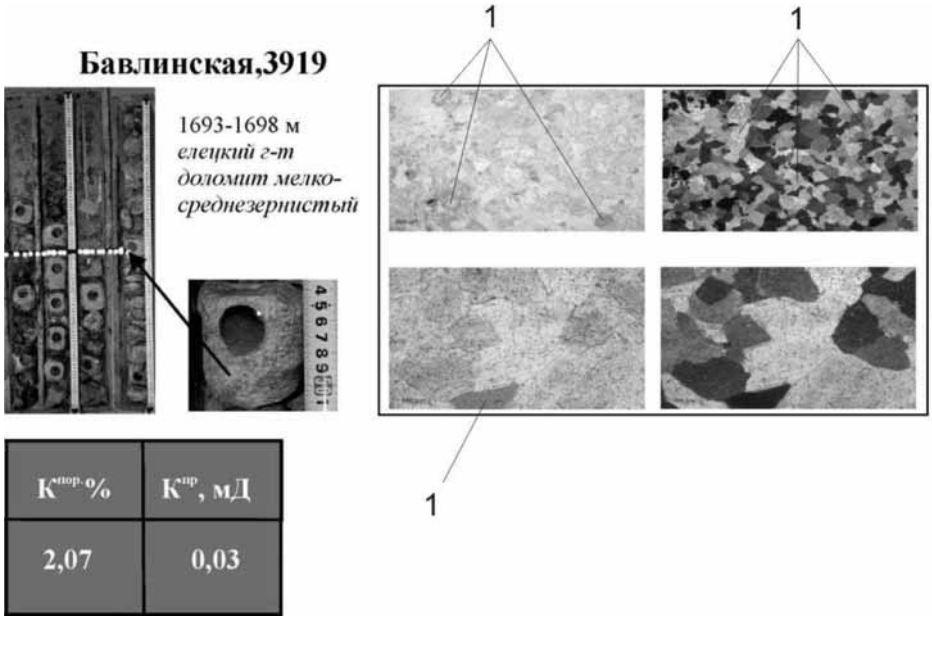


Рис. 1. Литология пород верхнего девона (D_3fm)

$$Q\text{извл.} = Q\text{бал.} \cdot n,$$

где Qизвл – извлекаемые запасы нефти в тыс.т; n – коэффициент извлечения нефти, определенный расчетным путем.

В пределах месторождения выделяются залежи нефти пластово-сводового типа, которые имеют водонефтяные контакты. Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности расчитываются по зависимостям, характерным для карбонатных отложений верхнего девона Татарстана с учетом нижних пределов пористости (7%) и нефтенасыщенности (50%). Плотность нефти и пересчетный коэффициент принимаются по анализам глубинных проб нефти, отобранных из отложений, участвующих в подсчете запа-

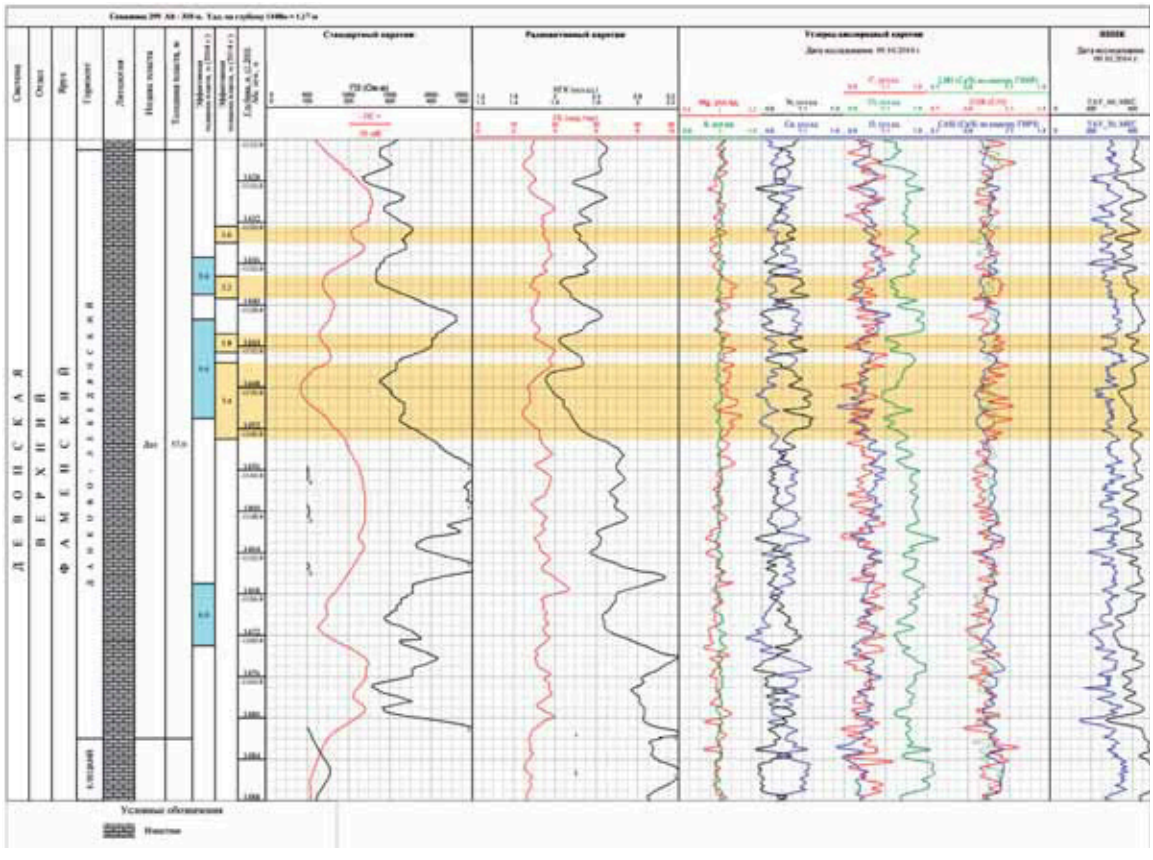


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез продуктивных отложений данково-лебедянского горизонта верхнего девона по скв.№ 299

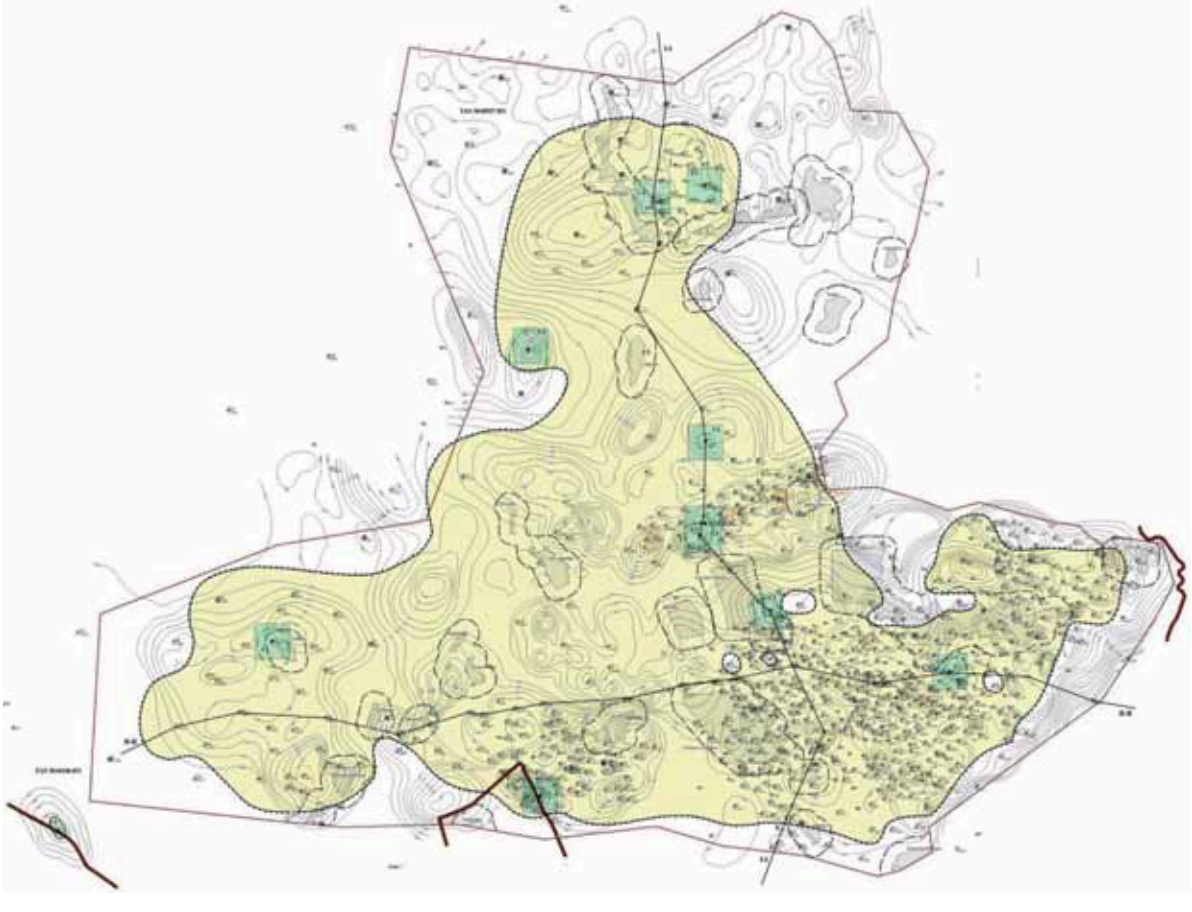


Рис. 3. Структурная карта по кровле доманиковых отложений данково-лебедянского горизонта Бавлинского месторождения

сов. КИН принимается согласно последнему проектному документу. Категория запасов определяется по результатам опробования в пласте. Достоверность определения площадей нефтеносности для залежей определяется, прежде всего, достоверностью структурных карт по кровле (подошве) коллекторов, а для залежей с литологическим экраном – от достоверности этого экрана.

Основной недостаток традиционного метода заключается в недостоверности определения мощности нефтенасыщенных пластов-коллекторов в скважинах и границ распространения залежи.

Учитывая новые данные по С/О-каротажу, был пересмотрен весь фонд скважин Бавлинского месторождения, установлены новые критические значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости, при которых при гидроразрыве пласта были получены промышленные притоки нефти. При этом критические значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пластов были низкими (3% пористость, 0,1 млрд проницаемость, 40% нефтенасыщеность), что характерно для «нетрадиционных» коллекторов (рис. 2).

Корреляция разрезов скважин, наличие газовых аномалий в интервалах доманиковых отложений, сейсмические данные, петрофизический анализ материалов керновых данных позволяют утверждать, что продуктивные отложения доманиковой толщи являются резервуаром, широко развитым по площади изучаемого района.

Продуктивность данного резервуара не связана с традиционными структурными залежами и не контролируется очертаниями структурных ловушек, также не фиксируется ограничивающий подошву залежи водонефтяной контакт. В продуктивных пластах доманиковой толщи отмечаются большие зоны литологического замещения коллекторов непроницаемыми плотными породами. Поэтому условной границей развития продуктивных доманиковых отложений приняты зоны, в которых в пробуренных скважинах по стандартному, радиоактивному и газовому каротажу не отмечены интервалы перспективных залежей на нефть (рис.3).

Суммарная нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора, выделенного по материалам ГИС, изменяется от 2,0 м до 22,0 м. Нефтеносность отложений установлена по материалам ГИС и подтверждена результатами опробования 11 скважин, дебит нефти в которых изменяется 1,0 т /сут до 10,6 т/сут. Запасы залежи в районе испытанных скважин отнесены к категории C_1 на расстоянии, равном удвоенному шагу эксплуатационной сетки (600 м), запасы остальной части залежи оценены по категории C_2.

Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности для пластов-коллекторов данково-лебедянского горизонта приняты по ГИС и лабораторным анализам керна (по ГИС – Кп=5,4% 1147 опр. по 260 скв., Кн =79,6% 1124 опр. по 255 скв.; по керну Кп=4,5% 285 опр. по 24 скв., Кн=75,6% 24 опр. по 7 скв.).

Ввиду отсутствия новых проб нефти для подсчета запасов использованы ранее утвержденные значения пересчетного коэффициента, плотности нефти, газового фактора. КИН не пересматривался.

В 2015 году ПАО «Татнефть» пробурила первый для компании горизонтальный ствол скважины на сланцевую нефть. В 2015 году планируется пересчет запасов нефти доманиковых отложений ряда месторождений Республики Татарстан, таких как Бухараевское, Матросовское, Сабанчинское, Купавное, Западно-Галицкое, ряда залежей Ромашкинского месторождения.

Литература

1. *Петерсилье В.И., Яценко Г. Г.* Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов Гис, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах. – М.-Тверь, 2006. – 39 с.

2. *Ахманова Т.П., Бугульминская Л.С. и др.* Пересчет запасов продуктивных отложений данково-лебедянского горизонта Бавлинского нефтяного месторождения. – Казань, 2014. – 182 с.

ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ДОМАНИКИТАХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Р.С. Хисамов[1], Р.З. Мухаметшин[2], Н.Ф. Гумаров[3], Р.М. Миннуллин[3]

[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск; [2] Казанский (Приволжский) университет, г. Казань, geoeng111@yandex.ru;
[3]НГДУ «Альметьевнефть», г. Альметьевск, minnullinRM@tatneft.ru

Среди перспективных объектов нефтедобычи особое место на востоке Восточно-Европейской платформы занимают доманикиты – образования семилукского (доманикового) и речицкого (мендымского) горизонтов. В литологическом плане эти отложения представлены известняками, кремнистыми мергелями и кремнеаргиллитами; породы этого типа в той или иной степени битуминозны. Важной особенностью этих отложений является высокое содержание в них рассеянного органического вещества (РОВ) сапропелевого типа (Сорг от 1,4 до 13,5%) [1]. По мнению специалистов, они обладают наибольшим, по сравнению с залегающими по разрезу выше и ниже отложениями девона и карбона нефтегенерационным потенциалом. В последнее десятилетие уделяемое им повышенное внимание обусловлено «бумом» сланцевой нефти. Долгое время считалось, что органический материал домаников отложений, послужил источником для образования нефти, но из-за отсутствия в последнем пород-коллекторов нефть мигрировала в вышележащие породы девона и карбона. Наиболее ярым и последовательным сторонником признания доманикитов в качестве основных нефтематеринских толщ для месторождений нефти и газа Урало-Поволжья был К.Б. Аширов, который в своих работах ([2–3]; К.Б. Аширов, 1972; К.Б. Аширов, В.И. Данилов и др., 1976) отразил генетическое единство нефтей палеозоя, что позволило ему сделать вывод о том, что источником образования всех исследованных нефтей палеозоя является нефтепроизводящая толща семилукского возраста.

Начало комплексным исследованиям этой толщи положило открытие на территории Татарстана в 60-70-е гг. прошлого века залежей нефти в карбонатных отложениях доманиковой фации верхнего девона – как в пределах купольной части Южно-Татарского свода (Миннибаевская, Березовская и др. площади Ромашкинского месторождения), так и в сопредельных зонах прогибов Камско-Кинельской системы (Шугановская, Шадчинская залежи в отложениях семилукского горизонта и Южно-Бастрыкская, Елгинская, Шийская и др. – речицкого).

Тем не менее слабым звеном при обосновании нефтепроизводящих свойств отложений доманикового типа оставались вопросы первичной миграции (эмиграции) нефти, которые бы позволили перевести доманикиты из разряда так называемых «битумовмещающих» (по Н.М. Страхову) в нефтепроизводящие (М.М. Грачевский, В.Г. Кузнецов, 1962). Что касается отрицательных взглядов на нефтепроизводящие свойства доманикитов, связанных с окремнелостью этих пород, то согласно проведенным в ИГиРГИ исследованиям [4] проницаемость доманикитов может быть обусловлена густой сетью тончайших трещин, выявленных им с помощью электронного микроскопа.

На наш взгляд, однозначно решить вопрос о продуцировании нефти доманикитами позволяют особенности микроэлементного и группового состава нефтей, их физико-химических свойств, а также распределения хемофоссилий и геохимических показателей по разрезу палеозоя. Ряд специальных исследований, выполненных в ИОФХ КазНЦ РАН и ИГиРГИ при участии одного из авторов данного сообщения [5], в том числе с применением метода «Rock-Eval» [6], а также в ИПНГ РАН показал следующее:

1. Установлено генетическое единство углеводородов доманиковой формации девона с углеводородами каменноугольных и пермских отложений [7]. Однотипный характер распределения высших биомаркеров – стеранов и гопанов – по разрезу исследованных толщ свидетельствует о морском генезисе тех и других, о высокой степени их катагенетической преобразованности и об их генерации в карбонатных породах девонского возраста, что подтверждает наличие миграционных процессов вверх по разрезу разновозрастных отложений рассматриваемого месторождения.

2. Обобщение геохимических данных позволило вслед за ранее предложенной типизацией нефтей (Т.А. Ботнева, 1988; С.А. Пунанова, Т.И. Гордадзе, 1999) выделить в пределах палеозойского разреза Волго-Уральской НГП «девонский» и «каменноугольный» геохимические типы нефтей, отличающиеся по УВ и МЭ составу, плотностной характеристике, содержанию смолисто-асфальтеновых веществ, серы и выходу легких фракций [8].

3. Преимущественно вертикальный характер миграции УВ подтвержден целым рядом признаков и показателей [9].

Обращает на себя внимание и то, что содержание МЭ в нефтях меняется в зависимости от положения продуктивного пласта в разрезе относительно доманиковых отложений. Именно поэтому в нефтеносных комплексах девона центральных районов Урало-Поволжья следует выделять две геохимические разновидности нефтей: *среднедевонско-нижнефранские и среднефранско-каменноугольные, или поддоманиковые и доманиковые+наддоманиковые* [8]. Важно отметить, что формирование нефтей, обогащенных асфальтено-смолистыми веществами и МЭ – V, Ni, Co, Mo и др., приурочено к осадочным бассейнам с развитием доманикоидов кремнисто-карбонатного состава низкой стадии преобразованности (И.С. Гольдберг, 1994; С.А. Пунанова, Т.Л. Виноградова, 2010). Высокая обогащенность МЭ отмечается не в самих доманикитах, а в битумоидах, извлеченных из кремнисто-карбонатных пород (И.С. Гольдберг и др., 1990), то есть практически региональная ванадиеносность тяжелых высокоциклических нефтей каменноугольных отложений, очевидно, связана с верхнефранско-турнейскими кремнисто-карбонатными доманикитами, ОВ которых явилось исходным для нефтеобразования. Сопоставление результатов исследований экстрактов из пашийско-тиманских нефтенасыщенных алевропесчаников и из доманикитов также дало возможность прийти к выводу [5, 9], что при попадании легкой нефти в последние происходит их обогащение ванадиловыми порфиринами, серой и смолисто-асфальтеновыми компонентами.

Таблица

Технологические параметры проведения ГРП в доманикитах на скважинах в НГДУ «Альметьевнефть»

№ скв.	Кол-во пропанта, т	Объем закачанной в пласт жидкости, м³	Давление начальное, МПа	Давление конечное, МПа	Длина трещины, м	Концентрация пропанта, кг/м³	Диаметр пропанта (фракция), мм	Ширина трещины, мм	Вязкость жидкости разрыва, мПа·с	Дебит нефти, т/сут.	
										до ГРП	после ГРП
25276	13	141	47	63	117	300	0,6	1,06	300	0,3	0,5
11988	20	204	30,5	39,2	219	250	0,45	0,81	30	2,3	11,9

Важно отметить, что наряду с выявлением неоднородности состава ОВ в доманикитах (как по площади, так и по разрезу отдельных скважин), исследования двух групп образцов пород семилукского горизонта Южно-Татарского свода, с признаками подвижной нефти и без них, позволили установить очень важное с точки зрения решения вопросов миграции УВ их различие: оказалось, что в образцах с выпотами нефти по сравнению с таковыми без признаков жидких УВ наблюдаются возрастание общего содержания ОВ, снижение плотности экстрактов, содержания VO-порфиринов, смол (за счет спирто-бензольной части), но несколько увеличивается массовая доля УВ (масел) [5].

Рассматривая же доманикиты в целом, нельзя не отметить двойственную роль кремнисто-карбонатных отложений семилукского и речицкого горизонтов в отношении УВ-потенциала [10, 11]. Во-первых, кремнисто-карбонатные отложения являются вместилищем так называемой «доманиковой нефти», возникшей in situ. Ученые МГУ считают [12], что доманиковый горизонт содержит значительное количество УВ, еще не эмигрировавших. Результаты пиролиза Rock Eval обогащенных РОВ пород доманика из скважин Мензелино-Актанышской и Тлянчи-Тамакской площадей [13] указывают на высокий и очень высокий нефтегенерационный потенциал (параметр S_2 до 148.9 мг УВ/г породы). По классификации I. Espitalle и др. (1985 г.) значительная часть пород доманикового горизонта на северо-востоке Татарстана относится к категории нефтематеринских пород хорошего и очень хорошего качества (параметр $P = S_1 + S_2$ превышает 6 мг УВ/г породы, достигая в некоторых образцах значений около 50 мг УВ/г породы). Водородный индекс IH в этих породах также высок – более 300 мг УВ/г $C_{орг}$ [13]. Это дает право рассматривать доманиковую толщу как единую неструктурную залежь УВ, из которой часть УВ мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась. Специфика отложений доманикового типа заключается в их принципиальной возможности генерировать углеводороды, способные к эмиграции (перемещению в вышележащие и совмещенные толщи), и сохранению (аккумуляции) генерированных в этой толще углеводородов при относительно недалеком их перемещении, т.е. практически в одном месте [14].

Во-вторых, скопления подвижной нефти связаны со сложнопостроенными коллекторами, которые тяготеют к зонам повышенной трещиноватости [15, 16 и др.]. В этом плане интересен пример со скважиной № 27352, в которой из доманиковой толщи отобран керн без признаков нефтеносности. По данным ГИС, признаки нефти также отсутствовали. Однако при спуске НКТ скважина стала фонтанировать с дебитом 9 т/сут. И, что примечательно, в пределах одной залежи дебиты нефти по скважинам сильно различаются, варьируя от 0,1 до 24 т/сут. (скважина № 8112).

По сути, и то и другое – это, по В.Н. Бескопыльному, «полуколлекторы» («псевдоколлекторы»), или приблизительно то, что в зарубежной литературе в общем виде подразумевают под терминами «shale (сланцевые) and (и) tight (плотные) reservoirs (коллекторы)», то есть естественные образования (горные породы), способные отдавать (пропускать через себя) нефть, газ и/или воду промышленными темпами только после создания в них искусственных путей миграции и/или под воздействием на них больших депрессий. То есть к полуколлекторам (псевдоколлекторам) относятся породы, которые могут быть преобразованы с помощью существующих в настоящее время методов и технологий из низкопроницаемых или из практически непроницаемых в промышленно значимые коллекторы – это в том числе глинистые и горючие сланцы и плотные (депрессионные низкопроницаемые, низкопористые) карбонатные породы [17]. Из этого следует, что для добычи нефти из доманикитов необходимо применять новые технологии нефтеизвлечения, а также выполнить дорогостоящие научно-исследовательские и опытно-промышленные работы, равно как при разработке залежей нефти баженовской свиты (Ю.Е. Батурин, 2010). Проблема освоения нефтегазонасыщенных полуколлекторов охватывает широкий спектр теоретических и практических знаний, далеко не ограничивающихся геологией, геофизикой и геохимией (В.Н. Бескопыльный, 2013).

Анализ коллекторских свойств доманикитов показал, что наиболее низкими коллекторскими свойствами обладают высокобитуминозные кремнисто-глинистые известняки и доломиты, сформировавшиеся в наиболее глубоких депрессионных впадинах; улучшению же фильтрационно-емкостных свойств способствуют постседиментационные процессы (выщелачивание, вторичная доломитизация) и тектоническая трещиноватость пород [12, 18].

Достаточно эффективным методом выявления и трассирования зон повышенной трещиноватости осадочной толщи, связанной с тектоническими процессами, являются на территории Урало-Поволжья высокоточные гравиметрические измерения (З.М.Слепак, 1980, 1989; В.П.Боронин и др., 1981; М.Я.Боровский и др., 1991). На участке Чегодайского месторождения выполнена интерпретация данных высокоточной гравиразведки по новой технологии с выделением эффектов от отрицательных локальных аномалий и линейных зон – индикаторов трещиноватости разреза, которые отражаются на графиках в виде узких протяженных отрицательных аномалий интенсивностью до 0,15 мГал [19].

Для выявления в разрезе доманиковой толщи зон развития трещиноватых пород еще в процессе строительства скважин, очевидно, рационально использование метода электрического микросканирования [20]. С целью оконтуривания зон повышенной трещиноватости доманикитов целесообразно также в бурящихся на горизонты $Д_0$ и $Д_1$ нижнефранского подъяруса верхнего девона скважинах производить испытание перспективных интервалов в доманиковой толще.

В НГДУ «Альметьевнефть опробовано создание искусственной трещиноватости в доманикитах за счет гидроразрыва пласта (ГРП). Как показали промысловые исследования, проведение ГРП в доманикитах имеет свои особенности: например, использование геля пониженной вязкости (30 мПа·с) и большей массы пропанта (20 т) в скважине № 11988 позволило получить начальный дебит по нефти 11,9 т/сут. (в настоящее время дебит скважины составляет 9,4 т/сут.), тогда как при малоэффективном ГРП в скважине № 25276 применялись гель вязкостью на порядок выше и меньшая масса проппанта (таблица).

Потенциальные возможности рассмотренной технологии будут оценены после проведения ГРП в других скважинах и анализа результатов опробования пластоиспытателем в процессе бурения скважин.

Литература

1. *Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А*. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. – Л.: Недра, 1986. – 247 с.

2. *Аширов К.Б.* Геологическая обстановка формирования нефтяных и газовых месторождений Среднего Поволжья. – М.: Недра, 1965. – 173 с.

3. *Аширов К.Б.* О геологическом времени формирования месторождений Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. – 1990. – № 9. – С.16–20.

4. *Тихомиров В.И.* Битуминозность пород карбонатной формации верхнего девона – нижнего карбона (турне) Камско-Кинельских прогибов // Геохимия карбонатных отложений системы Камско-Кинельских прогибов. – М.: ИГиРГИ, 1975. – С.60–71.

5. *Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Мухаметшин Р.З.* Сравнительный анализ углеводородного состава пород доманиковой и терригенной формаций девона Татарстана // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Тез. докл. Второго междунар. симпозиума 23–27 июня 1997 г., Санкт-Петербург. – СПб: ВНИГРИ, 1997. – С.88.

6. *Каюкова Г.П., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. и др.* О роли доманиковых фаций в нефтегазоносности осадочной толщи Татарстана // Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр: тез. докл. XV Губкинских чтений, секция 1. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 1999. – С.78–79.

7. *Каюкова Г.П., Мухаметшин Р.З., Гордадзе Г.Н. и др.* Особенности составов и свойств углеводородов по разрезу Ашальчинского месторождения // Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий. – Казань: Новое Знание, 1998. – С.339–345.

8. *Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А*. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С.74–83.

9. *Мухаметшин Р.З., Каюкова Г.П.* Геохимические аспекты формирования залежей нефти Южно-Татарского свода // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: докл. Междунар. конфер. 11–14 мая 1999 г., Санкт-Петербург: – СПб: ВНИГРИ, 2000. – С.119–127.

10. *Пунанова С.А., Мухаметшин Р.З.* Сланцевые формации Урало-Поволжья, их металлогения и нефтеносность // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: матер. Междунар. научн.-практич. конфер. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С.324–328.

11. *Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А.* Нефти палеозоя центральных районов Урало-Поволжья и нефтематеринская доманиковая толща // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2015: сб. научн. тр. по материалам Междунар. научн.-практич. конфер., состоявшейся 28–29 мая 2015 г.: электронное издание / Отв. ред. А.В. Ступакова. – М.: Изд-во Московск. ун-та, 2015. – С.151–154.

12. *Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. и др.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 7. – С.76–87.

13. *Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И.* Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана // Нефтехимия. – Т.47. – 2007. – № 3. – С.422–431.

14. *Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Жарков А.М.* Нефтегазоносные отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах // Георесурсы. – 2013. – № 4(54). – С.18–22.

15. *Войтович Е.Д., Кензин Ф.А.* Закономерности размещения нефти в нижних горизонтах карбонатного девона Татарии и обоснование методики их поисков // Геология нефти и газа. – 1974. – № 3. – С.6–10.

16. *Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А.* Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. – 283 с.

17. *Бескопыльный В.Н.* О целесообразности изучения нефтегазоносности природных полуколлекторов Беларуси // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века: матер. Междунар. научн.-практич. конфер. – Гомель: ОАО «Полеспечать», 2012. – С. 111–139.

18. *Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А. и др.* Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. – М.: Наука, 1990. – 79 с.

19. *Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Боровский М.Я.* Первый опыт экспериментальных гравиметрических измерений при подготовке нефтяных месторождений к эксплуатации (на примере Чегодайского месторождения Республики Татарстан) // Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых: матер. Междунар. науч.-практич. конфер. – Уфа: ТАУ, 2002. – С.564–573.

20. *Хисамов Р.С., Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г. и др.* Изучение структуры пустотного пространства сложнопостроенных карбонатных пород каширского горизонта методом электрического микросканирования // Геология нефти и газа. – 2014. – № 3. – С.47–53.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВЫХ ПЕРЕСЧЕТОВ ЗАПАСОВ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

Р.С. Хисамов[1], Н.Р. Хайруллина[1], С.Е. Войтович[2], Н.В. Акчурина[2], А.Ф. Хадеева[2]

[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск,

[2]ТГРУ ПАО «Татнефть», г. Казань, zapasy_tgru@tatneft.ru

Месторождения сверхвязких нефтей (СВН), в связи со снижением объемов запасов по всему миру кондиционной (традиционной) нефти, привлекают все большее внимание. Более половины запасов и перспективных ресурсов тяжелой сверхвязкой нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции сосредоточены в недрах Республики Татарстан.

В качестве первоочередных объектов промышленного освоения в республике служат залежи сверхвязкой нефти шешминского горизонта уфимского яруса верхнего отдела пермской системы, имеющие наиболее широкое распространение и характеризующиеся наиболее благоприятными геолого-экономическими условиями локализации. Район их распространения обладает развитой нефтепромысловой инфраструктурой. На остроту проблемы их разработки указывает принятая «Программа развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006–2020 годы» [1].

На сегодняшний день в верхнепермских отложениях уфимского яруса шешминского горизонта на учете Государственного Баланса числятся запасы СВН 109 залежей, входящих в состав 32 месторождений нефти, в том числе 46 залежей на 13 месторождениях СВН. Все залежи находятся в зоне деятельности ПАО «Татнефть». Общие суммарные утвержденные *геологические* запасы категорий ($C_1 + C_2$) составляют около 300 млн тонн, *извлекаемые* – 105 млн тонн.

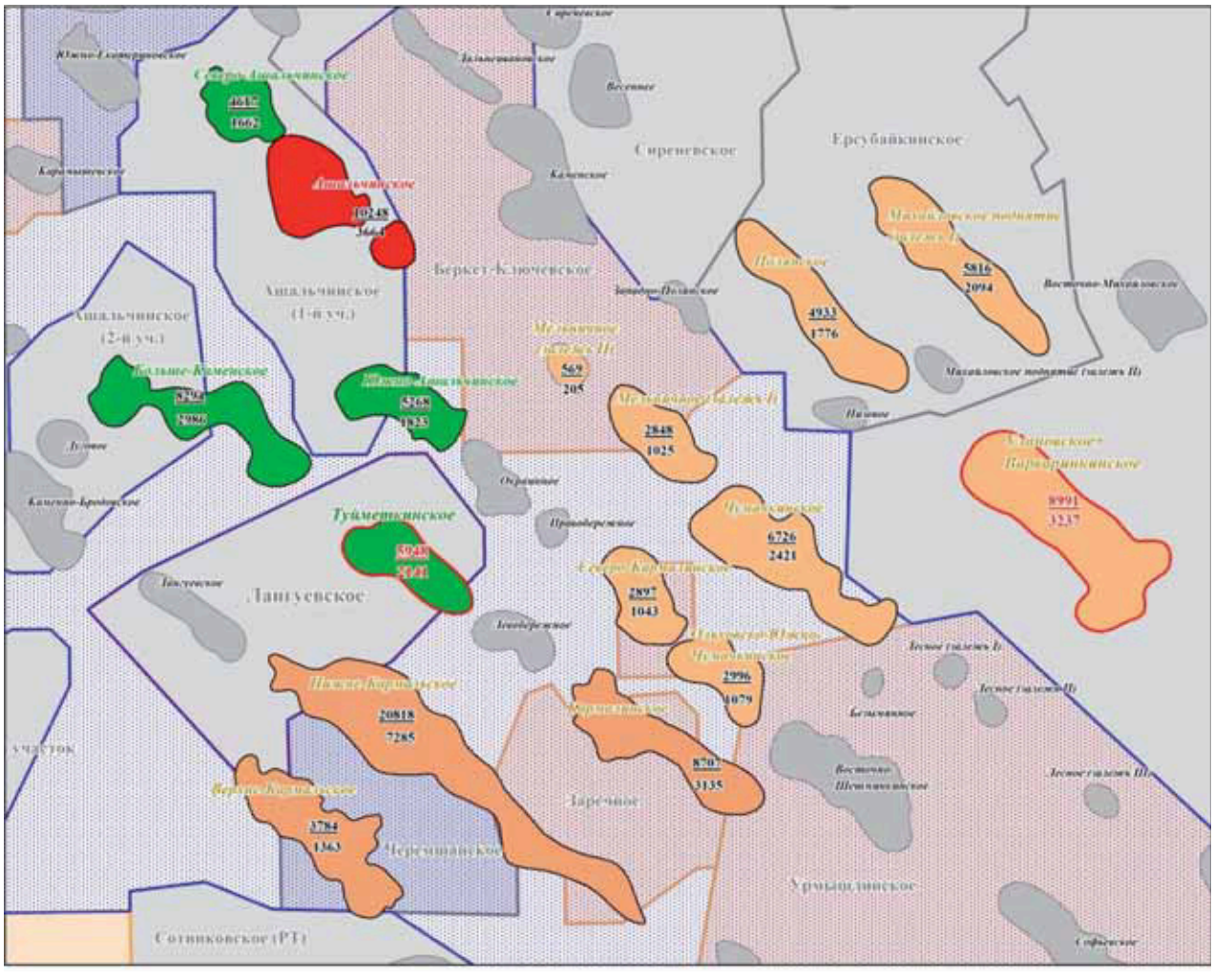
Есть авторитетные заявления, что за счет СВН можно сохранить общий объем добычи нефти в Татарстане на нынешнем уровне (около 30 млн т ежегодно) на долгие годы [2]. С этой целью разработан в ПАО «Татнефть» бизнес-проект до 2030 года по освоению Ашальчинского месторождения СВН, с начальными геологическими запасами порядка 33 млн т, извлекаемыми около 12 млн т, утвержденными на 7 поднятиях. Принята программа разработки месторождения на годовую добычу 800 тыс.т с развитием до 2 млн т в год. Реализация проекта «СВН 2000», включающая в себя:

– полномасштабный ввод залежи СВН Ашальчинского поднятия в промышленное освоение с выходом на годовую добычу УВ в количестве 300 тыс.т.;

– подготовку и ввод в разработку залежей СВН Северо-Ашальчинского, Южно-Ашальчинского, Большекаменского и Туйметкинского поднятий шешминского горизонта, находящихся в стадии эксплуатационного разбуривания;

– геологическое доизучение, выполнение ГРР с целью подготовки Кармалинского, Нижне-Кармальского, Верхне-Кармальского, Мельничного (I, II залежи), Чумачкинского, Северо-Кармалинского, Ольховско-Южно-Чумачкинского, Улановского+Варваринкинского, Полянского, Михайловского (I залежи) поднятий к разработке (рис.1).

Выполняется задача ускоренного разбуривания залежей СВН и испытания новых скважин на приток флюидов. В скважинах с положительным результатом опробования, отбираются пробы нефти и выполняются анализы на состав и физико-химические свойства, уточняется основной параметр – параметр вязкости пластовой нефти. Во всех скважинах проводятся лабораторные исследования керна, которые используются как при определении всех основных подсчетных параметров, так и при изучении ФЕС и литолого-минералогических характеристик коллекторов, подстилающих и перекрывающих залежь пород, а также для надежной интерпретации ГИС.


Ершубайкинское
Сиреневское
Ашальчинское
Ашальчинское (1-й уч.)
Ашальчинское (2-й уч.)
Дальне-Каменское
Ближне-Каменское
Туйметкинское
Лангуевское
Ближне-Карашигское
Дальне-Карашигское
Верхне-Карашигское
Черемшанское
Сотниковское(РТ)
Ново-Елховское
Варваринкинское
Ново-Елховское+
Варваринкинское
Восточно-Ново-Елховское
Ново-Елховское поднятие (залежь II)
Восточно-Ново-Елховское поднятие (залежь II)
Ново-Елховское поднятие (залежь III)
Восточно-Ново-Елховское поднятие (залежь III)
Ново-Елховское поднятие (залежь IV)
Ново-Елховское поднятие (залежь V)
Ближне-Карашигское поднятие (залежь II)
Ближне-Карашигское поднятие (залежь III)
Ближне-Карашигское поднятие (залежь IV)
Ближне-Карашигское поднятие (залежь V)
Дальне-Карашигское поднятие (залежь II)
Дальне-Карашигское поднятие (залежь III)
Дальне-Карашигское поднятие (залежь IV)
Дальне-Карашигское поднятие (залежь V)
Верхне-Карашигское поднятие (залежь II)
Верхне-Карашигское поднятие (залежь III)
Верхне-Карашигское поднятие (залежь IV)
Верхне-Карашигское поднятие (залежь V)
Туйметкинское поднятие (залежь II)
Туйметкинское поднятие (залежь III)
Туйметкинское поднятие (залежь IV)
Туйметкинское поднятие (залежь V)
Ашальчинское поднятие (залежь II)
Ашальчинское поднятие (залежь III)
Ашальчинское поднятие (залежь IV)
Ашальчинское поднятие (залежь V)
Ашальчинское поднятие (залежь VI)
Ашальчинское поднятие (залежь VII)
Ашальчинское поднятие (залежь VIII)
Ашальчинское поднятие (залежь IX)
Ашальчинское поднятие (залежь X)
Ашальчинское поднятие (залежь XI)
Ашальчинское поднятие (залежь XII)
Ашальчинское поднятие (залежь XIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XIV)
Ашальчинское поднятие (залежь XV)
Ашальчинское поднятие (залежь XVI)
Ашальчинское поднятие (залежь XVII)
Ашальчинское поднятие (залежь XVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XIX)
Ашальчинское поднятие (залежь XX)
Ашальчинское поднятие (залежь XXI)
Ашальчинское поднятие (залежь XXII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь XXV)
Ашальчинское поднятие (залежь XXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь XXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь XXX)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь XL)
Ашальчинское поднятие (залежь XLI)
Ашальчинское поднятие (залежь XLII)
Ашальчинское поднятие (залежь XLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь XLV)
Ашальчинское поднятие (залежь XLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь XLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь XLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь L)
Ашальчинское поднятие (залежь LI)
Ашальчинское поднятие (залежь LII)
Ашальчинское поднятие (залежь LIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LIV)
Ашальчинское поднятие (залежь LV)
Ашальчинское поднятие (залежь LVI)
Ашальчинское поднятие (залежь LVII)
Ашальчинское поднятие (залежь LVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LIX)
Ашальчинское поднятие (залежь LX)
Ашальчинское поднятие (залежь LXI)
Ашальчинское поднятие (залежь LXII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь LXV)
Ашальчинское поднятие (залежь LXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь LXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь LXX)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь LXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь XC)
Ашальчинское поднятие (залежь XCI)
Ашальчинское поднятие (залежь XCII)
Ашальчинское поднятие (залежь XCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь XCV)
Ашальчинское поднятие (залежь XCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь XCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь XCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь XCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь C)
Ашальчинское поднятие (залежь CI)
Ашальчинское поднятие (залежь CII)
Ашальчинское поднятие (залежь CIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CV)
Ашальчинское поднятие (залежь CVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CX)
Ашальчинское поднятие (залежь CXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CXL)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CL)
Ашальчинское поднятие (залежь CLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CLX)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CLXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CXC)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCV)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CXCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CC)
Ашальчинское поднятие (залежь CCI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXL)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCL)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCLXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXC)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCXCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCC)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXL)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCL)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCLXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXC)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCV)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CCCXCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CD)
Ашальчинское поднятие (залежь CDI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXL)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDL)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDLXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXC)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCV)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь CDXCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь D)
Ашальчинское поднятие (залежь DI)
Ашальчинское поднятие (залежь DII)
Ашальчинское поднятие (залежь DIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DV)
Ашальчинское поднятие (залежь DVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DX)
Ашальчинское поднятие (залежь DXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DXL)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DL)
Ашальчинское поднятие (залежь DLI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DLX)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DLXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DXC)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCV)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DXCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DC)
Ашальчинское поднятие (залежь DCI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXL)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCL)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXIV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXV)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXVI)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXVII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXVIII)
Ашальчинское поднятие (залежь DCLXXXIX)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXC)
Ашальчинское поднятие (залежь DCXCI)

ГРР подтвердили, что залежи СВН Улановского и Варваринкинского поднятий не являются изолированными. Новая единая залежь Улановского и Варваринкинского поднятий представляет собой продолжение одной из пяти, выделенных в данном районе, региональных структурных цепочечно расположенных гряд по кровле уфимского яруса [3], выявленных по материалам структурного бурения к западу от района работ, в составе которой ранее утвержденные Полянская, Михайловская и др. залежи СВН.

Залежь Улановского и Варваринкинского поднятий вскрыта 39 скважинами, 32 из них вскрыли нефтенасыщенные песчаники суммарной толщиной от 3 до 19,6 м, в 7 скважинах толщина составляет от 2 до 3 м. Размеры залежи СВН составляют 5,8 х 2,3 км, амплитуда 32 м.

В 15 новых скважинах проведены лабораторные анализы по определению коллекторских свойств, которые уточнили параметры пористости и нефтенасыщенности, утвержденные ранее по анализам керна лишь 3 скважин, группы поднятий. Во всех скважинах выполнен оптимальный комплекс ГИС масштаба 1:200. Проведены испытания на приток УВ в 4 скважинах. При испытании после ПТВ оценочной скважины 2, пробуренной в контуре Улановской залежи СВН в 2014 году, с интервала 176–179 м песчаной пачки шешминского горизонта получен приток СВН дебитом 0,8 м^3/сут., что дало возможность запасы единой залежи СВН Улановского+Варваринкинского поднятия отнести к категории C_1, с доказанной промышленной ценностью.

Для единой залежи Улановского и Варваринкинского поднятий коэффициенты пористости 0,29 (д.ед.) и нефтенасыщенности 0,52 (д.ед.) приняты, полученные по результатам лабораторных исследований керна 15 новых скважин (816 определений) Улановского и Варваринкинского поднятий. Проницаемость по лабораторным данным анализов (123 определения) составляет 1,971 кв.мкм.

Выполнен анализ по определению параметра вязкости – значение динамической вязкости при 8^{0}С составляет 15 189 мПа·с, при 20^{0}С вязкость снижается до 4636,5 мПа·с., величина плотности при 8^{0}С составила 0,982 г/см^3. Данные значения внесены на учет Государственного баланса. Ранее для залежей Улановского и Варваринкинского поднятий учитывались плотность и вязкость по аналогии с разрабатываемой залежью Ашальчинского поднятия.

Результаты всех выполненных работ позволили получить прирост запасов по категории C_1 за счет переоценки запасов Улановского поднятия в количестве (геологических/извлекаемых) 2781/1001 тыс.т. и за счет разведки 5017/1807 тыс.т., общее увеличение запасов по залежи составило 7798/2808 тыс.т.

На *Туйметкинской* залежи СВН (рис.3) в 2014 году были пробурены 29 оценочных скважин, с выносом до 100 % отложений уфимского яруса, 28 скважин из них вскрыли нефтенасыщенные отложения шешминского горизонта. Анализ пересмотра полученного ранее фактического материала и сопоставление его с новыми данными, позволил включить в контур залежи структурные скважины 435 и 292, тем самым увеличить площадь нефтеносности в юго-восточном направлении на 30%. Залежь установлена 49 скважинами, 45 из них вскрыли нефтенасыщенные песчаники суммарной толщиной от 3 до 29,2 м, в 4 скважинах толщина составляет от 1,5 до 3 м. Размеры залежи СВН составляют 3,5 х 1 км, амплитуда 37 м.

Залежь Туйметкинского поднятия находится в центральной части одной из пяти региональных структурных цепочечно расположенных гряд по кровле уфимского яруса, выявленных по материалам структурного бурения и контролируется положительной двухкупольной структурной формой по кровле уфимского яруса [4]. Коэффициенты пористости 0,33 (д.ед) и нефтенасыщенности 0,46 (д.ед) приняты, полученные по результатам лабораторных исследований керна 33 скважин (842 определения), в том числе результаты 22 новых скважин, уточнившие параметры пористости и нефтенасыщенности, утвержденные ранее. Проницаемость по лабораторным данным анализов (75 определений) составляет 2,596 кв.мкм. Во всех новых скважинах дополнительно выполнен оптимальный комплекс ГИС масштаба 1:200.

Проведено испытание скважины 5, после ПТВ на пласт получен приток СВН дебитом 0,53 м^3/сут. – доказана промышленная ценность ранее утвержденных запасов. Определены физико-химические свойства СВН – динамическая вязкость при 8^{0}С составляет 18 260 мПа·с, при 20^{0}С вязкость снижается до 6690 мПа·с. Данные значения внесены на учет Государственного баланса, соответственно и для соседней залежи Лангуевского поднятия Лангуевского месторождения. На учете Государственного баланса для Туйметкинской залежи ранее числилась вязкость равная 955,44 мПа·с, определенная при 20^{0}С, а для залежи Лангуевского поднятия была утверждена по аналогии с вязкостью нефти разрабатываемой залежи Ашальчинского поднятия.

Результаты всех выполненных работ позволили получить прирост запасов СВН залежи Туйметкинского поднятия по категории C_1 за счет разведки в количестве 4477/1612 тыс.т. (геологических/извлекаемых).

Результаты всех выполненных соответствующих работ позволили уточнить геологическое строение земель уфимского комплекса и привели к увеличению сырьевой базы СВН – получен *прирост* запасов СВН шешминского горизонта на 3 залежах по категории C_1 в количестве (геологические/извлекаемые) 12275/4420 тыс.т.

Согласно поручению руководства ПАО «Татнефть» выполнен оперативный пересчет запасов сверхвязкой нефти шешминского горизонта Туйметкинского поднятия Лангуевского месторождения, Улановского и Варваринкинского поднятий Ново-Елховского месторождения. Материалы защищены в ФБУ «ГКЗ» и получены протоколы по утверждению запасов, которые являются основанием для внесения изменений в Государственный баланс полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2015 года.

По результатам госэкспертизы значения динамической вязкости в пластовых условиях увеличились и составили более 10 000 мПа·с, компетентно грамотно обоснована пониженная ставка вывозной таможенной пошлины на трудноизвлекаемую нефть.

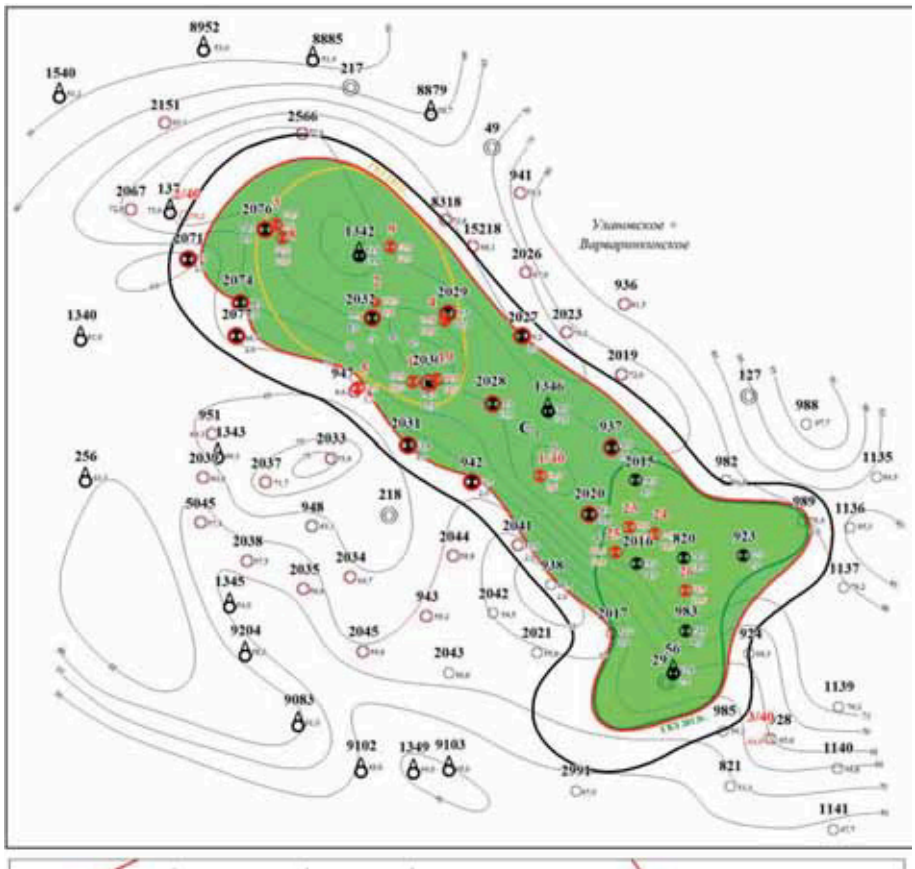


Рис. 2. Залежь СВН Улановского +Варваринкинского поднятия

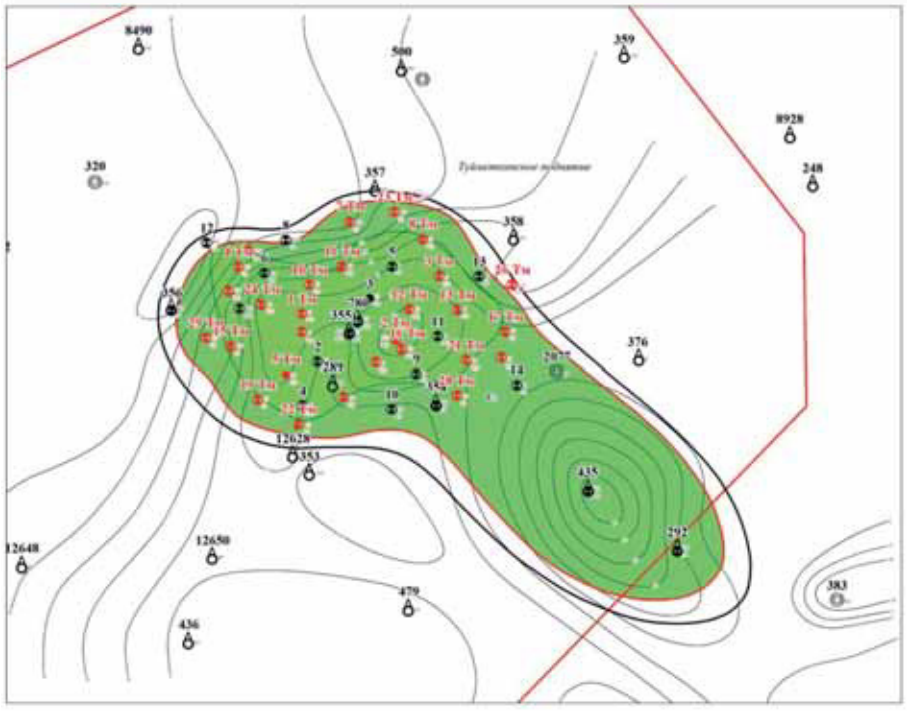


Рис. 3. Залежь СВН Туйметкинского поднятия Лангуевского месторождения

Литература

1. Закон Республики Татарстан от 13 января 2007 г. № 7-ЗРТ «Об утверждении Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006–2020 годы».

2. Нефть и жизнь. Журнал ОАО «Татнефть» №3 (88) 2014 г. Факторы развития. – М.: ООО «Типография Сити Принт», 2014.

3. *Гатиятуллин Н.С.* Материалы международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012.

4. *Хисамов Р.С.*, *Гатиятуллин Н.С.* Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007.

ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОТРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ В ДОМАНИКОВЫХ (ДОМАНИКОИДНЫХ) ОТЛОЖЕНИЯХ ФРАНСКО-ФАМЕНСКОГО ВОЗРАСТА НА ЗЕМЛЯХ РАСПРЕДЕЛЕННОГО И НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Р.С. Хисамов[1], С.Е. Войтович[2], В.Б. Либерман[2], П.В. Чинарева[2], Е.Г. Цишейко[2]

[1]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, khisamov@tatneft.ru,

[2]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Татарское геологоразведочное управление, tgru@tatneft.ru

Высокая выработанность запасов нефти основных месторождений по базовым горизонтам и связанное с этим закономерное снижение уровней добычи нефти вызывает необходимость ускорения поисков и освоения новых залежей нефти.

В Республике Татарстан основные запасы нефти сосредоточены на месторождениях с выработанностью более 80%, в т.ч. на уникальном Ромашкинском месторождении. Они обеспечивают более 75% годовой добычи ПАО «Татнефть» (около 380 тыс. барр./сут.). Запасы нетрадиционных углеводородов практически не вовлечены в разработку. В частности, битуминозная и тяжелая нефть с долей запасов 16,8% дает всего около 2% от общей добычи, а запасы слабопроницаемых коллекторов практически не разрабатываются [1].

Высокобитуминозные породы, известные как доманикиты или доманикоиды, уже давно привлекают к себе внимание как потенциальные источники УВ-сырья. Вместе с тем этот источник используется пока незначительно. Основной причиной такого положения следует считать сложность освоения низкопроницаемых карбонатных резервуаров, усугубляющуюся для доманикоидов присутствием глинистого и кремнистого вещества в пустотном пространстве, а также высокой степенью литологической неоднородности, связанной с особенностями их формирования.

Разведка и разработка подобных резервуаров стандартными методами сталкиваются с большими трудностями. Породы верхнедевонско-турнейской доманикоидной формации представляют собой четырехкомпонентную систему с преобладанием карбонатного материала (в среднем 70%). Кроме того, присутствуют глинистое вещество и свободный кремнезем в концентрациях 10–15%, а также ОВ сапропелевого типа с содержанием Сорг 3–5% [2].

К потенциальным источникам УВ на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) относят высокобитуминозные породы, известные как доманикиты или доманикоиды, содержащие рассеянное ОВ сапропелевого типа (Сорг = 5-20 %) (Неручев С.Г. и др., 1986; Бадамшин Э.З. и др., 1995).

Доманикиты представлены глинистыми, глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными и кремнистыми разностями пород. На территории востока Восточно-Европейской платформы доманикиты развиты в Пермской, Самарской областях, Татарстане и Башкортостане.

В ПАО «Татнефть» в 2012 г. составлена программа работ на 2013–2015 гг. и начаты работы по геологическому изучению доманиковых отложений с привлечением МГУ, КФУ, ВНИГНИ. По керну уточнены параметры пористости, проницаемости, насыщенности, состава пород, керогена и других данных, необходимых для подсчета запасов и составления проектов их опытно-промышленной разработки.

Опытно-промышленные работы по изучению возможности извлечения нефти из доманиковых отложений с проницаемостью 1–2 мД через вертикальные скважины с ГРП начаты в 2014 г. на Бавлинском месторождении. Работы по подготовке к кислотному ГРП и ГРП проводились в период с 29.11.2013 г. по 09.01.2014. Полученный дебит нефти 10 м^3/сут из вертикальной скважины № 1144 позволяет положительно оценивать эффективность бурения горизонтальной скважины с многозонными ГРП [1]. Скважинные исследования MPAL и ВАК-8 до и после ГРП позволили оценить высоту трещин ГРП, а низкочастотный микросейсмический мониторинг развития зон трещинообразования при гидроразрыве пласта позволил определить направление и длину разрыва. В интервале исследований определены упруго-деформационные свойства пластов. В интервале проведения ГРП 1481–1484 и 1489–1493 м высота трещины, по данным MPAL, составила 22,8 м западно-восточного направления (простирание на север). ПАО «Татнефть» впервые в России защитила запасы по доманиковым (данково-лебедянским) отложениям сланцевой нефти на Бавлинском месторождении и благодаря этому получила около 30 млн тонн прироста запасов за 2014 год. Впервые по инициативе ПАО «Татнефть» был определен термин, что такое доманиковые отложения. Протоколом № 18/919 от 19.12.2014 года Федерального агентства по недропользованию пласты D_3fr_{2-3}+D_3fm (D_3zv, D_3dn, D_3lb, D_3el, D_3zd, D_3lv, D_3ev, D_3vr, D_3mn, D_3dm, D_3sr) относятся к доманиковым продуктивным отложениям [3].

В настоящее время идет бурение горизонтальной скважины № 2917 с длиной ГС 356 м с многозонным ГРП [1]. Проектно-сметная документация на бурение и испытание горизонтальной скважины № 2917г разработаны в рамках выполнения решений заседания Координационного совета ПАО «Татнефть» по вопросам изучения сланцевой нефти в НГДУ «Бавлынефть» совместно с институтом «ТатНИПИнефть». Скважина бурится на Ново-Бавлинском поднятии на карбонатные отложения данково-лебедянского горизонта с проницаемостью менее 1 мД. В связи с вышеизложенным Бавлинское месторождение ПАО «Татнефть» следует рассматривать в качестве полигона для отработки технологии разработки доманиковых отложений.

Другим не менее перспективным объектом поиска нетрадиционных залежей в доманиковых отложениях

является семилукско-речицкая толща. Суммарная толщина ее изменяется от 27 до 220 м. Сокращение суммарной мощности отложений происходит в осевых зонах Камско-Кинельских прогибов. Максимальные суммарные толщины отложений приурочены к западной части Республики Татарстан.

В результате анализа карты суммарной мощности речицко-семилукской карбонатной толщи, построенной по данным глубокого поисково-разведочного бурения и результатов лабораторных исследований керна, на землях ПАО «Татнефть» выделены несколько перспективных зон увеличенных мощностей речицко-семилукской толщи, в пределах которых пробурены скважины с нефтепроявлениями по данным исследований керна, по заключениям ГИС и в результате испытаний КИИ в процессе бурения.

Среди рассмотренных перспективных зон в качестве первоочередных полигонов для отработки технологий поиска и добычи нефти из доманиковых (речицко-семилукских) отложений следует выделить участки, изученные сейсморазведкой 3D. На землях ПАО «Татнефть» выделены (рис. 1–3):

– участок работ сейсморазведки 3D в районе скв. 4379 Ново-Елховской площади, где отобран нефтенасыщенный керн семилукско-речицких отложений;

– участок в районе Восточно-Макаровского месторождения, перспективность которого подтверждена результатами опробования;

– участок в районе скважины 32518 Ромашкинского месторождения (Верхне-Акташская с/п), перспективность которого подтверждена результатами опробования.

Представляется целесообразным выполнить переинтерпретацию материалов сейсморазведки 3D с задачами изучения разломной тектоники, стратиграфических, литофациальных, емкостных и фильтрационных особенностей строения конкретно речицко-семилукских отложений. Для решения этих вопросов необходима не структурная (кинематическая), а динамическая интерпретация, включающая атрибутный анализ, сейсмофациальный анализ, AVO анализ, амплитудная инверсия и др.

По комплексу геолого-геофизических критериев на землях нераспределенного фонда недр также выделены первоочередные зоны, которые следует рассматривать как полигоны для отработки технологий поиска и разведки нетрадиционных залежей нефти в доманиковых отложениях.

В 2002–2003 гг. в Татарстане для оценки перспектив нефтеносности западных районов были выполнены в рамках объектов по государственным контрактам сейсморазведочные работы методом ОГТ (ОАО «ТНГ-Групп») и пробурены (отв. исполнитель работ ТГРУ ПАО «Татнефть») параметрические скважины: Трудолюбовская-1001, Алькеевская-33, Кузнечихинская-34.

Используя результаты этих работ и проведенных ранее геохимических исследований, была проведена оценка потенциальной массы УВ, продуцируемой мендым-доманиковой толщей пород [4].

Указанные авторы отмечают, что «на территории Татарстана толща пород мендым-доманикового возраста частично вступила в главную зону нефтеобразования только в южной части республики. В тектоническом отношении граница вступления данной толщи в главную зону нефтеобразования или северная граница распространения эффективной нефтематеринской толщи прослежена по центральной (осевой) части Мелекесской впадины. Здесь мощность эффективной нефтематеринской толщи составляет 73 м.» (рис.4).

В качестве полигонов для поиска нетрадиционных залежей в доманиковых отложениях объектов предлагаются земли нераспределенного фонда недр, относящиеся к Юхмачинским участкам 1 и 2 (рис. 5). Последние в тектоническом отношении приурочены к центральной части Мелекесской впадины и осевой зоне Усть-Черемшанского прогиба.

Предлагаемые участки характеризуются достаточно высокой степенью изученности, здесь выполнены:

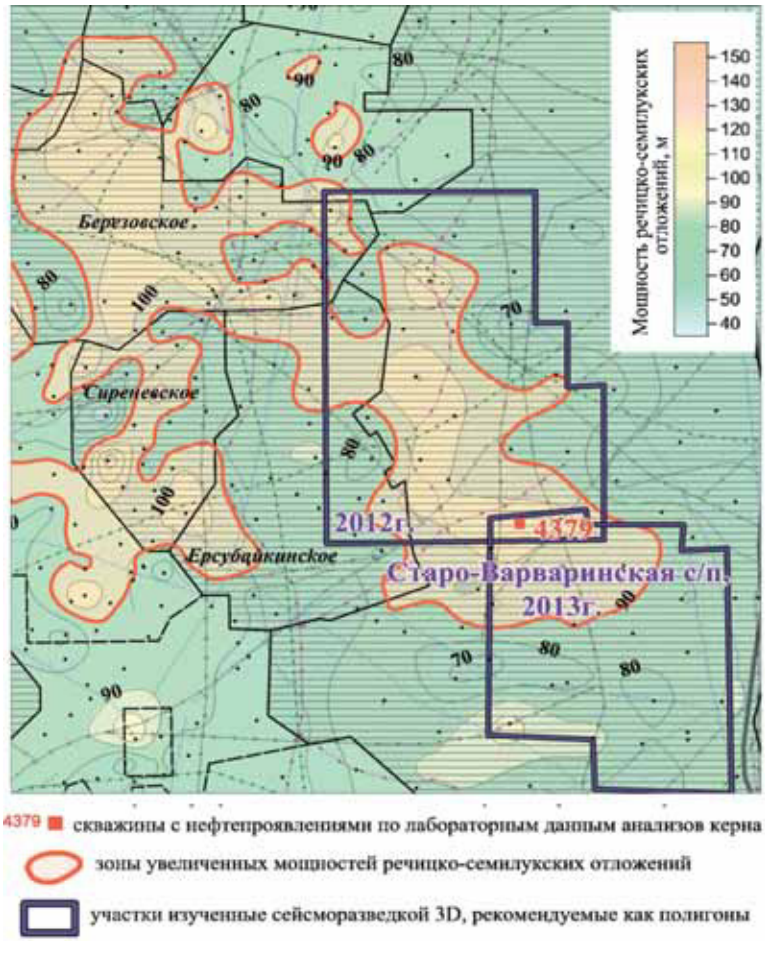


Рис. 1. Перспективная зона увеличенных мощностей речицко-семилукской толщи Березовского, Сиреневского, Ашальчинского, Ерсубайкинского и Ново-Елховского месторождений

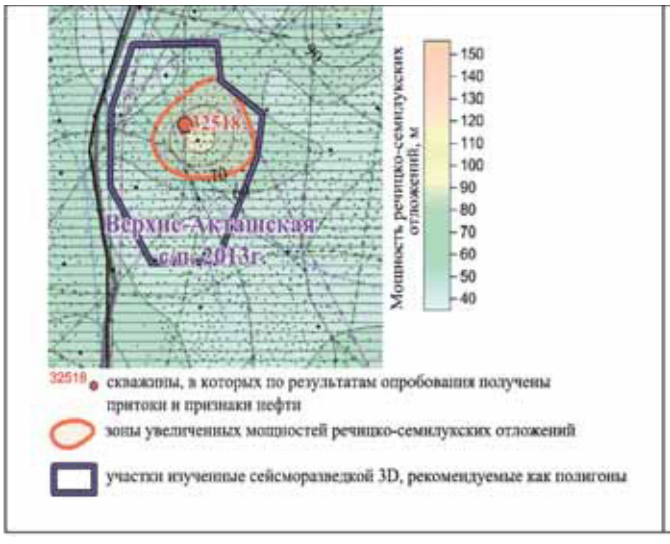


Рис. 2. Перспективная зона увеличенных мощностей речицко-семилукской толщи Ромашкинского месторождения

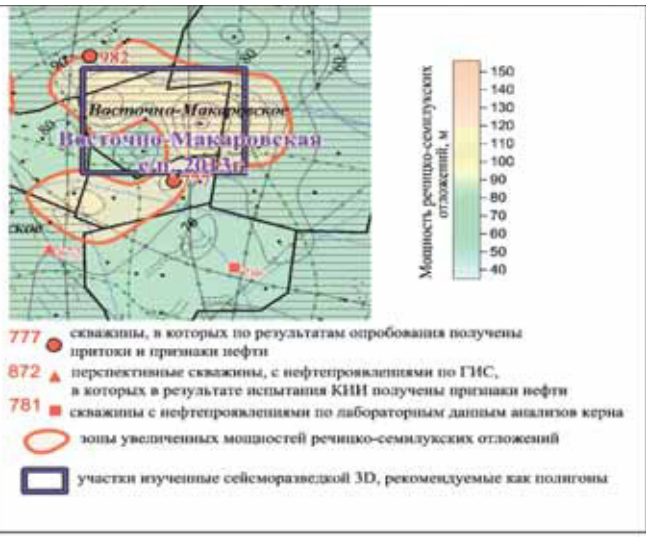
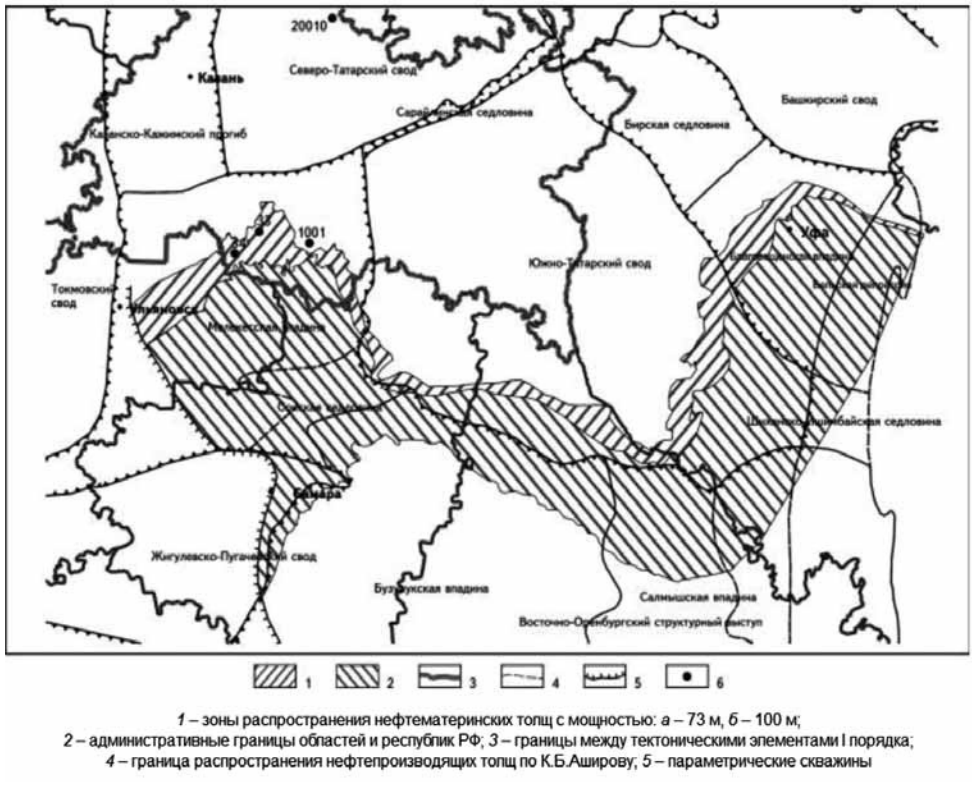


Рис. 3. Перспективная зона увеличенных мощностей речицко-семилукской толщи Восточно-Макаровского месторождения



1 – зоны распространения нефтематеринских толщ с мощностью: *а* – 73 м, *б* – 100 м;
2 – административные границы областей и республик РФ; *3* – границы между тектоническими элементами I порядка;
4 – граница распространения нефтепроизводящих толщ по К.Б.Аширову; *5* – параметрические скважины

Рис. 4. Карта распространения эффективной нефтематеринской толщи мендым-доманикового возраста (Ананьев В.В. и др.2007)

– электроразведочные работы,
– грави-магниторазведочные работы,
– атмогеохимические исследования,
– сейсморазведочные работы МОГТ,
– тематические работы,
– СЛБО в скв.34 и 33.

В разрезе пробуренных параметрических скважин мендым-доманиковые отложения, наряду с наделенной ролью основной нефтематеринской толщи одновременно могут являться резервуарами для сингенетичной нефти.

Коллекторами в этом комплексе являются сложнопостроенные карбонатные коллекторы, пустотное пространство которых представляет сложную сеть трещин, каверн и пор. Флюидоупорами служат одновозрастные известняки с преобладанием глинистой составляющей.

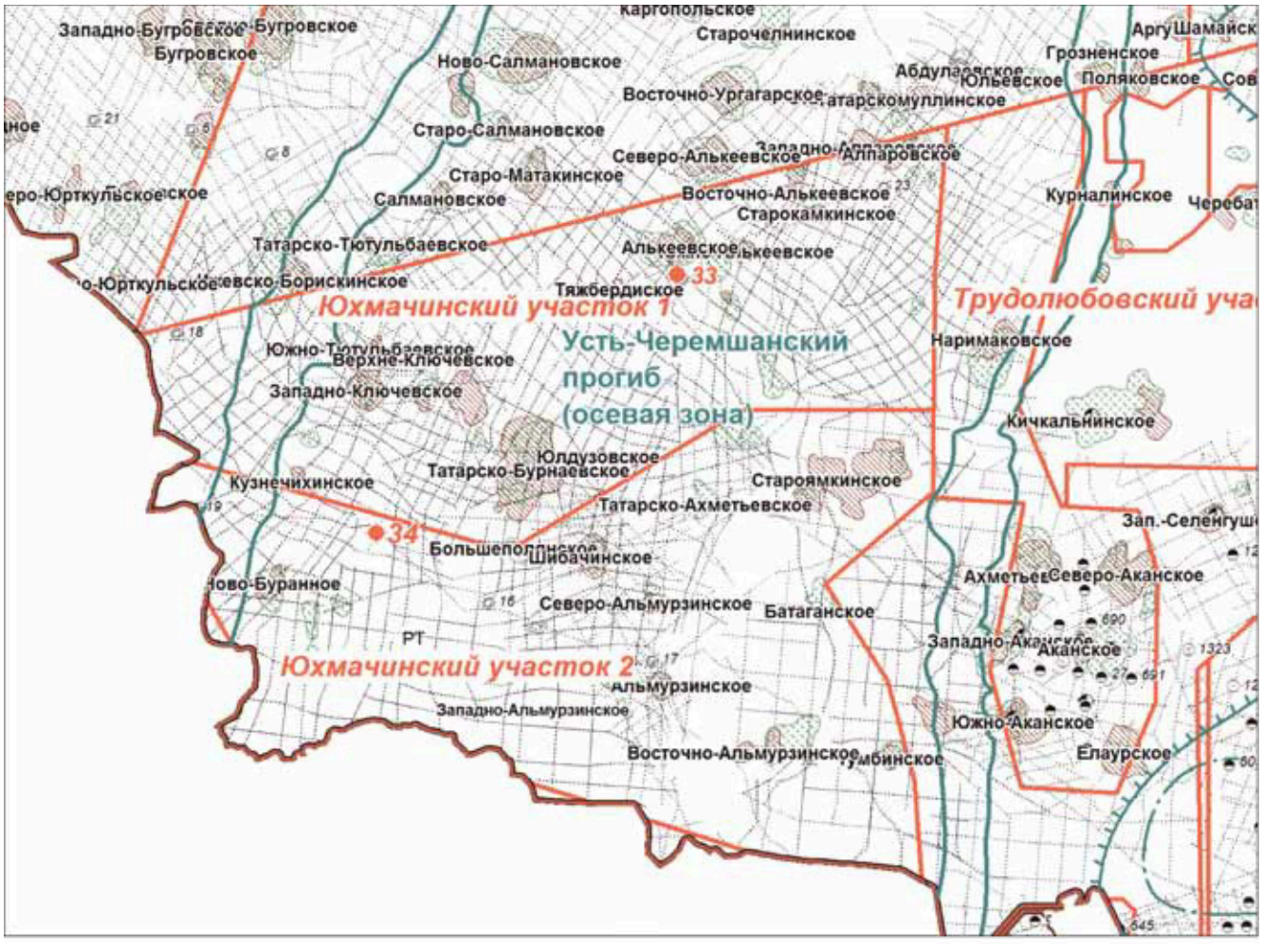


Рис. 5. Сейсмические поднятия и профили Юхмачинских участков нераспределенного фонда недр

Вместе с тем следует отметить, что выполняемые ранее исследования на рассматриваемой территории были направлены на поиски традиционных залежей нефти.

Несмотря на огромный накопленный материал, целенаправленных работ по выбору нетрадиционных объектов в доманиковых отложениях выполнено не было.

В связи с вышеизложенным, предлагаются следующие виды работ:

– комплексное обобщение материалов в связи с выбором перспективных участков для поиска «сланцевой нефти» (дистанционные методы, атмогеохимия);

– переинтерпретация материалов сейсморазведки (сейсмофациальный анализ и др.) в соответствии с задачами выбора объекта для постановки целенаправленного бурения;

– бурение скважины на целевой горизонт.

Литература

1. *Хисамов Р.С.* Стратегия разработки месторождений на поздней стадии, перспективы добычи углеводородных ресурсов из нетрадиционных источников углеводородов в Республике Татарстан // Журнал Бурение и нефть. Январь, 2015 г.

2. *Зайдельсон М.И.* Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций / М.И. Зайдельсон, С.Я. Вайнбаум, Н.А.Копрова и др. – М.: Изд-во Наука, 1990.

3. По материалам сайта «Татар-информ» *http://www.tatar-inform.ru/news/ 2015/01/18/438456/* 2015 г.

4. *Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В.* Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Журнал Геология нефти и газа, № 1, 2007 г.

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РАСПОЛОЖЕНИЯ И ОРИЕНТАЦИИ СТВОЛОВ В НЕОДНОРОДНЫХ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТАХ

Р. С. Хисамов[1], И. Н. Файзуллин[2], В. А. Таипова[3], Г. Х. Матющенко[4],Г. А. Сизова[5], В. М. Сергеев[6]

[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [2,4,5,6.] ЗАО «Центр научных исследований и проектирования – МНК», г. Альметьевск, cnip-mnk@mail.ru, [3]НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

Повышение эффективности разработки месторождений с использованием горизонтальных технологий возможно на основе выбора оптимального месторасположения скважин, профиля и взаимной ориентации стволов горизонтальных скважин (ГС).

Исследования в этой области являются актуальной задачей, так как, несмотря на высокую эффективность эксплуатации скважин с горизонтальными стволами, фактическая эффективность ниже теоретической.

За 2003–2012 гг. по ПАО «Татнефть» пробурено 333 ГС, за счет чего за рассматриваемый период добыто 4,3 млн т нефти.

На Ромашкинском месторождении разработка с использованием ГС осуществляется на карбонатных отложениях башкирского, кизеловского, протвинского и терригенных отложениях бобриковско-радаевского и пашийского горизонтов.

Наибольшие дебиты по нефти на 1 скважину отмечаются по бобриковскому и пашийскому горизонтам, в два раза ниже дебиты по башкирскому ярусу (рис.1). Самый низкий стабильный период эксплуатации (рис.2) и самый высокий темп обводнения по протвинскому горизонту (рис.3, 4).

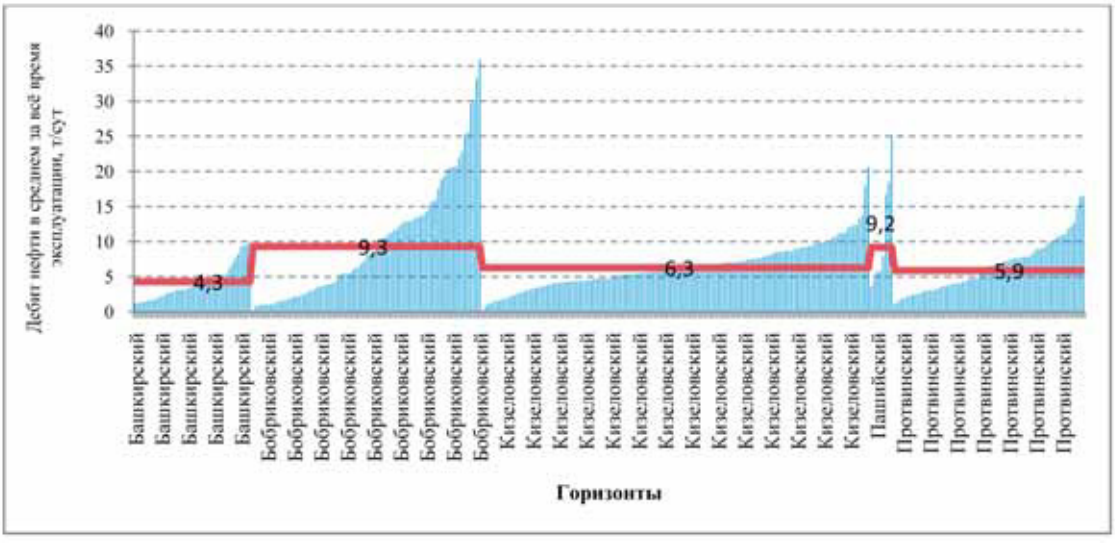


Рис.1. Показатели средних дебитов нефти за все время эксплуатации ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения по состоянию на 1.01.2013

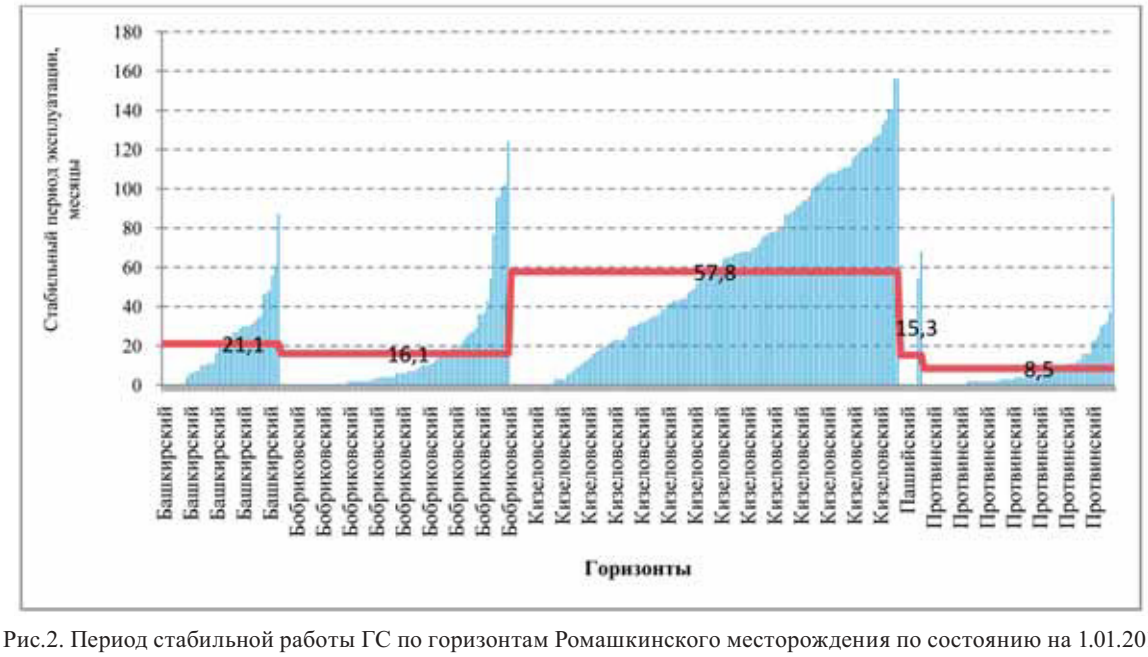


Рис.2. Период стабильной работы ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения по состоянию на 1.01.2013

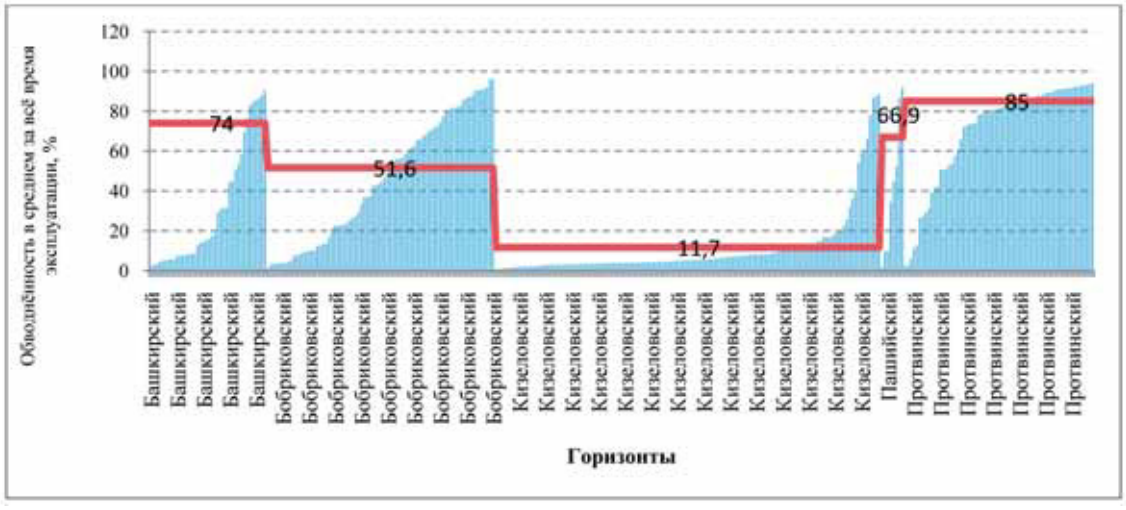


Рис.3. Обводненность за время эксплуатации ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения на 1.01.2013

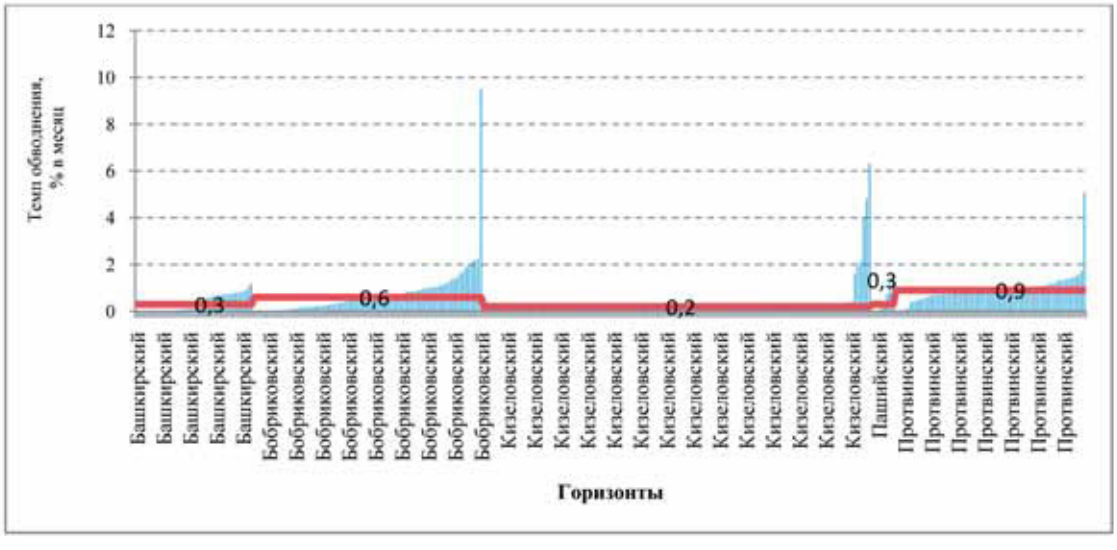


Рис.4. Темп обводнения ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения на 1.01.2013

Анализ показал, что в целом по всем ГС Ромашкинского месторождения бурение, в основном, ориентировано на северо-восток, северо-запад, юго-восток и юго-запад (рис.5), при этом наибольшие значения дебитов по нефти и стабильный период эксплуатации получены при ориентации ГС преимущественно в юго-западном и северо-восточном направлениях (рис.5, 6, 7, 8).

Интенсивность выработки запасов и полнота их извлечения зависят от направления ствола горизонтальных добывающих скважин к нагнетательным. Схемы расположения нагнетательных и добывающих скважин для разных вариантов приведены на рисунке 9.

К примеру, по бобриковскому горизонту Ромашкинского месторождения при направлении линий тока закачиваемой воды перпендикулярно расположению ствола ГС (схема № 3) или от нагнетательных скважин (схема № 1) получены наибольшие дебиты. При направлении стволов ГС навстречу линиям тока закачиваемой воды, т.е. к нагнетательной скважине (схема № 2), ускоренными темпами растет обводненность (рис.10).

Для бобриковского горизонта наиболее эффективными вариантами размещения нагнетательных и добывающих ГС являются работа по схемам 2 и 5, при абсолютной проницаемости коллекторов от 100 до 500 мкм^2·10^{-3} (рис.11), а также:

– при направлении ствола добывающей ГС к нагнетательной скважине происходит быстрое обводнение;

– по схеме 2 при увеличении проницаемости происходит рост обводненности;

– при расстоянии между горизонтальной и нагнетательной скважиной менее 300 м кратно увеличивается обводненность добываемой продукции, наиболее оптимальным предлагается расстояние 400–450 м.

Анализ направления стволов ГС по пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения показал, что наибольший дебит по нефти достигается по участкам развитой системой ППД, при использовании направления «перпендикулярно направлениям линиям тока закачиваемой воды (ЛТЗВ) и от нагнетательной скважины». При направлении ГС к нагнетательной скважине, при высокой проницаемости дебиты нефти уменьшаются вдвое, крат-

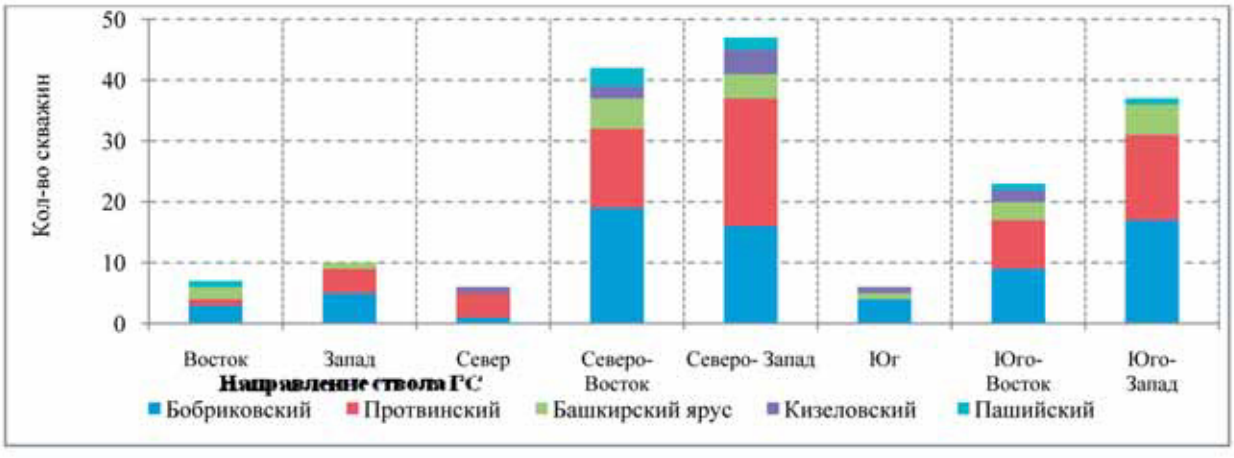


Рис.5. Количество ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения в зависимости от направления ствола

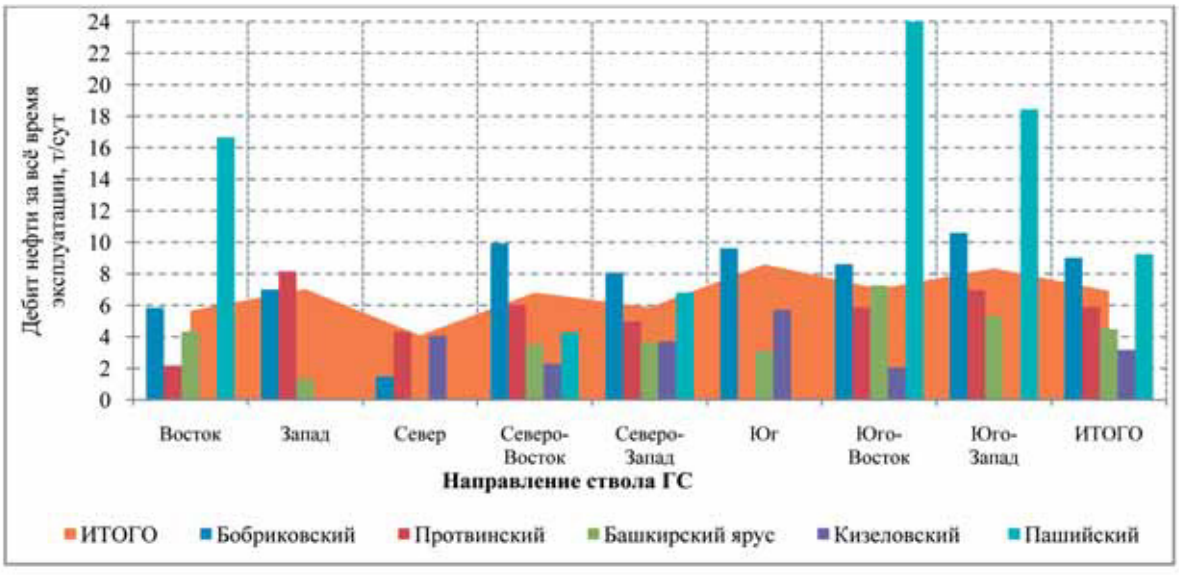


Рис.6. Средние дебиты по нефти за время эксплуатации ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения с учетом направления ствола

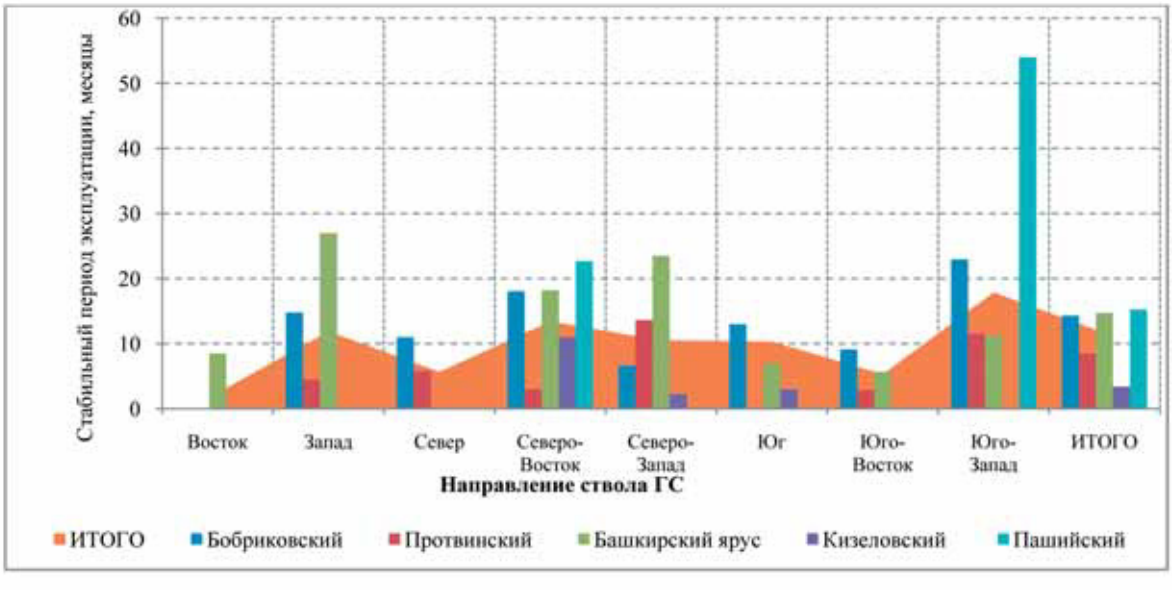


Рис.7. Стабильный период эксплуатации ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения в зависимости от направления ствола

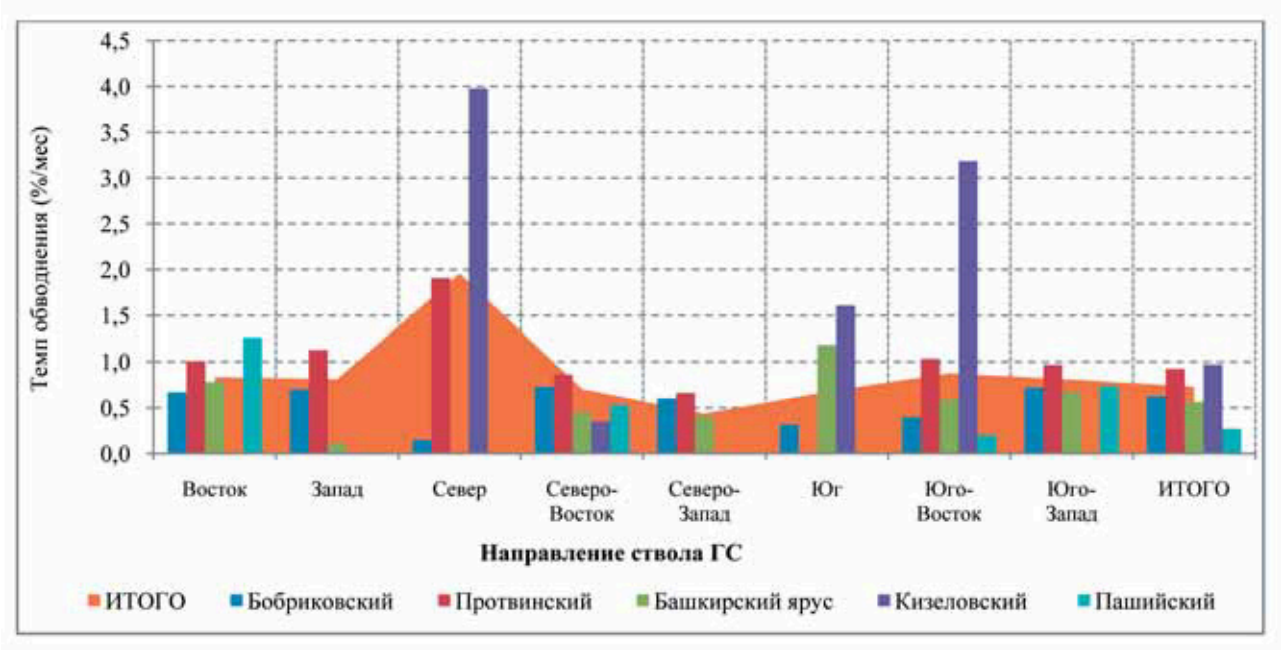


Рис.8. Темп обводнения за время эксплуатации ГС по горизонтам Ромашкинского месторождения в зависимости от направления ствола

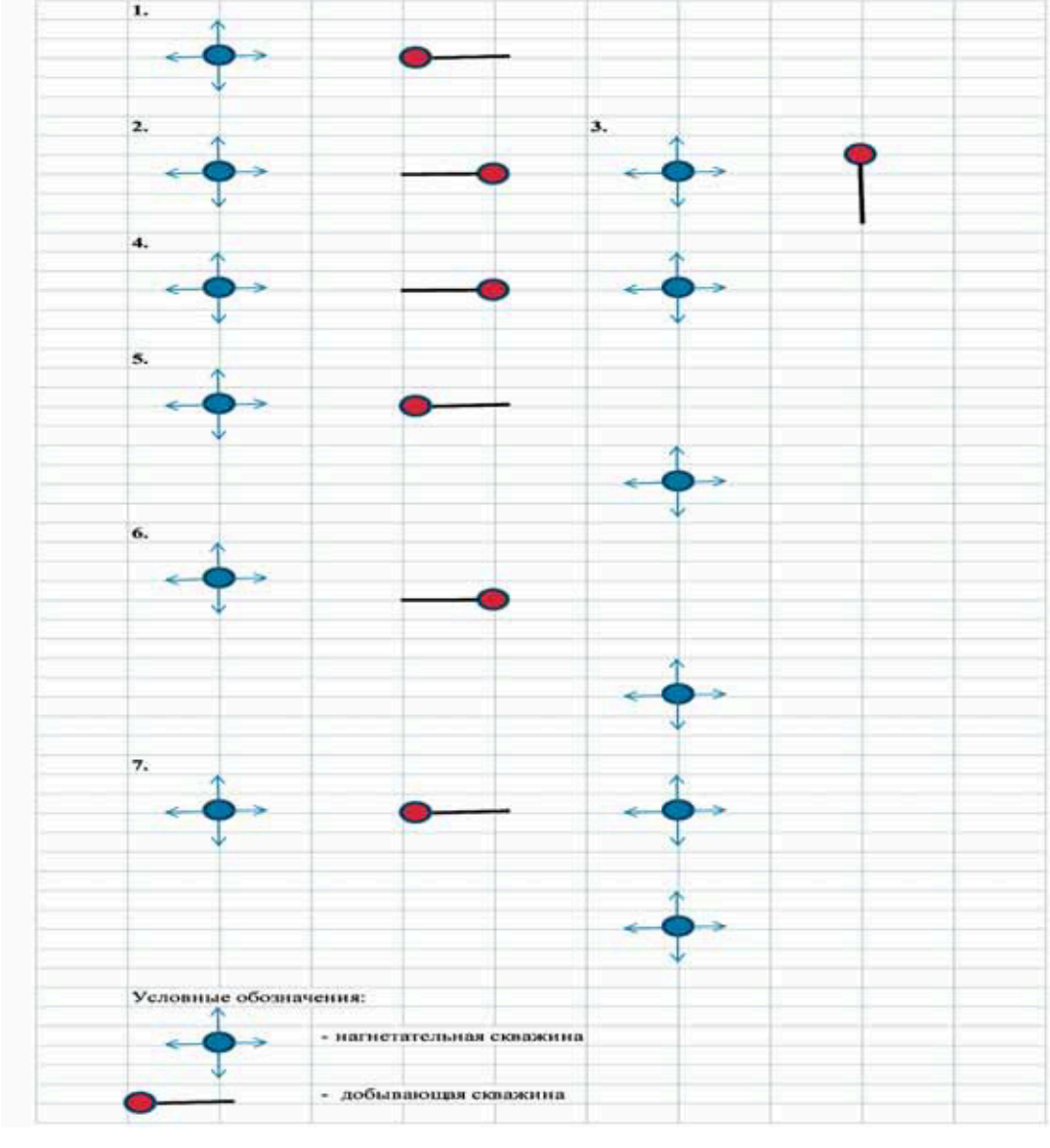


Рис.9. Схемы расположения нагнетательных скважин и горизонтальных стволов добывающих скважин: 1, 2, 3 – добывающая-нагнетательная; 4, 5, 6 – нагнетательная-добывающая-нагнетательная; 7 – три нагнетательные – добывающая

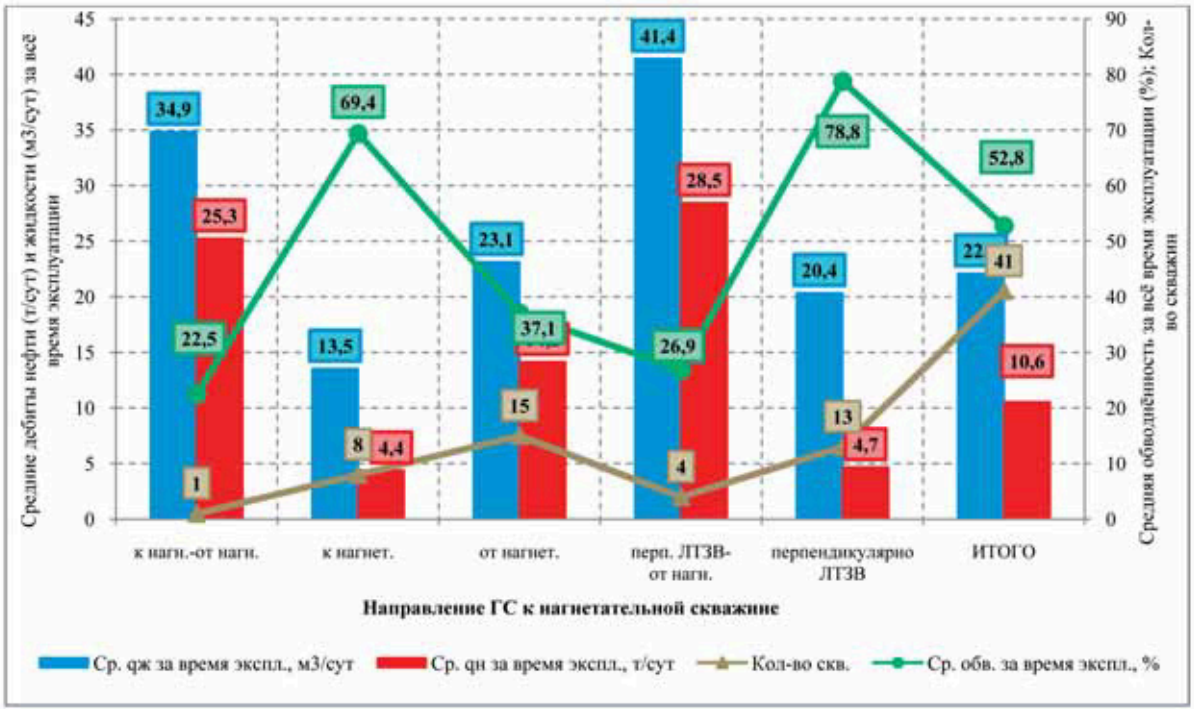


Рис.10. Зависимость показателей работы добывающих ГС от направления горизонтального ствола, бобриковский горизонт

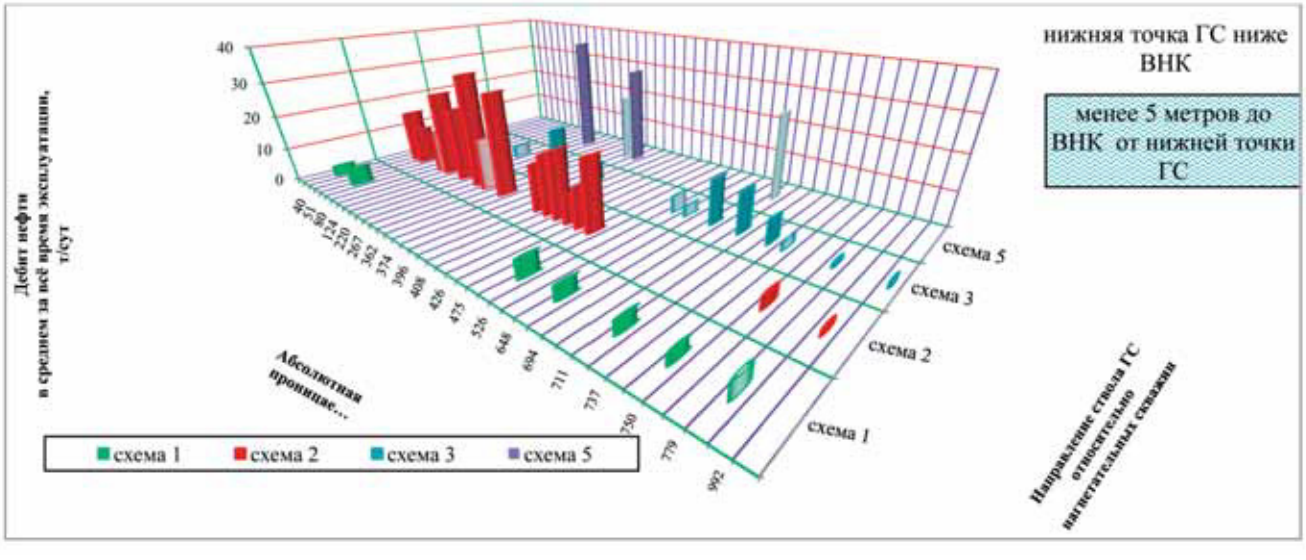


Рис.11. Зависимость среднего дебита нефти за время эксплуатации ГС скважин, на бобриковском горизонте Ромашкинского месторождения, от абсолютной проницаемости при различных вариантах разработки

но увеличивается обводненность, объем дополнительно добытой нефти изменяется пропорционально проницаемости.

Наибольшее количество ГС (86%) пробурено в карбонатных породах 302 и 303 залежей. Основной трудностью при реализации горизонтальных технологий на этих залежах является быстрое обводнение из-за интенсивной трещиноватости, наличие как вертикальных, так и субвертикальных (под углом 60–80%) трещин. Практически каждый участок представлен матричными блоками между крупными трещинами, которые являются каналами движения жидкости. Начальные дебиты ГС в 2 раза выше, чем вертикальные, и при эксплуатации наблюдается интенсивное увеличение обводненности из-за наличия устойчивой гидродинамической связи через вертикальные трещины между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями скважин (рис.12).

На 302–303 залежах бурение в основном ориентировано на северо-восток, северо-запад и юго-восток (рис.13) инаибольшие дебиты по нефти получены при ориентации стволов ГС в западном и юго-западном направлениях. При этом достигается самый большой стабильный период эксплуатации ГС (рис.13).

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, в целом по всем ГС Ромашкинского месторождения бурение в основном ориентировано на северо-восток, северо-запад, юго-восток и юго-запад и наибольшие значения

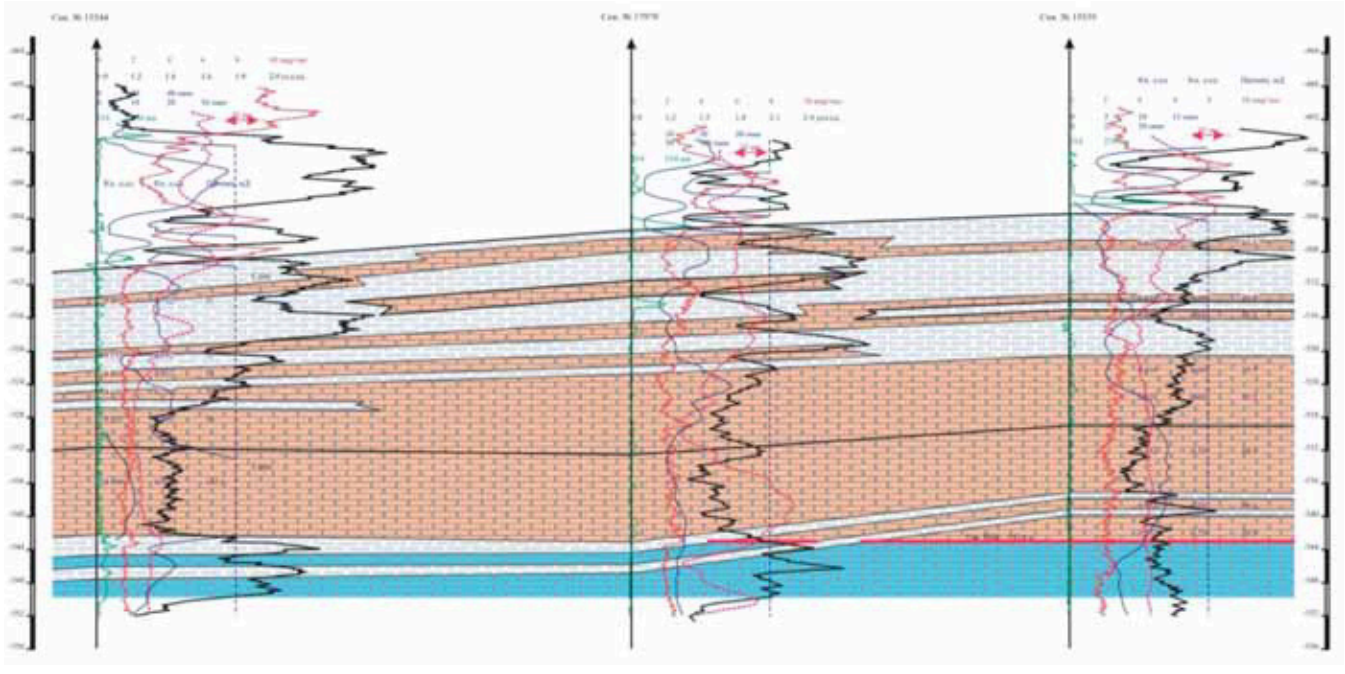


Рис.12. Геологический разрез продуктивной толщи залежей 301–303 НГДУ «Лениногорскнефть

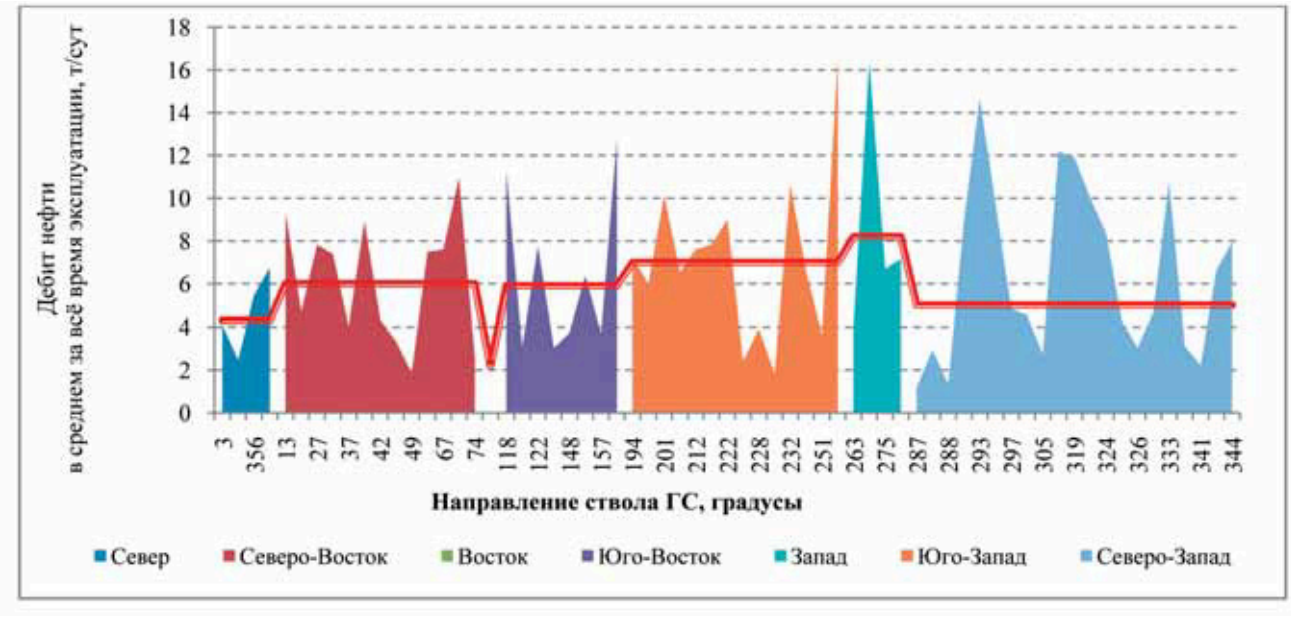


Рис.13. Зависимость дебита нефти за время эксплуатации от направления ствола ГС по протвинскому горизонту

дебитов нефти и стабильный период эксплуатации получены при ориентации стволов ГС в юго-западном и северо-восточном направлениях.

Для бобриковского горизонта наиболее эффективными вариантами размещения нагнетательных и добывающих ГС являются направление ствола ГС от нагнетательных скважин и перпендикулярно линиям тока закачиваемых вод, при абсолютной проницаемости коллекторов от 100 до 500 мкм^2·10^{-3}, при более 10% и глинистости менее 10%. При этом с увеличением расстояния до ВНК дебиты скважин увеличиваются и отмечается более длительный стабильный период эксплуатации ГС. С увеличением расстояния между забоями добывающих ГС и нагнетательными скважинами темпы обводнения ГС снижаются при снижении дебитов по нефти.

При расстоянии между ГС и нагнетательной скважинами менее 300 м кратно увеличивается обводненность добываемой продукции, оптимальным следует считать расстояние 400–450 м. По пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения наибольший средний дебит нефти достигается по участкам с организованной системой ППД при направлении ГС перпендикулярно линиям тока закачиваемых вод и от нагнетательной скважины. Также следует учесть, что при направлении ГС к нагнетательной скважине при высокой проницаемости пластов, дебиты нефти уменьшаются вдвое, кратно увеличивается обводненность, объем дополнительно добытой нефти изменяется пропорционально проницаемости.

На участках, где есть врезы, горизонтальный ствол следует направлять параллельно линии борта вреза.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОКРАТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ ВПП НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПАО «ТАТНЕФТЬ

Р. С. Хисамов[1], И. Н. Файзуллин[2], В. А. Таипова[3], Г. Х. Матющенко[4], Г. А. Сизова[5], В. М. Сергеев[6]

[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [2,4,5,6.] ЗАО «Центр научных исследований и проектирования – МНК», г. Альметьевск, cnip-mnk@mail.ru, [3]НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

Анализ состояния разработки нефтяных месторождений России показывает, что при применении активных систем заводнения значительная часть запасов нефти переходит в категорию трудноизвлекаемых из-за неравномерной выработки, обусловленной неоднородностью, расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных коллекторов.

В процессе выработки имеющихся на балансе ПАО «Татнефть» запасов нефти доля трудноизвлекаемых постоянно растет, но при этом сохраняется потенциал, который необходимо использовать применением современных методов повышения нефтеотдачи пластов.

Сегодня приоритетные задачи компании включают в себя достижение максимальной экономической отдачи и повышение доходности добывающих активов за счет увеличения извлечения нефти на зрелых месторождениях, разработки и внедрения инновационных технологий и нефтепромыслового оборудования.

Дальнейшее поддержание относительно устойчивых уровней добычи нефти возможно за счет использования комплекса эффективных мероприятий на нагнетательных скважинах в сочетании с методами увеличения нефтеотдачи пластов.

В этих условиях важным резервом повышения нефтеотдачи пластов являются технологии управления фильтрационными потоками закачкой в пласт специальных составов.

В условиях опережающей выработки активных запасов, которые, как правило, сосредоточены в наиболее проницаемой части коллектора, особо актуально использование потокорегулирующих методов воздействия на пласт, позволяющих сдерживать прорывы воды по зонам с лучшими фильтрационными свойствами и направлять движущую силу закачиваемого агента на вытеснение нефти из низкопроницаемых прослоев. Применение таких методов целесообразно в комплексе с гидродинамическими методами и одновременным проведением МУН пластов на окружающих добывающих скважинах.

Большое значение имеет «**своевременное**» осуществление методов увеличения нефтеотдачи пластов на нагнетательных скважинах, в том числе повторных.

Динамика применения МУН пластов на нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть» в 1990–2014 гг. показывает, что с 2003 по 2010 год было снижение объемов скважино-обработок по всем методам ПНП (рис.1).

Эффективность методов ПНП, проводимых через нагнетательные скважины снижается по мере выработки запасов, в первую очередь активных (рис.2).

Снижение приростов дебита нефти является вполне закономерным и связано с осложнением условий разработки месторождений, ухудшением структуры и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти, ростом обводненности продукции скважин.

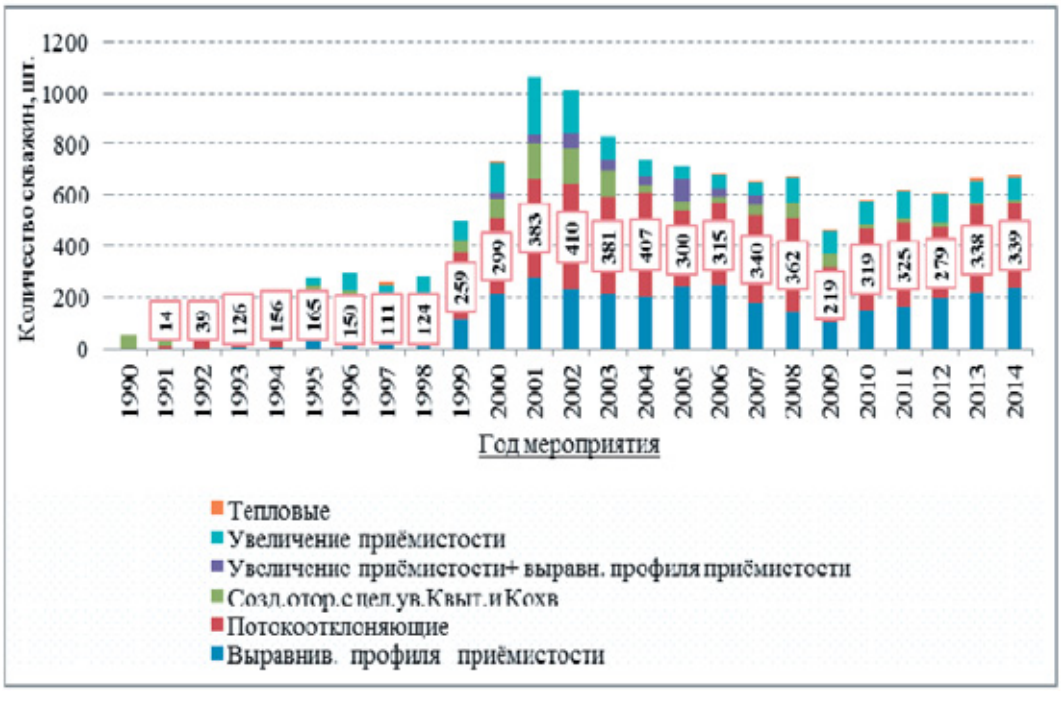


Рис.1. Динамика применения третичных МУН пластов на нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть» за период 1990–2014 гг.

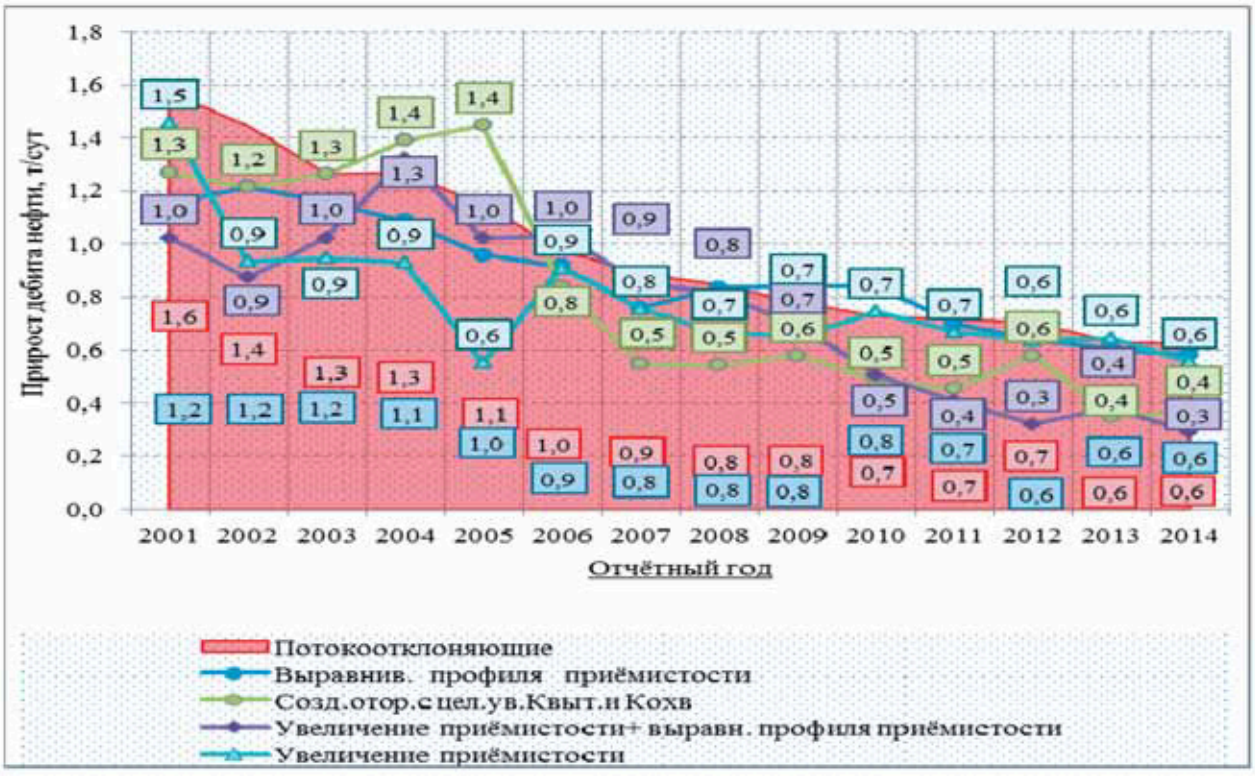


Рис.2. Динамика прироста дебита нефти на добывающих скважинах ПАО «Татнефть», находящихся в зоне влияния нагнетательных скважин с МУН

По состоянию на 1.01.2015 на более чем 2,3 тысячах нагнетательных скважин ПАО «Татнефть» проведены повторные технологии по выравниванию профиля приемистости (рис.3).

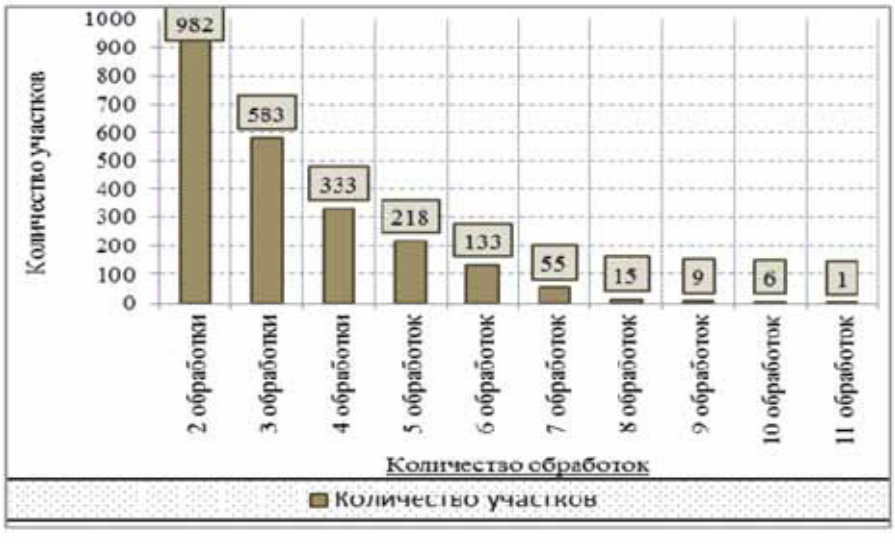


Рис.3. Количество повторных обработок по выравниванию профилей приемистости на нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть» за период 1990–2014 гг., по состоянию на 1.01.2015

Применяемые технологии сгруппированы следующим образом:

А) технологии, использующие в качестве основного компонента глинопорошок (ВДС, КДС, ПДС, полимер-глинистая композиция, ПДС+ALCL3, СНПХ-95М);

Б) технологии, использующие в качестве основного вещества гелеобразные реагенты (ДКМ, КПС, композиционная система на основе ЦПК, МОЭЦ, ОЭЦ, ГЕОС-К, СПС через КЕМ-ТРОН (ОПР), СПС, технология ВПСК через КЕМ-ТРОН, ВПСК, СГСА (ОПР));

С) технологии, использующие в качестве основного вещества биополимер (низкоконцентрированный полимер, биополимер, биополимер «Ксантан», ВУС, ПСГН, «РИТИН», создание оторочки ПАА, ГЭС-М, НСК-Н, РБК-Ксантан, ТГВ, ЩПК-Н, целлюлозно-смолистые материалы);

Д) технологии, основанные на внутрипластовом осадкообразовании: ВУКСЖС, в/м и н/м жидкое стекло,

ДН-4, КХДВ, латексополимерная композиция, нефелин, НБК, ПЦК, МГС-КПС через КЕМ-ТРОН, ПГК-М, ЩПК, ЩСПК+ГОК;

E) технологии, имеющие в своей основе комбинированное воздействие различных факторов: гидрофобная эмульсия, ГУАР, ПГ-УВС, СНПХ-9633, «ТРИПЗ-Н» (ОПР), КОРС (ОПР), МГС-КПС, ССГ-ВУКСЖС;

F) технологии, основанные на активации пластовой микрофлоры воздействие ИАИ с питательными добавками, микробиологическое воздействие, СНПХ-ВМС;

G) технологии, основными компонентами которых являются щелочи (водная дисперсия АФ9-6).

Если в начале рассматриваемого периода 1990–2014 гг. в основном применялись глиносодержащие технологии, то начиная с 2000-х годов в большинстве случаев применяются гелевые и осадкообразующие технологии (рисунок 3), а с 2012 года большое развитие получили комплексные технологии (рис.4).

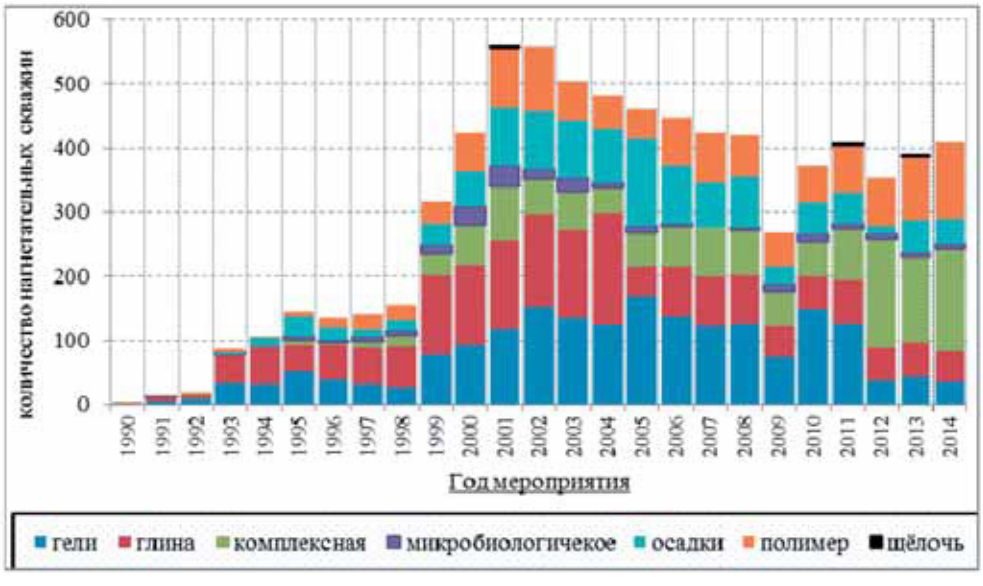


Рис.4. Динамика повторного применения классов технологий за период 1990–2014 годы по ПАО «Татнефть» по состоянию на 1.01.2015

За рассматриваемый период более чем на 900 нагнетательных скважинах технологии выравнивания профиля приемистости были проведены дважды. В среднем прирост дебита нефти на одну окружающую добывающую скважину по этим участкам составил 1,0 т/сут. (рис.5).



Рис.5. Накопленная дополнительная добыча нефти от технологий по выравниванию профилей приемистости, в зависимости от количества обработок, за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

По результатам первых обработок дополнительная добыча нефти на один участок в среднем составила 4,2 тыс. тонн, а по повторным мероприятиям наблюдается снижение эффективности (рис.6).

Средняя продолжительность эффекта мероприятий по ВПП на бобриковском горизонте Ромашкинского месторождения составляет 17 месяцев, по терригенному девону – 15 месяцев.

Согласно анализа, при первичном вытеснении нефти как по карбонатным, так и по терригенным коллекторам



Рис.6. Накопленная дополнительная добыча нефти от технологий по выравниванию профилей приемистости ПАО «Татнефть» в зависимости от частоты их применения, за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

эффективно применение технологий, использующих в качестве основного вещества гелеобразные составы. Максимальная продолжительность эффекта таких технологий составляет 33 и 22 месяца соответственно.

К настоящему времени, наибольший эффект от ВПП (за исключением осадкообразующих) получен на нагнетательных скважинах, закачивающих пресную воду (рис.7).

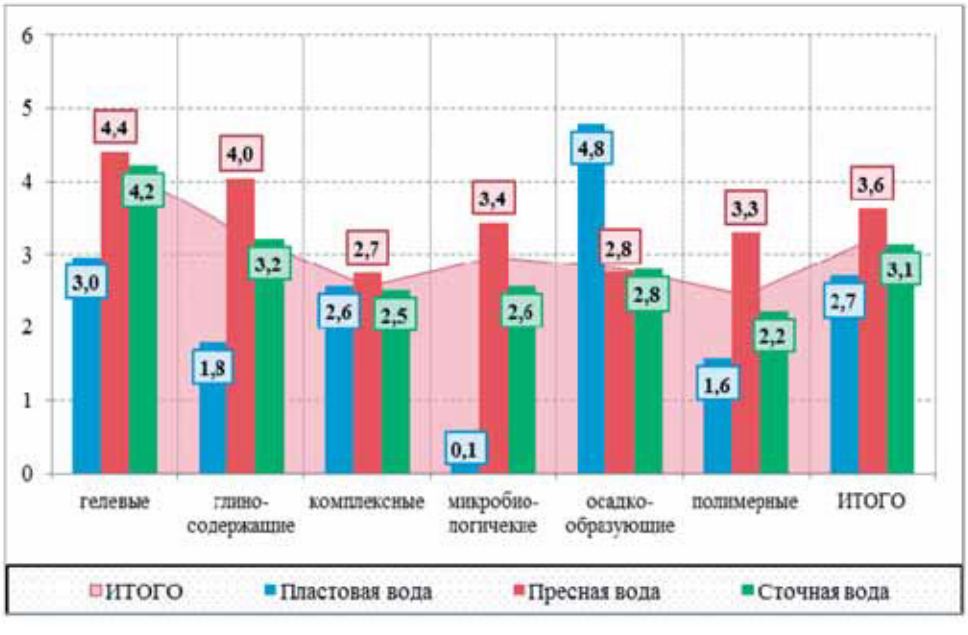


Рис.7. Эффективность технологий по выравниванию профилей приемистости в зависимости от типа закачиваемой воды за период 1990–2013 гг., по состоянию на 1.01.2015

Для залежей карбонатных отложений в среднем наиболее эффективны гелевые и глиносодержащие технологии. Однако при повторных обработках эффективность технологий повышается с применением осадкообразующих реагентов.

Для терригенных коллекторов, в разрезе которых присутствуют алевролиты, наиболее эффективны гелевые и глиносодержащие технологии. А при повторном использовании повышается эффективность комплексных и полимерных технологий.

Для песчаников с повышенной глинистостью наиболее эффективны глиносодержащие технологии. Однако при повторных закачках повышается эффективность после применения комплексных, полимерных технологий, технологий на основе осадкообразующих и микробиологических составов.

Анализ частоты повторного применения технологий выравнивания профиля приемистости на одной и той же скважине показал, что как по девонским нагнетательным скважинам,так и по нагнетательным скважинам карбонатных отложений период работы между обработками в среднем составляет 3,4 года. При этом с увеличением количества обработок уменьшается средний период времени между обработками (рис.8).

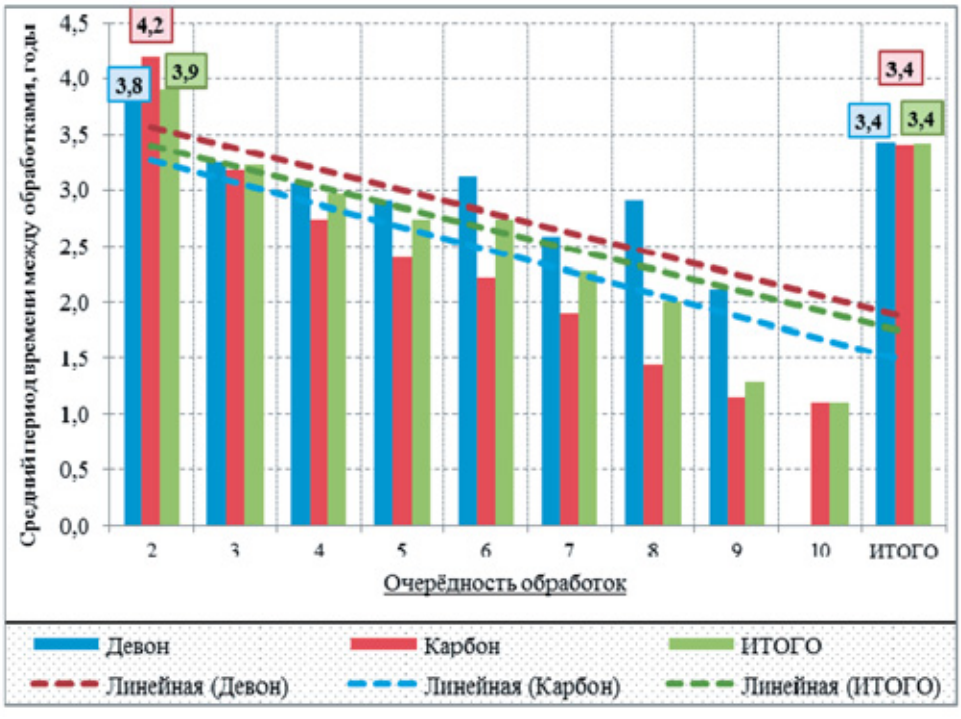


Рис.8. Средний период времени между повторными обработками за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

При анализе замечено что, как в терригенных коллекторах, так и в карбонатных, с увеличением периода времени между обработками эффективность имеет тенденцию к падению (рис.9). Наиболее оптимальным считается время между обработками не более 1 года, то есть лучшие результаты от потокоотклоняющих технологий и технологий выравнивания профиля приемистости достигаются при уменьшении цикличности операций или их непрерывности.

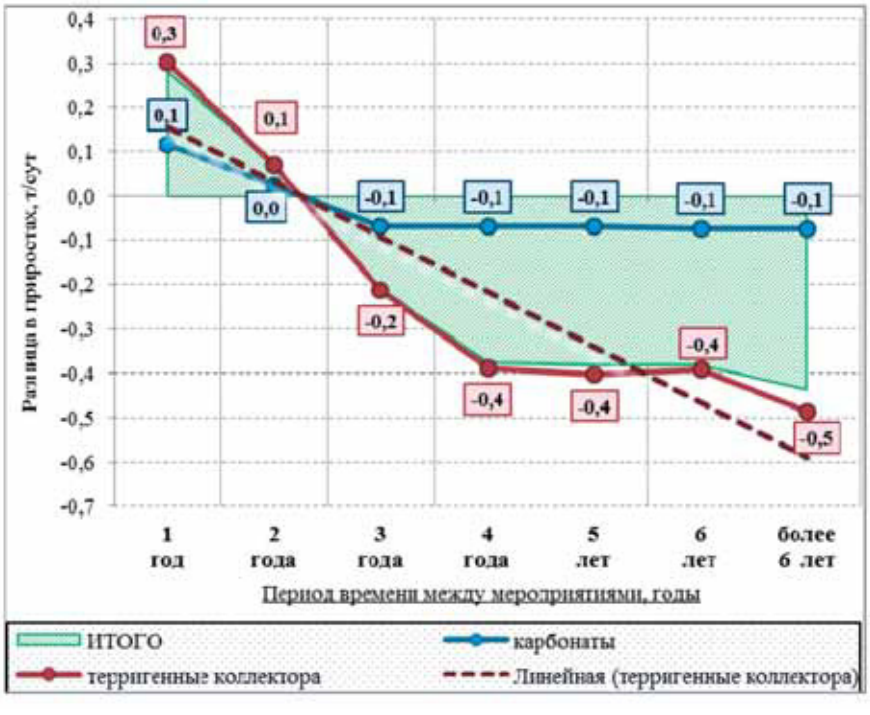


Рис.9. Приросты дебита нефти в зависимости от периода времени между обработками от потокоотклоняющих и профилевыравнивающих технологий за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

Анализ данных по повторным закачкам гелевых композиций показал, что повторная закачка в среднем менее чем через два года дает положительные результаты. Причем для песчаных коллекторов наиболее оптимально время между обработками составляет не более одного года (рис.10).

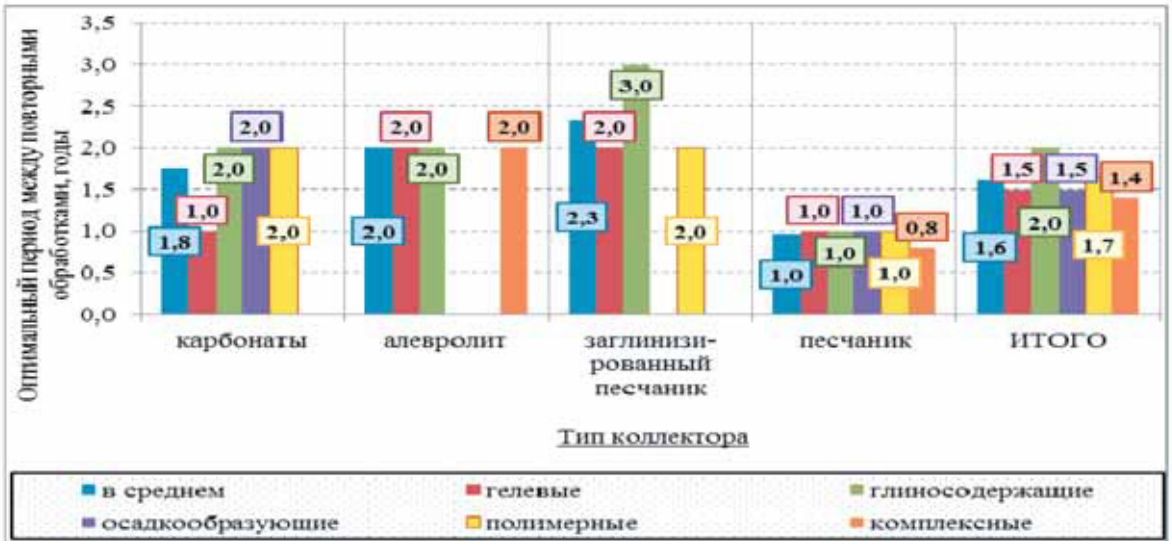


Рис.10. Оптимальный период между обработками гелевыми композициями по типам коллекторов за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

Повторная закачка глиносодержащих композиций в среднем через год приводит к положительным результатам. Причем для песчаных коллекторов наиболее оптимальное время между обработками не более одного года. Для алевролитов несколько больше (рис.11–15).

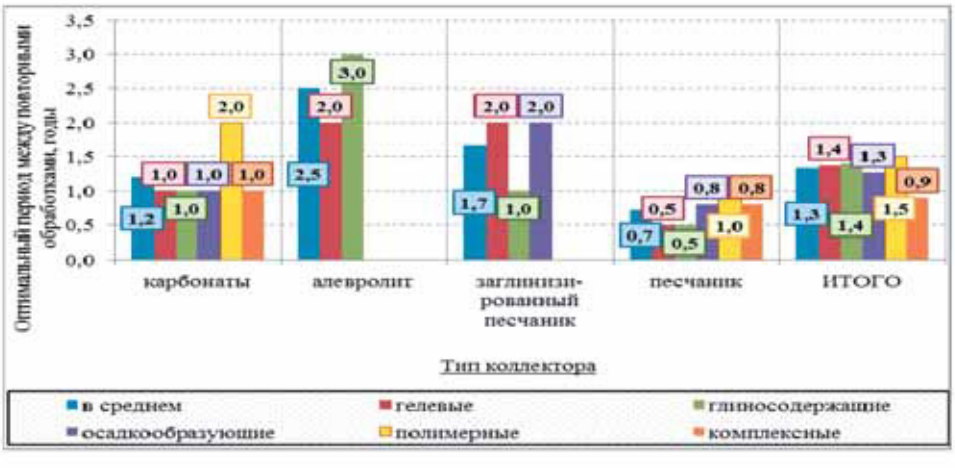


Рис.11. Оптимальный период между обработками глиносодержащими композициями по типам коллекторов за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

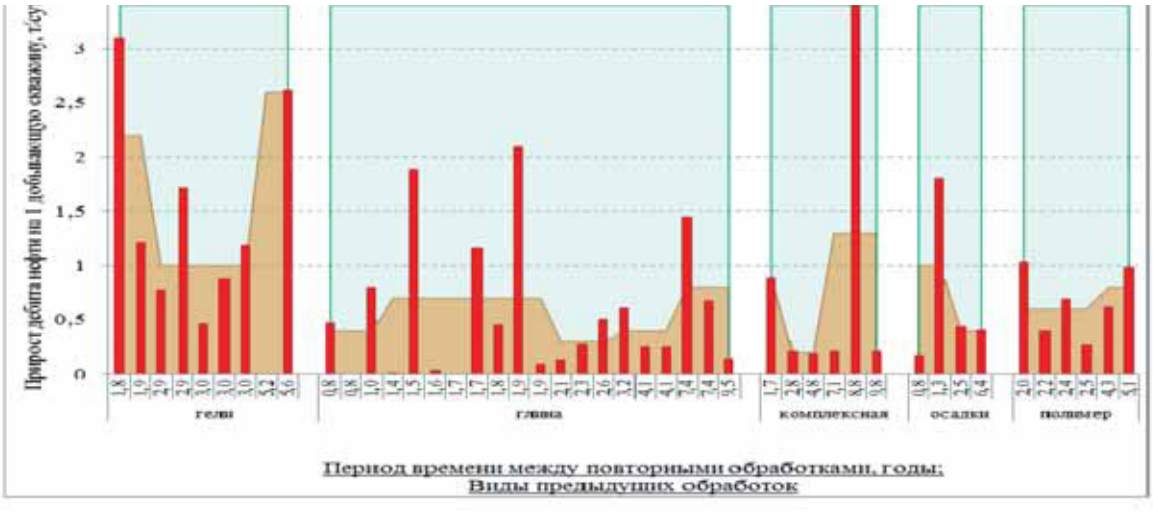


Рис.12. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками глиносодержащими композициями по карбонатным коллекторам за период 1990–2013 по состоянию на 1.01.2015



Рис.13. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками глиносодержащими композициями по нагнетательным скважинам, в разрезе которых присутствуют алевролиты, за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015



Рис.14. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками глиносодержащими композициями по нагнетательным скважинам, в разрезе которых присутствуют песчаники с повышенной глинистостью, за период 1990–2013 гг., по состоянию на 1.01.2015

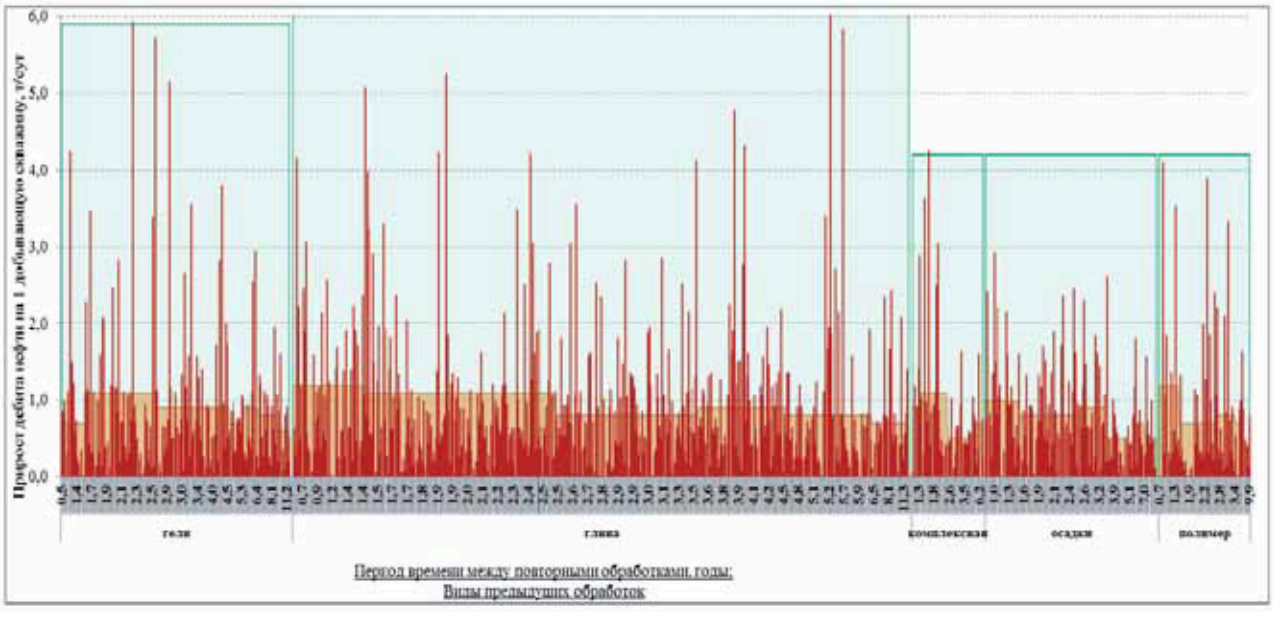


Рис.15. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками глиносодержащими композициями песчаных коллекторов, по нагнетательным скважинам за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

Повторная закачкаосадкообразующих реагентовв среднем через один – два годаприводит к положительным результатам, а для песчаных коллекторов наиболее оптимальноевремя между обработками один год. Для алевролитов несколько больше (рис.16).

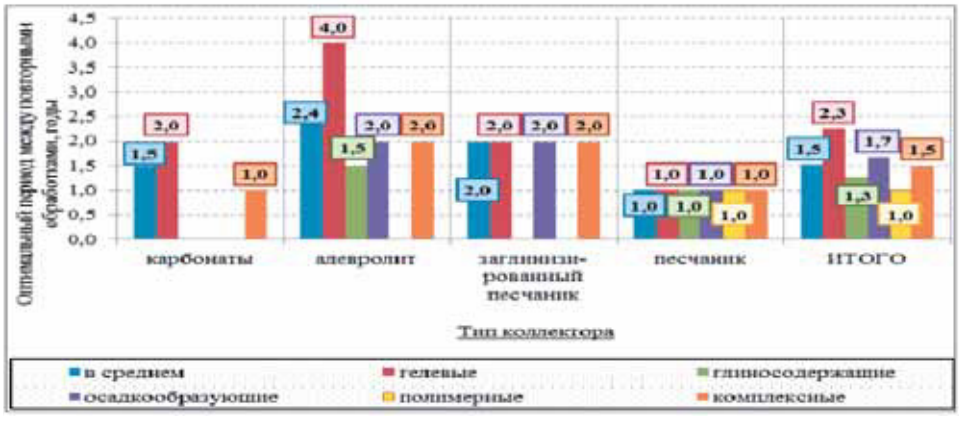


Рис.16. Оптимальный период между обработками осадкообразующими составами по типам коллекторов за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

Повторное применение полимерных технологий в среднем через один-два года приводит к положительным результатам, для песчаных коллекторов наиболее оптимальное время между обработками составляет около одного года. Для алевролитов несколько больше (рис.17–21).

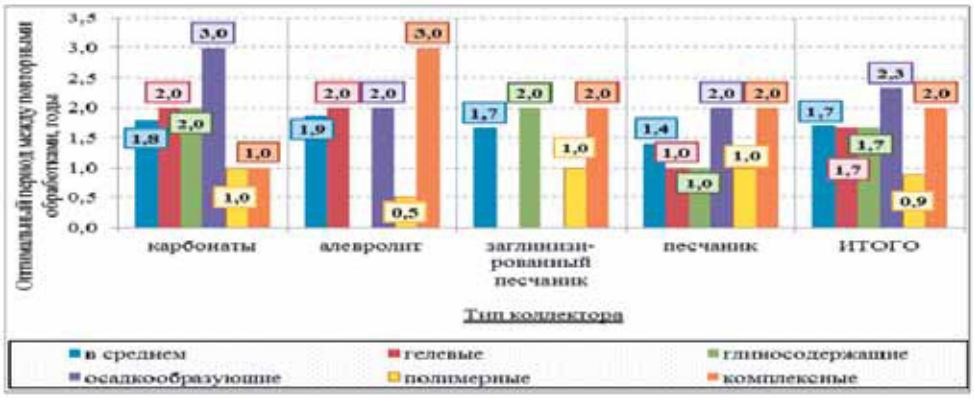


Рис.17. Оптимальный период между обработками при применении полимерных технологий по типам коллекторов за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

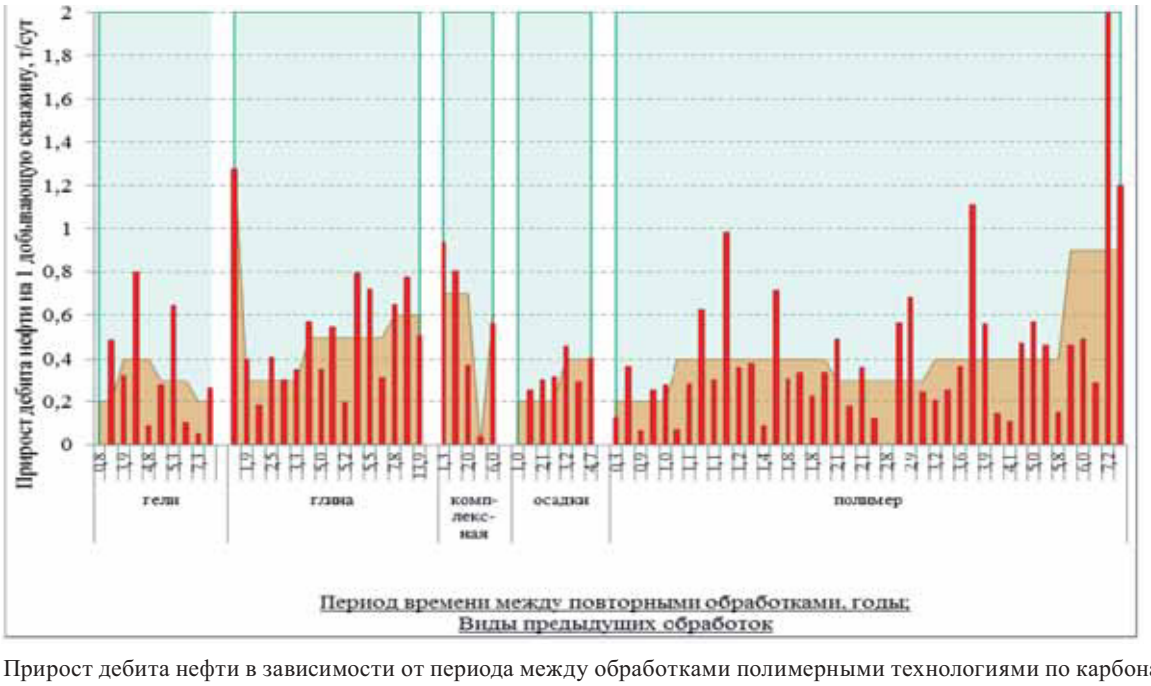


Рис.18. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками полимерными технологиями по карбонатным коллекторам за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015



Рис.19. Прирост дебита нефти в зависимости от периода междуобработкамиполимерными технологиями, по нагнетательным скважинам, в разрезе которых присутствуют алевролиты, за период 1990–2013 гг., по состоянию на 1.01.2015

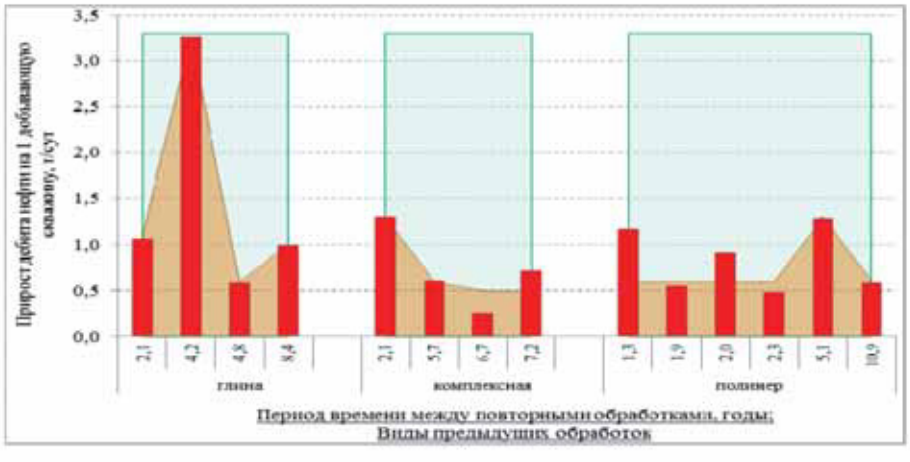


Рис.20. Приросты дебита нефти в зависимости от периода между обработками полимерными технологиями по нагнетательным скважинам, песчаников с повышенной глинистостью за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

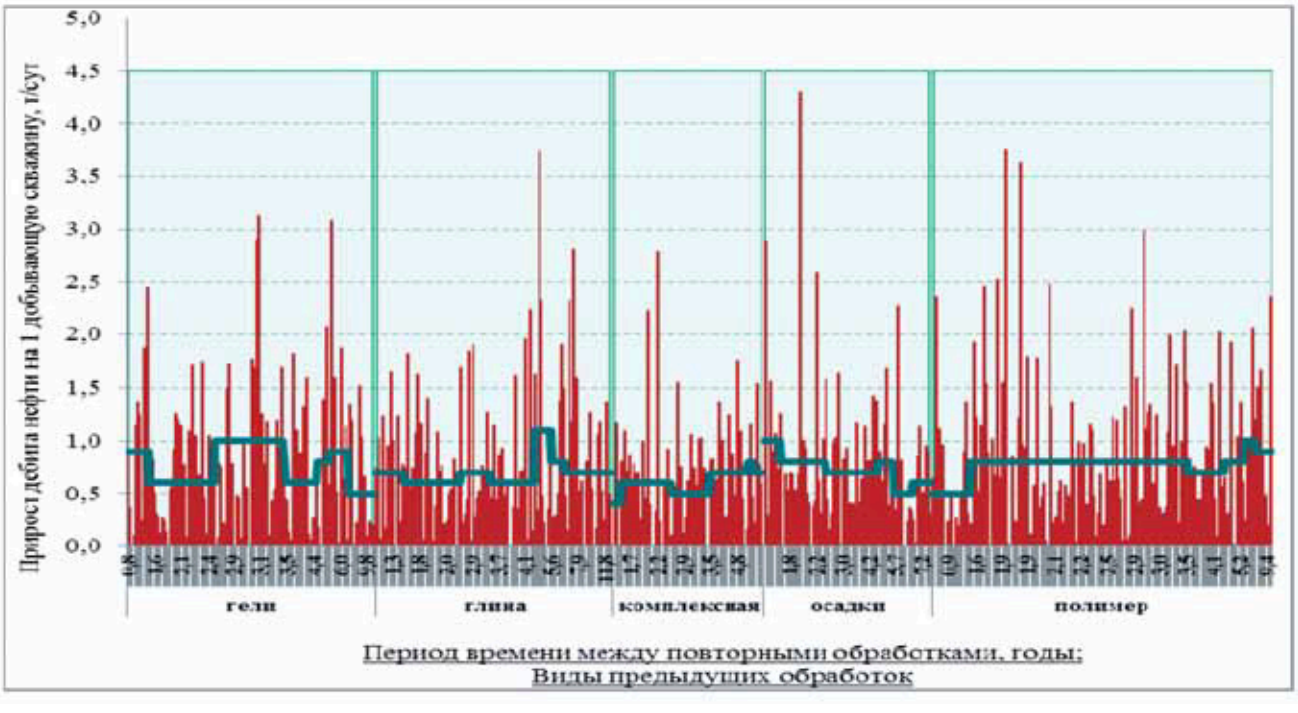


Рис. 5.21. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками полимерными технологиями по нагнетательным скважинам с песчаниками за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

Повторное применение комплексных технологий в среднем через один-два года приводит к положительным результатам (рис.22–26).

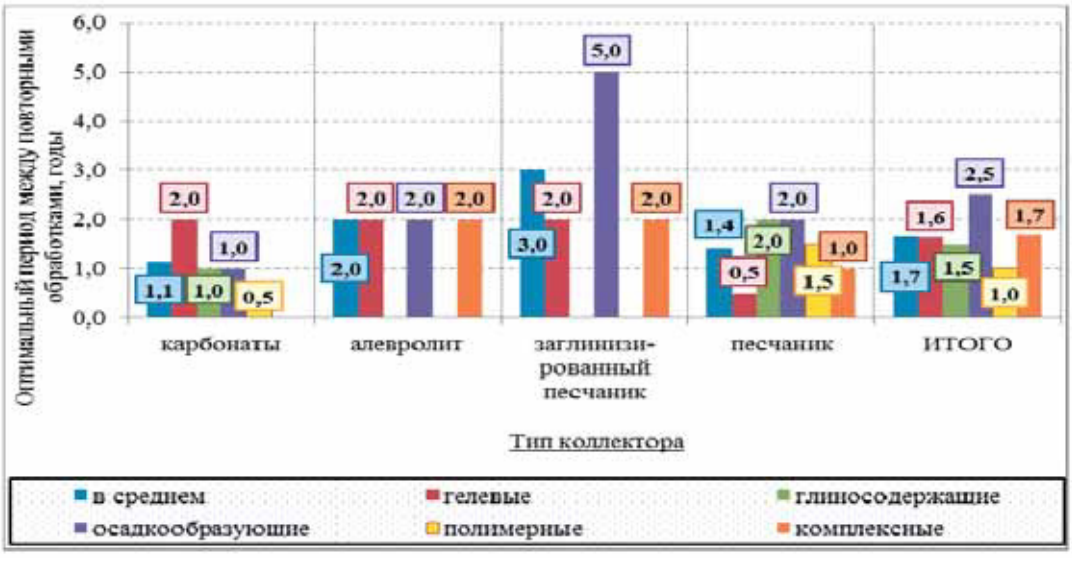


Рис.22. Оптимальный период между обработка микомплексными технологиями по типам коллекторов за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

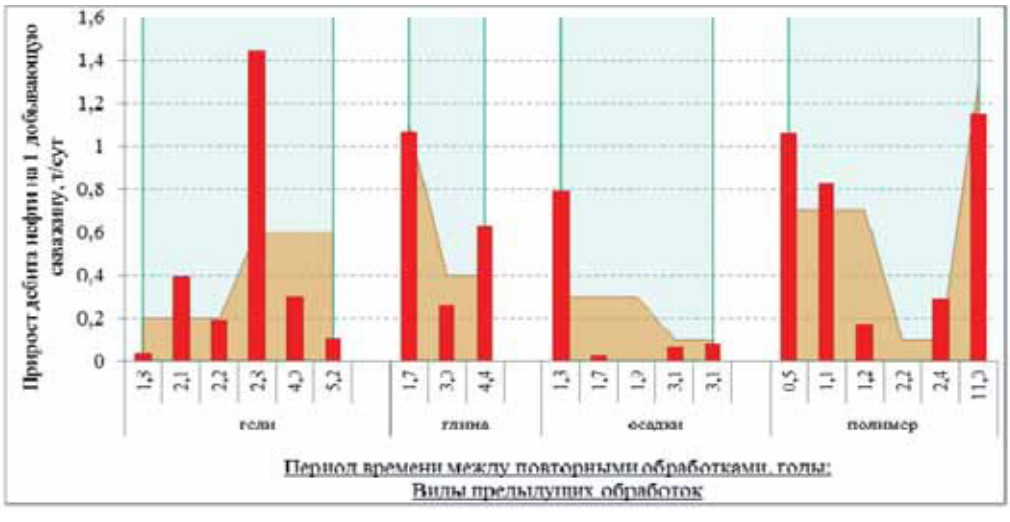


Рис.23. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками комплексными технологиями по карбонатным коллекторам за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015



Рис.24. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками комплексными технологиями по нагнетательным скважинам с алевролитами за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015



Рис.25. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками комплексными технологиями по нагнетательным скважинам с песчаниками с повышенной глинистостью за период 1990–2013 гг., по состоянию на 1.01.2015

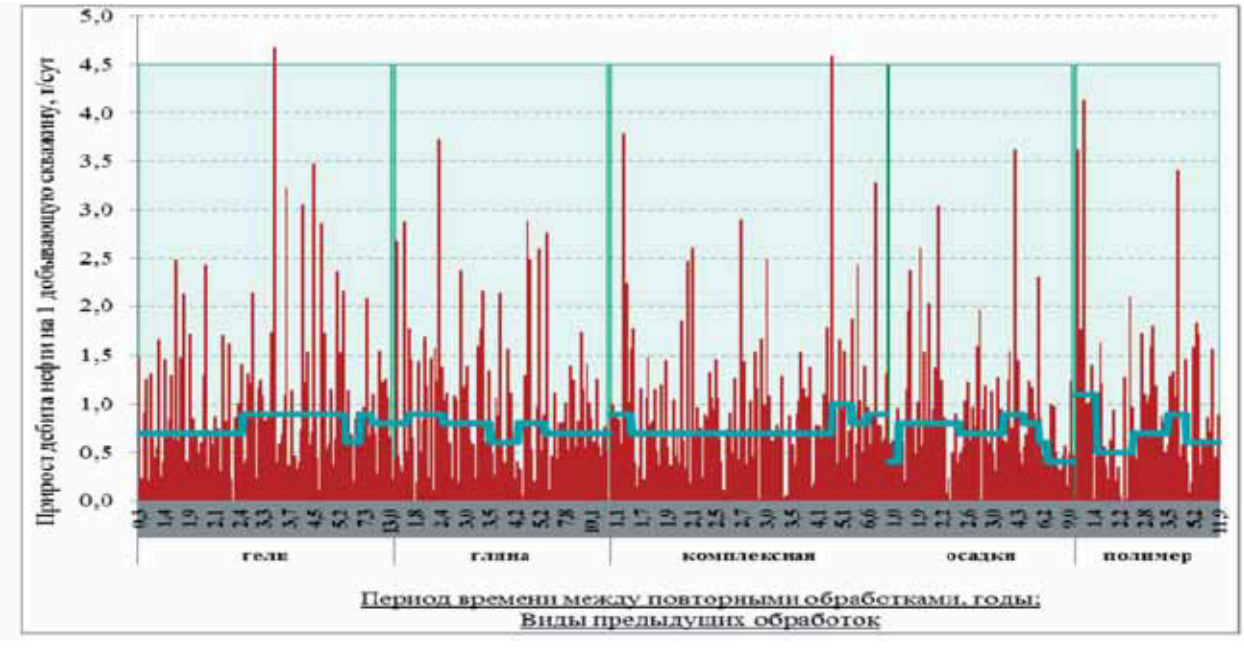


Рис.26. Прирост дебита нефти в зависимости от периода между обработками комплексными технологиями по нагнетательным скважинам с песчаниками за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

Повторное применение микробиологических реагентов в среднем через один год дает положительные результаты (рис.27).

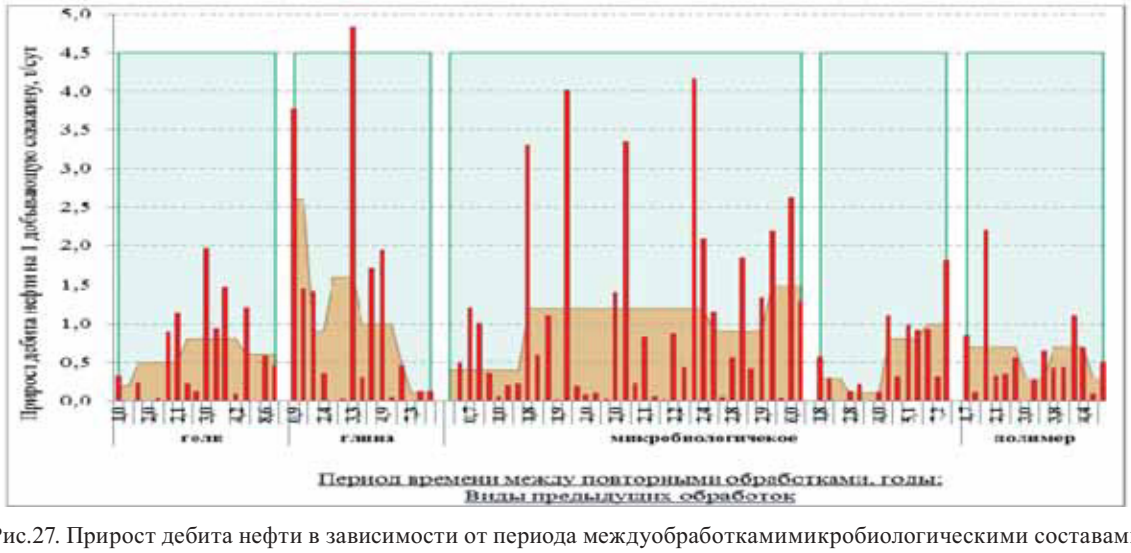


Рис.27. Прирост дебита нефти в зависимости от периода междуобработкамимикробиологическими составами по нагнетательным скважинам с песчаниками за период 1990–2013 гг. по состоянию на 1.01.2015

В 2013 году по сравнению с 2006 годом почти на 60% увеличились затраты на технологии ВПП, при этом объемы закачки в среднем на 1 скважину сократились на 40%, затраты на реагент выросли на 70% (рис.28).

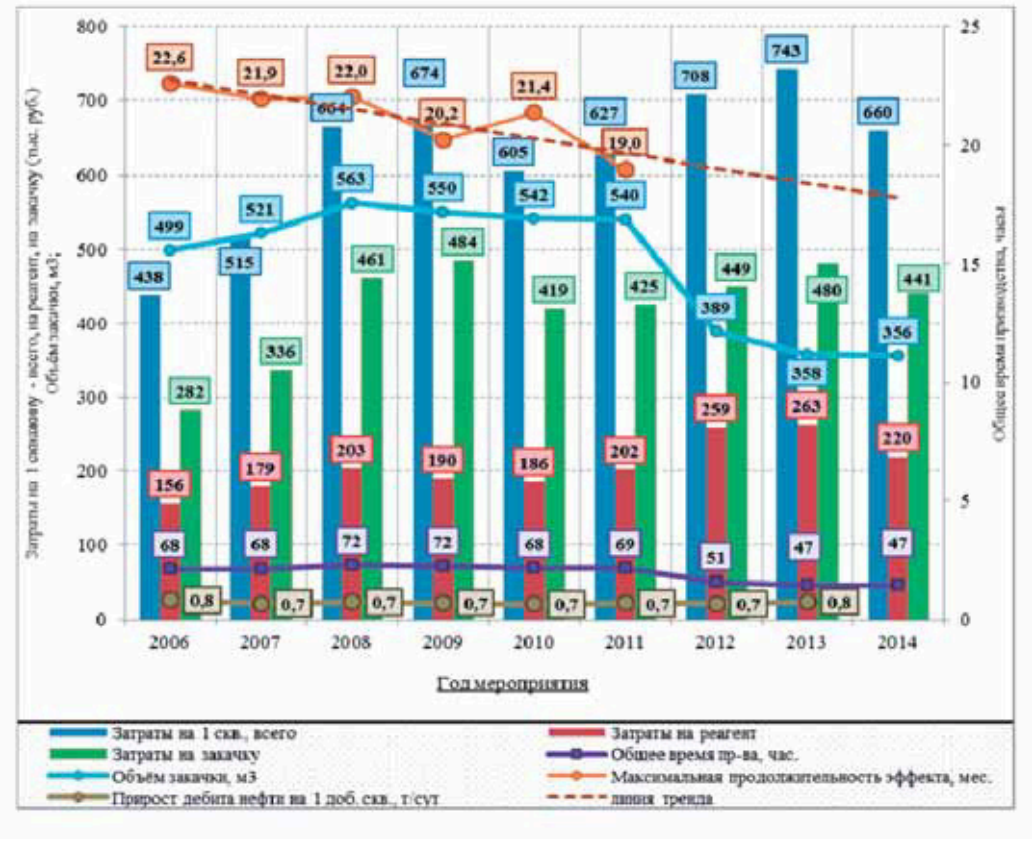


Рис.28. Динамика структуры затрат, времени работ, объемов закачки в среднем на одну скважину по технологиямпо выравниванию профилей приемистости

Можно сделать вывод в том, что в связи с уменьшением объемов закачки составов снижается продолжительность эффекта технологий по МУН (рис.29–31).

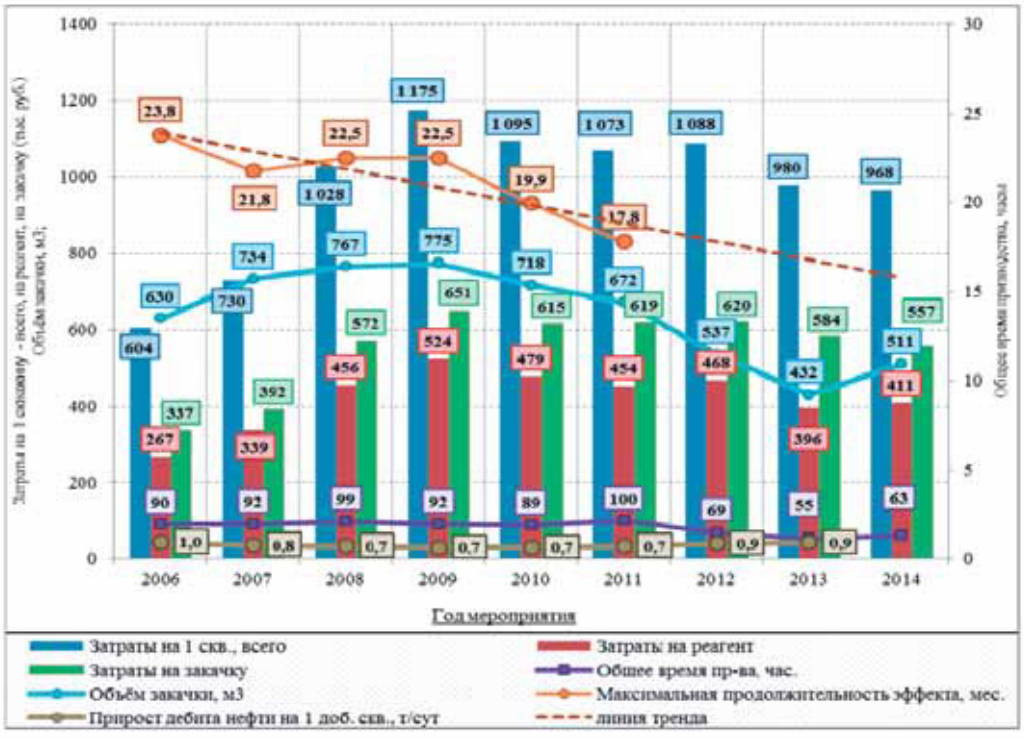


Рис.29. Динамика структуры затрат, времени производства, объемов закачки в среднем на одну нагнетательную скважину от применения гелевых композиций

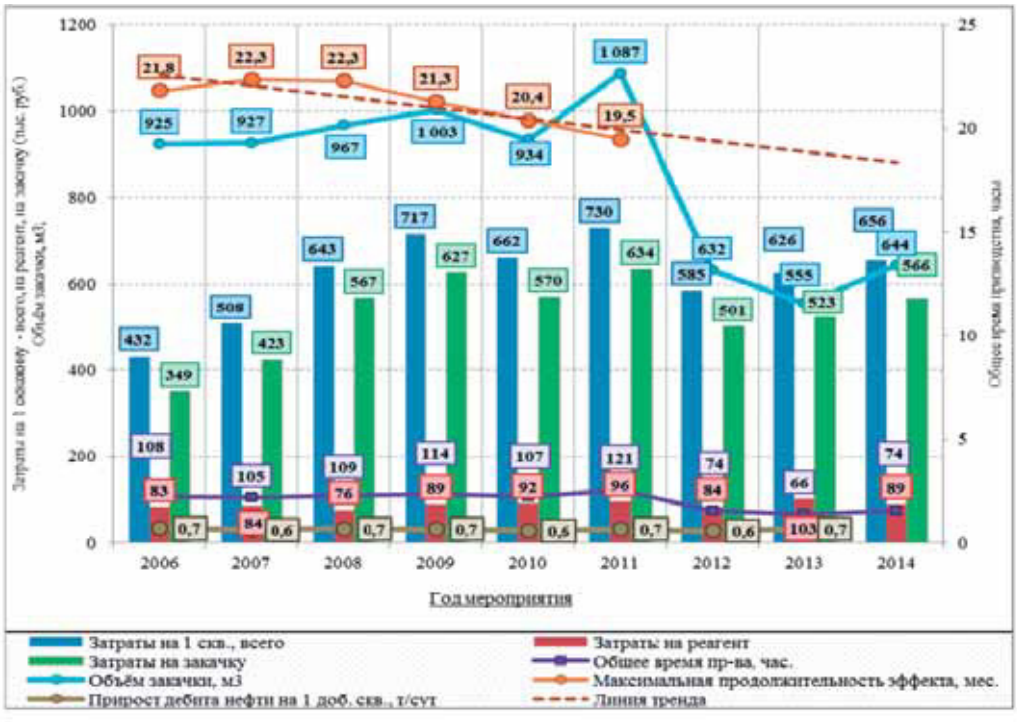


Рис.30. Динамика структуры затрат, времени производства, объемов закачки в среднем на одну нагнетательную скважину от применения глиносодержащих композиций

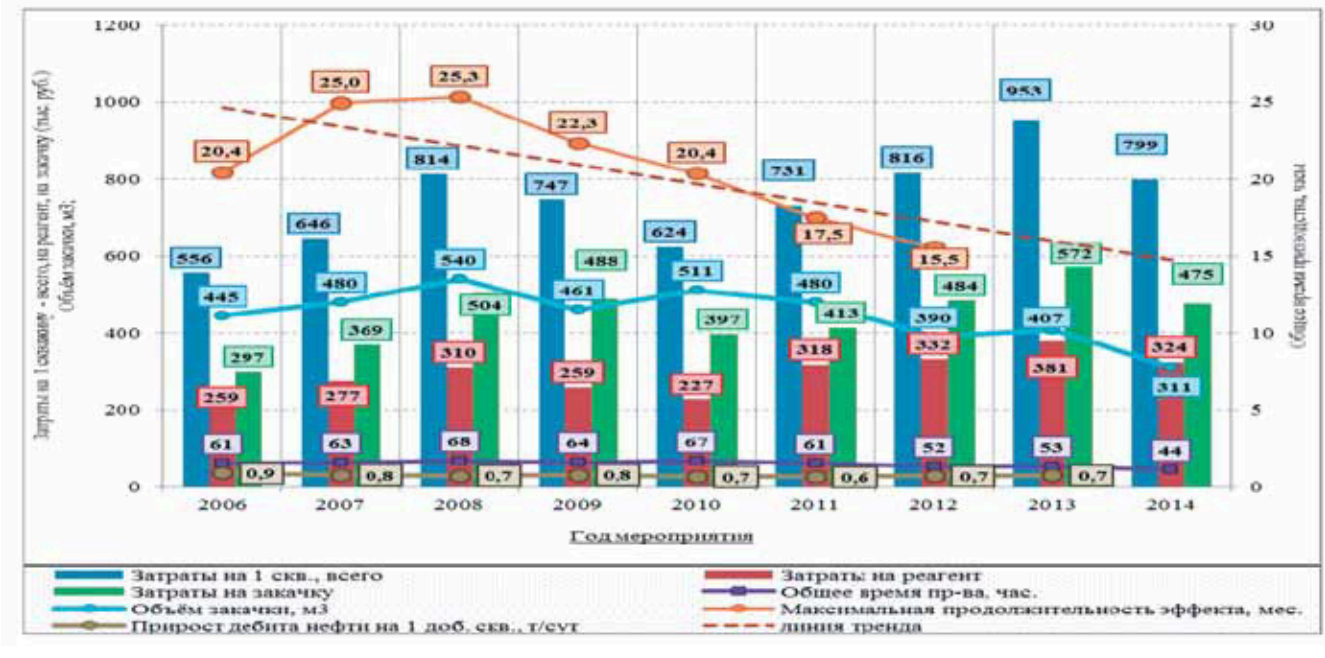


Рис.31. Динамика структуры затрат, времени производства, объемов закачки в среднем на одну нагнетательную скважину от применения комплексных технологий

ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТЕРРИГЕННЫЕ И КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ МОДИФИЦИРОВАННЫМИ БИОПОЛИМЕРНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ

М.Р. Хисаметдинов[1], Т.Ю. Елизарова[1], З.М. Ганеева[1], А.М. Евдокимов[2], М.Т. Ханнанов[3]

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, bio@tatnipi.ru

[2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск; [3]НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть»

Благодаря многофункциональности и своим технологическим свойствам полисахариды (биополимеры) всегда привлекали к себе внимание исследователей. Среди полисахаридов наиболее широкую распространенность в нефтедобыче получил ксантан – промышленно получаемый полисахарид, продуцируемый аэробными бактериями рода Xanthomonas. Ксантан обладает уникальными реологическими свойствами, поэтому в технологиях увеличения нефтеизвлечения применяется в качестве загустителя в полимерном заводнении, а также в гелеобразующих технологиях выравнивания профиля приемистости и повышении охвата пласта вытеснением.

Испытания технологии увеличения нефтеотдачи с применением композиций ксантана начались в ПАО «Татнефть» в 2003 г., промышленное внедрение технологии – с 2006 г. Планомерные лабораторные исследования композиций ксантана проводятся в институте «ТатНИПИнефть» с 2002 г, за это время выполнен большой комплекс исследований реологических, нефтевытесняющих и фильтрационных свойств, накоплен и систематизирован значительный объем экспериментальных исследований, позволивший обосновать промысловое применение технологий увеличения нефтеизвлечения на его основе для условий терригенных и карбонатных коллекторов.

С 2012 г. в ПАО «Татнефть» стали внедряться усовершенствованные технологии, в которых используется закачка в пласт композиции РБК, содержащей ксантан и модифицирующие компоненты(технологии «РБК-Ксантан» и РБК-М). Усовершенствование первоначально разработанной технологии проводилось на базе выполняемых в ТатНИПИнефть исследований, путем улучшения нефтевытесняющих свойств биополимерных композиций, а также путем модификации способа закачки. Используемый в технологии концентрат РБК выпускается в промышленных масштабах и представляет собой высоковязкую композицию на водной основе.

Особое значение для успешного применения технологии имеет качество исходных реагентов, входящих в состав концентрата РБК. Например, для товарного ксантана разработаны технические требования, соответствие которым торговых марок, закупаемых ПАО «Татнефть» является обязательным. Технические требования для ксантана устанавливают необходимые значения его физико-химических (содержание полисахарида, pH и динамическая вязкость растворов), гелеобразующих (время образования и прочность геля) и фильтрационных показателей.

Качество образцов от различных производителей может отличаться по всем изучаемым параметрам, наиболее важными для определения применимости являются реологические и гелеобразующие свойства растворов ксантана. Из показанных на рис.1 пяти реологических профилей растворов ксантана от различных поставщиков, допущенных к применению в ОПАО «Татнефть» видно, что растворы ксантана проявляют типичные псевдопластические свойства и характеризуются высокой вязкостью при низких скоростях сдвига, при увеличении скорости сдвига вязкость растворов сильно снижается. Относительно близкие значения динамической вязкости различных образцов могут свидетельствовать о сходной технологии производства ксантана.

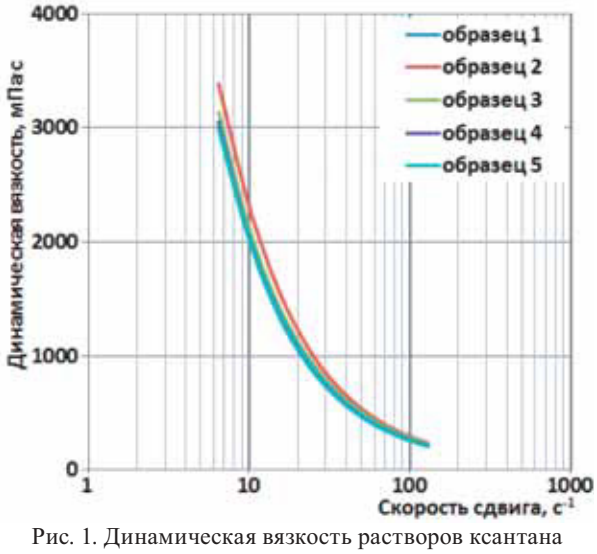


Рис. 1. Динамическая вязкость растворов ксантана от скорости сдвига

Исследование нефтевытесняющего потенциала модифицированных композиций на основе ксантана выполненои для условий карбонатных коллекторов. Так, фильтрационные и нефтевытесняющие свойства модифицированных композиций ксантана (РБК) были определены на основе физического моделирования на автоматизированной фильтрационной установке УИК-4(8) с использованием кернов башкирских отложений. На рис.2 показан типичный пример результата фильтрационного эксперимента по вытеснению карбоновой нефти из кернов башкирских отложений модифицированной композицией ксантана РБК.

В условиях данного эксперимента при первичном вытеснении карбоновой нефти из керна пластовой водой (10 Vпор) конечный коэффициент вытеснения составил 0,26 д.ед., при этом фильтрация воды уже после 2 Vпор становилась малоэффективной, не приводя к существенному увеличению вытеснения нефти. После завершения первичного вытеснения проводилась прокачка раствора РБК, что в условиях эксперимента обеспечило прирост коэффициента вытеснения карбоновой нефти на 0,55 д.ед., конечный Квыт при этом составил 0,81 д.ед. (рис.2).

Полученные результаты исследований обосновывают применимость модифицированных композиций ксан-

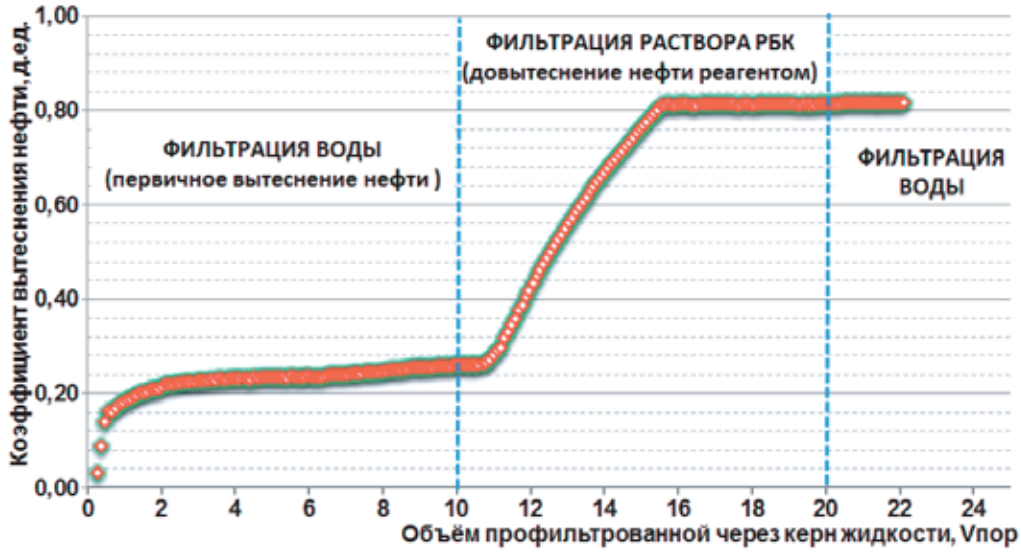


Рис. 2. Довытеснение карбоновой нефти раствором РБК на керне башкирских отложений

тана для увеличения нефтеизвлечения карбонатных залежей, разработка которых осложнена высокой вязкостью нефти, гидрофобностью пород, сложной структурой порового пространства и высокой неоднородностью коллектора. Немаловажным преимуществом технологии при этом являются и низкие затраты на производство работ по закачке композиции РБК, что играет важную роль в условиях малодебитных скважин карбонатных залежей.

Подтверждаемый в лабораторных исследованиях высокий нефтевытесняющий потенциал модифицированных композиций ксантана обеспечивает возможность широкого внедрения технологии для увеличения нефтеизвлечения для условий терригенных и карбонатных коллекторов.

Технология воздействия на пласт модифицированными композициями ксантана внедряется во всех НГДУ ПАО «Татнефть», результаты применения показаны в таблице 1. Необходимо отметить, что на большей части участков воздействия технологический эффект продолжается.

Таблица 1

Результаты применения технологии РБК в ПАО «Татнефть» по объектам разработки за период 2012–2014 гг. (по состоянию на 01.04.2015)

Объект разработки	Количество скв-обработок	Дополнительная добыча, т	Удельный технологический эффект, т/скв-обработок
Д1	68	88401	1 300
С1вв	45	85 448	1 899
С tl	11	20 741	1 886
Д0	8	14 676	1 835
ДII	2	6 553	3 277
С tr	37	67673	1 829
Итого:	171	283 492	

В НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» технология увеличения нефтеизвлечения на основе биополимера ксантана применяется с 2005 г. Результаты внедрения модифицированной технологии на основе ксантана за период 2012–2014 гг. показаны в таблице 2.

Всего за период применения технологии в НГДУ «Ямашнефть» осуществлено 92 обработки пласта, дополнительно добыто свыше 200 тыс. т нефти.

Рассмотреть промысловое применение технологии на основе модифицированных композиций ксантана можно на примере участка нагнетательной скважины № 8452НГДУ «Нурлатнефть», расположенного в пределах Камышлинского месторождения, основным объектом разработки которого являются отложения бобриковского горизонта. В состав участка входят четыре добывающие скважины, гидродинамически связанные с нагнетательной: №№ 8403, 8406, 8453 и 8458 (рис. 3).

Базовые показатели по участку составляют: по нефти – 5,8 т/сут., по жидкости – 63,2 т/сут., обводненность – 90,8 %. Водонефтяной фактор в среднем по участку 1,74 ед.

По результатам геофизических исследований, до закачки «РБК-Ксантан», уход закачиваемой жидкости происходил в интервал перфорации по пропластку 1352,5–1356,0 м – «С1вв». Приемистость 150 м^3/сут., давление закачки 4,0 МПа. После закачки по технологии «РБК-Ксантан» приемистость составила 140 м^3/сут. при давлении закачки 6,2 МПа, произошло выравнивание профиля приемистости. Коэффициент охвата изменился с 0,46 д.ед. до 0,53 д.ед. (рис.4).

Таблица 2

Результаты применения технологии РБК в НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» по объектам разработки за период 2012–2014 гг.

Годы	Месторождения	Горизонт	Кол-во скв.	Затраты, руб.(средние)	Доп. добыча на 01.06.2015, т	Удельная технологическая эффективность, т/скв-обр.
2012–2014	Архангельское, Березовское, Ерсубайкинское, Шегурчинское, Ямашинское	Ctl	11	285 000	22 156	2014
	Архангельское, Ерсубайкинское, Шегурчинское, Ямашинское, Красногорское	Ctr	22	235 000	29 790	1354
ИТОГО:		Ctl + Ctr	33	259734	51946	1574

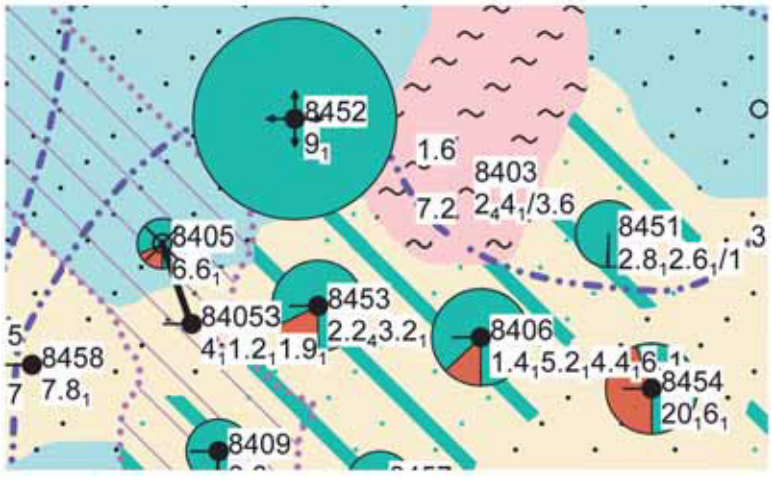


Рис. 3. Участок нагнетательной скважины № 8452 НГДУ «Нурлатнефть»

До закачки
Q = 150 м^3/сут; P = 4,0 МПа

После закачки
Q = 140 м^3/сут; P = 6,2 МПа

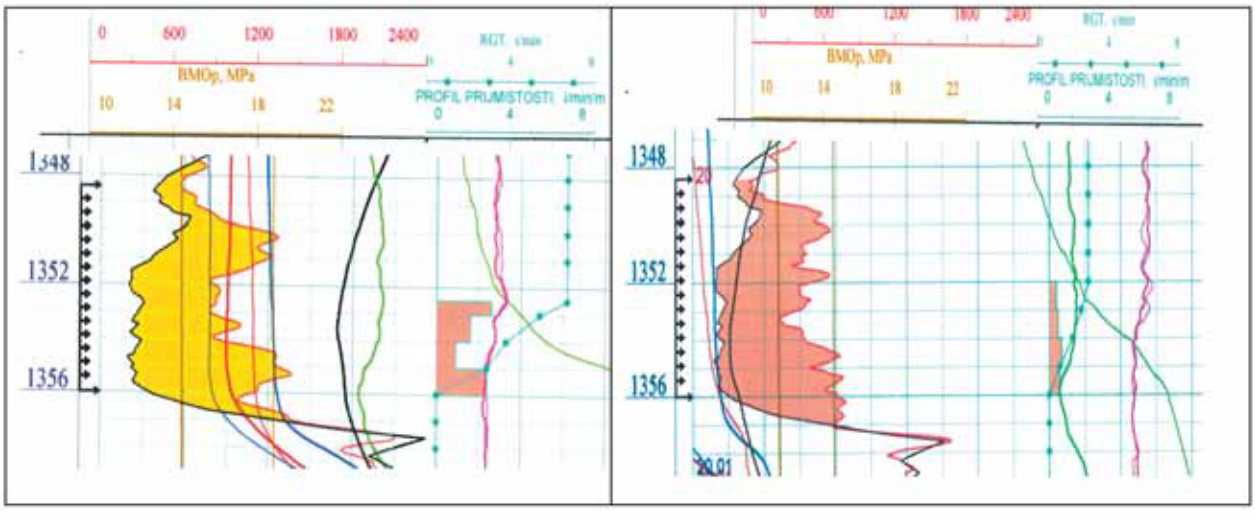


Рис. 4. Профиль приемистости нагнетательной скважины № 8452 НГДУ «Нурлатнефть»

Дополнительная добыча нефти по участку на 01.04.2015 за 11 месяцев составила 1232 т. На закачку отреагировали две добывающие скважины №№ 8406 и 8453. По скважине №8406 произошло увеличение дебита по нефти с 3,1 т/сут. до 6,5 т/сут. и снижение обводненности с 88,5 % до 78,0 %, по скважине № 8453 – увеличение дебита по нефти с 1,6 т/сут. до 2,9 т/сут., снижение обводненности с 95,0 % до 90,0 %.

В целом по участку обводненность снизилась с 90,8 % до 82,0 %, добыча нефти увеличилась с 5,8 т/сут. до 11,0 т/сут. Изменение показателей разработки по участку нагнетательной скважины № 8452 НГДУ « Нурлатнефть» показано на рис.5.

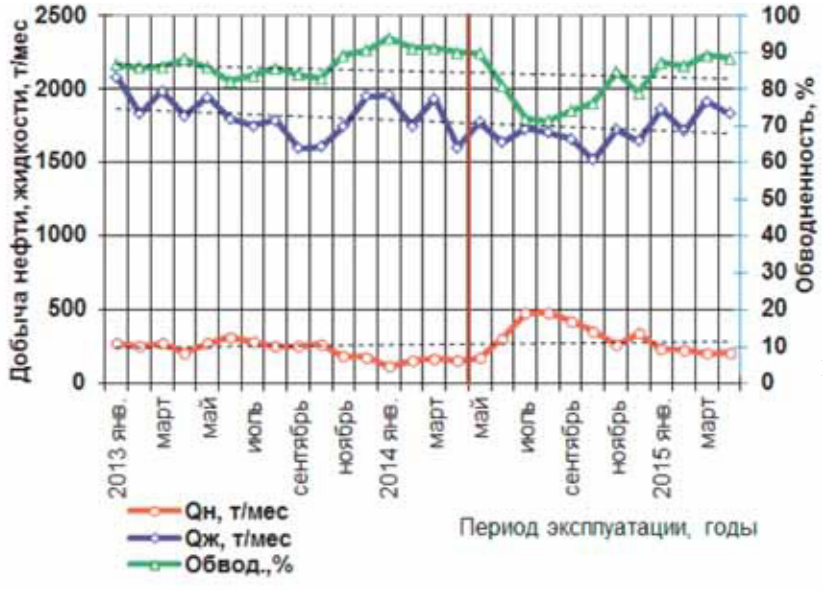


Рис. 5. Изменение показателей разработки
по участку скважины № 8452
НГДУ «Нурлатнефть»

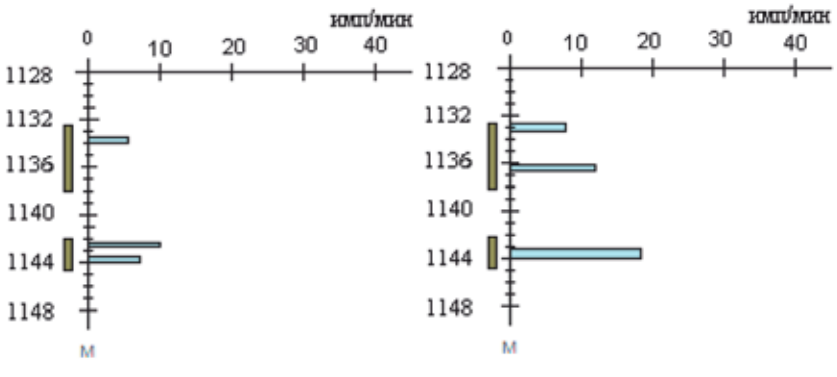
К положительному опыту применения технологии увеличения нефтеизвлечения на основе биополимерных композиций ксантана РБК в ПАО «Татнефть» проявляют интерес и другие нефтяные компании.

В 2014 году на объектах ООО «Лукойл-Пермь» выполнены опытно-промышленные работы (ОПР) по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин с использованием биополимерных композиций «РБК-Ксантан». Объектом проведения ОПР являются продуктивные отложения Шумовского месторождения, представленные карбонатными коллекторами пластов В3 и В4 верейского горизонта. Нефти верейского горизонта характеризуются как сернистые и парафинистые.

Для проведения ОПР выбраны три опытных участка № 57, 130 и 506, расположенные в пределах Шумовского поднятия. Приемистость нагнетательных скважин до проведения ОПР составляла от 180 до 480 м^3/ сут., суммарные дебиты нефти участков – от 8,1 до 13,0 т/сут., жидкости от 35,6 до 89,8 т/сут. Плотность попутной воды изменяется от 1,093 до 1175 кг/м^3.

Закачка композиции «РБК-Ксантан» на опытных участках проводилась в августе–сентябре 2014 года. С целью качественной оценки эффективности применения технологии «РБК-Ксантан» проведены геофизические исследования нагнетательных скважин до и после закачки. По результатам геофизических исследований нагнетательных скважин изменение профиля приемистости фиксируется в интервале перфорации нагнетательных скважин 57 и 130, профиль приемистости по скважине 506 не определяется из-за малой приемистости.

По скважине № 130 по заключению результатов ГИС отмечается перераспределение и увеличение охвата заводнением интервала перфорации пласта В3-В4. Охват пласта заводнением увеличился на 90% (работающая толщина пласта увеличилась до 1,9 м, против 1,0 м до закачки композиции). Профили приемистости по скважине №130 до и после закачки композиции РБК-Ксантан представлены на рис. 6.



До обработки (14.07.2014) До обработки (19.09.2014)
Приемистость – 21 м^3/сут, Рз=3,5 МПа Приемистость – 38 м^3/сут, Рз=2,1 МПа
(штуцер Ø=2 мм) (штуцер Ø=6 мм)

Рис.6. Профили приемистости по скважине №130 до и после закачки «РБК-Ксантан»

Результаты лабораторных исследований и внедрения технологии увеличения нефтеизвлечения на основе модифицированных биополимерных композиций позволяют рекомендовать данную технологию для применения на длительно разрабатываемых, высоковыработанных месторождений и карбонатных месторождений со сложными геолого-физическими условиями.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПО РАЗРАБОТКЕ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ УСЛОВИЙ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

М.Р. Хисаметдинов, Т.Н. Назина, А.А. Миних, А.В. Михайлов, А.Р. Каримова

ООО «НТЦ Татнефть», г. Бугульма, bio@tatnipi.ru

Микробиологические методы увеличения нефтеотдачи (ММУН), основанные на стимулировании микробиологических процессов в обводненных нефтяных пластах, имеют высокий потенциал применения и привлекают все больше исследователей, экспериментально изучающих процессы вытеснения нефти.

Сущность микробного воздействия заключается в возможности формирования и поддержания в пластовых условиях сообщества микроорганизмов, производящих в поровом пространстве комплекс нефтевытесняющих метаболитов – растворителей, биоПАВ, кислот, биополимеров. Активация и управление синтезирующей активностью микробного сообщества достигается введением в пласт растворов биогенных элементов и субстратов питания.

Положительное влияние микробных метаболитов на такие физико-химические параметры нефтевытеснения, как межфазное натяжение (МФН), смачиваемость и проницаемость (таблица) показывает важность исследований процессов микробиологического воздействия, в которых немаловажное значение имеет и разработка соответствующих методик, позволяющих изучать эти процессы в динамике развития микробного сообщества в поровом пространстве.

Таблица

Влияние продуцируемых микроорганизмами соединений на параметры нефтевытеснения

	Физико-химические параметры нефтевытеснения					
Основные группы продуцируемых микробами соединений и процессы	Увеличение охвата пласта	Увеличение вязкости воды	Снижение вязкости нефти	Улучшение проницае-мости пород	Снижение МФН	Смачиваемость пород
Растворители			+	+		+
БиоПАВ				+	+	
Кислоты				+		
Газы			+			
Рост в пористой среде	+					+
Синтез биополимеров	+	+				

С начала 2000-х гг. в зарубежной научной литературе появляется большое количество публикаций, посвященных изучению влияния микроорганизмов и их метаболитов на процессы вытеснения нефти, а также промысловому опыту внедрения этого метода.

Например, компания GloryEnergy реализует проекты микробного воздействия на месторождениях Канады. В 2013 г работы по стимуляции пластовой микрофлоры проводились в провинции Альберта, в пределах участка, состоящего из трех нагнетательных и шести добывающих скважин. По данным на сентябрь 2014 г., дебит нефти вырос до 63 барр/сут., что выше проектного значения, равного 15 барр/сут. За счет применения технологии было дополнительно добыто 13,5 тыс. баррелей нефти, или 256 % от первоначального уровня добычи [1].

Работы по ММУН выполняются в США, Канаде, Юго-Восточной Азии, Китае, и других странах [2] (рис.1).

В ПАО «Татнефть» ММУН применяются с 1983 г, когда впервые прошли испытания биотехнологии активации пластовой микрофлоры, разработанной специалистами Института микробиологии РАН и ТатНИПИнефть. В настоящее время технология микробиологического воздействия на пласт (МБВ), внедряющаяся в ПАО «Татнефть», постоянно совершенствуется с учетом выполняемых исследований. Кроме того, проводятся работы по изучению процесса вытеснения нефти, моделирующих условия карбонатного коллектора.

С 2013 г. в ПАО «Татнефть» на базе ООО «НТЦ Татнефть» (Сколково) выполняется проект по разработке нового метода ММУН, направленного на повышения извлечения нефти из карбонатных коллекторов с вязкой сернистой нефтью.

Основные задачи проекта:

– Исследования пластовых жидкостей и микробных сообществ карбонатных залежей нефти;

– Выделение микроорганизмов из исследованных коллекторов и определение их нефтевытесняющего потенциала;

– Моделирование процессов микробиологического воздействия на карбонатный пласт и определение способов подавления сульфатредукции;

– Разработка микробиологической технологии увеличения нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов.

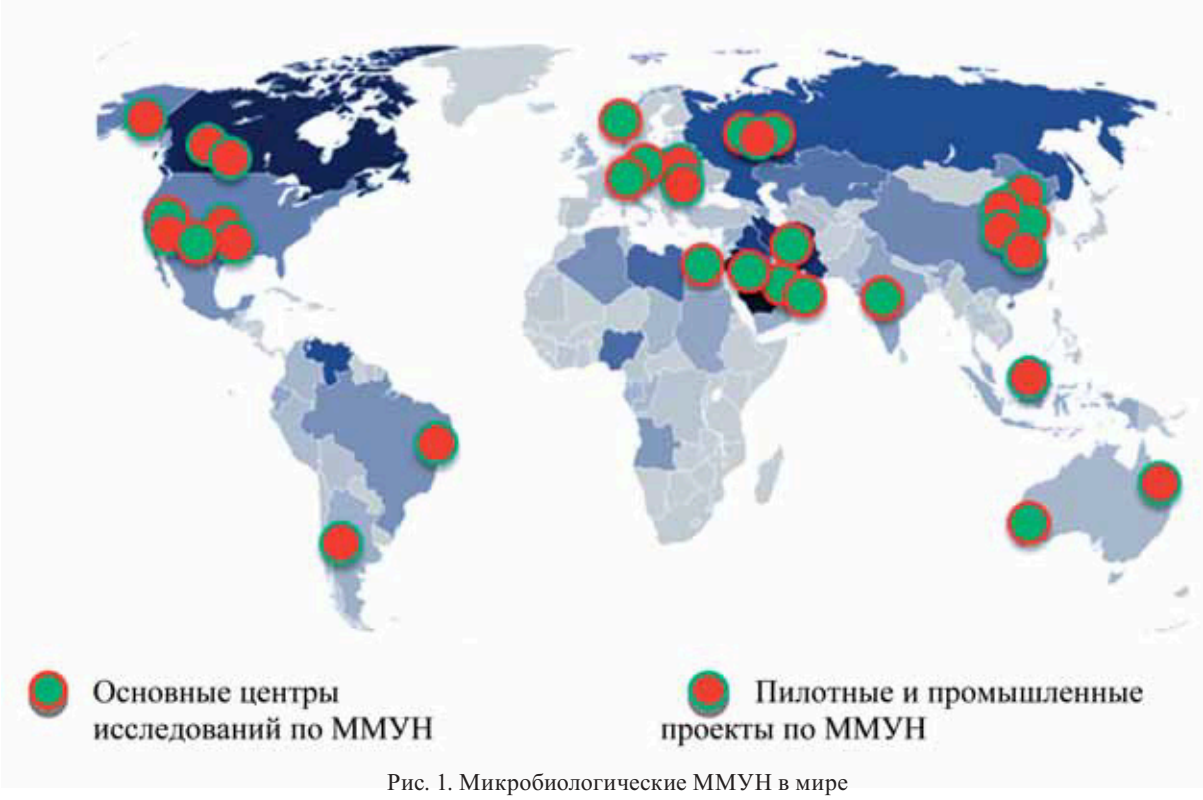


Рис. 1. Микробиологические ММУН в мире

ММУН, разрабатываемые для условий карбонатных коллекторов, должны базироваться на отборе пластовых форм микроорганизмов, обладающих способностью к синтезу продуктов с высокой смачивающей активностью и приводящих к выраженному снижению МФН, а также позволяющих влиять на вязкость карбоновой нефти.

В ходе работ по лабораторным испытаниям накопительных культур микроорганизмов, которые были получены из добываемых жидкостей карбонатных залежей, выявлена высокая нефтевытесняющая активность микробных метаболитов, что позволяет использовать их в технологиях увеличения нефтеотдачи.

На основании выполненных лабораторных исследований по определению физико-химических свойств микробных метаболитов предложены варианты состава микробиологической композиции, включающие источник углеводов, источник минерального питания и бродильной микрофлоры. Различные варианты состава микробиологической композиции были рекомендованы для проведения экспериментов по определению нефтевытесняющей способности с использованием естественных карбонатных кернов.

В процессе работ по исследованию нефтевытесняющей активности различных накопительных культур была также изучена смачивающая способность микробиологических растворов по отношению к гидрофобным карбонатным породам, в ходе которой были выявлены наиболее эффективные микробиологические растворы, которые и были рекомендованы для экспериментов на кернах, моделирующих карбонатный коллектор.

Изучение процесса вытеснения карбоновой нефти водой и ее доизвлечения микробиологическим раствором из пористой среды выполнялись на кернах карбонатных отложений башкирского горизонта. Фильтрационные эксперименты проводились при термобарических условиях пласта на установке типа УИК-4.

Общая схема проведения фильтрационных испытаний микробиологических композиций заключалась в последовательной фильтрации через нефтенасыщенный керн двух жидкостей:

1) пластовой воды (до 100 % обводненности жидкости на выходе из керна) с определением коэффициента вытеснения нефти – К выт;

2) микробиологического раствора (МБР) (5 поровых объемов керна) с определением коэффициента довытеснения нефти – Кдовыт.

По разности этих коэффициентов определялся прирост коэффициента вытеснения нефти за счет фильтрации МБР.

Результаты по предварительно выполненным фильтрационным экспериментам показаны на рис. 2.

Из рисунка 2 видно, что первичное вытеснение карбоновой нефти водой обеспечивало в большей части фильтрационных экспериментов не выше 30% прироста Квыт. После завершения первичного вытеснения, в условиях 100% обводненности жидкости на выходе, через керны была продолжена фильтрация МБР.

По результатам 20 фильтрационных экспериментов, в зависимости от типа МБР, прирост коэффициента вытеснения после прокачки МБР составил от 4,7 до 30,2 %.

Выполненные исследования и фильтрационные эксперименты подтвердили высокую эффективность и перспективность продолжения исследовательских работ по разработке микробиологического метода увеличения нефтеизвлечения для карбонатных коллекторов.

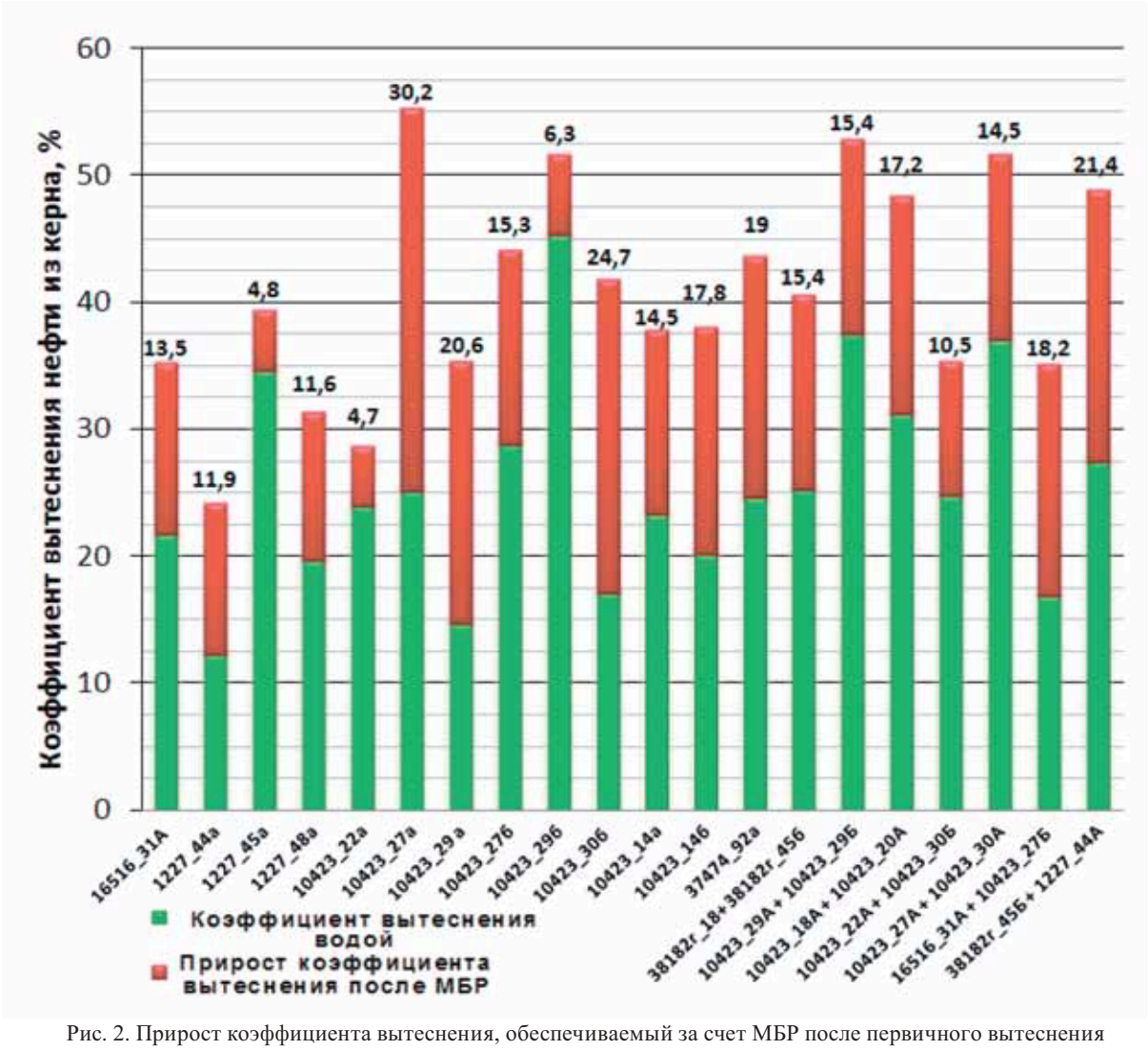


Рис. 2. Прирост коэффициента вытеснения, обеспечиваемый за счет МБР после первичного вытеснения карбоновой нефти водой

Литература

1. *G. D. Havemann, B. G. Clement, K.M. Kozicki, T. Meling, J. Beeder, E. Sunde* New Microbial Method Shows Promise in EOR, JPT, March. – 2015. – P. 32–35.

2. *Сабахова Г.И.* Зарубежный опыт применения методов увеличения нефтеотдачи / Г.И. Сабахова, К.Р. Рафикова, М.Р. Хисаметдинов, Д.В. Нуриев, А.Т. Зарипов // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 4. – С. 24–30.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ СОСТАВА БИТУМОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧЕРЕМШАНО-БАСТРЫКСКОЙ ЗОНЫ

Н.С. Шарипова, Б.В. Успенский

Казанский (Приволжский) федеральный университет г. Казань, borvadus@rambler.ru

Новый подход к ранжированию (группированию) месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) в зависимости от их принадлежности к различным литолого-фациальным зонам, позволяет по новому, на основе научно-обоснованной концепции, провести обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению СВВН и ПБ из пород-коллекторов и выдать рекомендации по дальнейшим исследованиям для всей зоны распространения природных резервуаров бугульминского горизонта с целью повышения рентабельности освоения этого вида углеводородного сырья.

Объект исследований – песчаная пачка бугульминского (ранее выделяемая в составе шешминского горизонта уфимского яруса) горизонта и связанные с ней ловушки сверхвязких нефтей и природных битумов. Простирание зоны распространения данных пород, где выявлены скопления углеводородов не менее 200 км. Условия формирования – полифациальные. Разными исследователями (Форш Н.Н., Миропольский Л.М., Эллерн С.С., Шалин П.А., Успенский Б.В., Петров Г.А. и др.) трактуются неоднозначно. Здесь присутствуют русловые, дельтовые (дистальные и проксимальные части) и баровые фации, как правило, без уточнения границ взаимоперехода одной фациальной зоны в другую, либо большинство авторов выделяет какой-нибудь один фациальный тип. Но каждому типу соответствуют конкретные, свойственные только ему размеры ловушек, толщина вмещающих залежи полезных ископаемых отложений, гранулометрический состав и коллекторские свойства, и их изменение, как по простиранию, так и по разрезу пород. Знание детального геологического строения природных резервуаров чрезвычайно важно при планировании разработки, способов извлечения, применения вторичных и третичных методов увеличения нефте- (битумо-) отдачи пласта.

Анализируемый материал характеризует отдельные месторождения высоковязких нефтей и природных битумов Черемшано-Бастрыкской зоны (ЧБЗ).

В ПАО «Татнефть» область развития песчаной пачки в пределах РТ подразделяют на три группы: северную, центральную и южную.

Цель исследований – подтвердить или опровергнуть правильность объединения площадей в эти группы по значениям основных геохимических показателей элементного, группового и углеводородного состава выделенных из образцов пород углеводородной (УВ) части органического вещества (ОВ) – хлороформенного битумоида (ХБА).

Все исследованные образцы керна отобраны из скважин, расположенных на месторождениях, приуроченных к трем основным группам: Северной, Центральной и Южной. Северная группа месторождений представлена скважинами Ашальчинской, Северо-Ашальчинской и Шегурчинской площадей; Центральная группа – скважинами Кармалинской, Северо-Кармальской и Туйметкинской площадей; Южная группа – скважинами Мордово-Кармальской, Подлесной, Сарабикуловской, Сугушлинской и Шугуровской площадей.

В комплекс исследований органического вещества пород входят следующие аналитические определения: извлечение растворимых в органических растворителях битуминозных компонентов и весовое определение их количества, определение содержания органического углерода в породе, определение элементного и группового состава хлороформенных битумоидов и углеводородного состава масел и индивидуального состава метано-нафтеновой фракции масел.

В элементном составе ХБА определялись содержание углерода (С), водорода (Н) и гетероэлементов (S, O, N) методом сжигания в микропечи. Различные соотношения основных элементов состава ХБА: С/Н, С + Н/(S+N+O), (см+асф)/ S, Н/ $С_{ат.}$ – используются в качестве показателя генетического типа ОВ и степени его катагенетического преобразования.

Метод определения группового состава предусматривает выделение групп компонентов, входящих в состав битумоидов. Выделяемые группы являются аналитическими и могут в разных образцах иметь неодинаковый состав. Схема определения предусматривает разделение битумоида на группы, объединяющие близкие по химическим и физическим свойствам соединения: асфальтены и мальту (масла + смолы) с последующим выделением более узких фракций – асфальтогеновых кислот, масел, бензольных и спиртобензольных смол.

Фракция масел разделялась далее методом восходящей элюэнтной хроматографии на метано-нафтеновые (МН), нафтено-ароматических (НА) углеводороды и петролейно-эфирные смолы (ПЭС). Нафтено-ароматические УВ разделяются, в свою очередь, на моно- (М-Ар), би-(Б-Ар) и полиароматические (П-Ар). Соотношения между разными группами УВ (МН/НА, М-Ар/Б-Ар, М-Ар/П-Ар) входят в качестве основных признаков в большинство химических классификаций нефти.

Выделенные метано-нафтеновые фракции масел подвергались дальнейшему анализу – разделению методами газовой хроматографии на газожидкостном хроматографе «Хром-5». Целью данных исследований является разделение масляных фракций на молекулярные составляющие и определение относительного содержания в них н-алканов и изопреноидных углеводородов (пристан, фитан) для последующих расчетов геохимических коэффициентов, характеризующих те или иные процессы образования и условия существования органического вещества

в пределах изучаемой территории. Применяемые коэффициенты: НЧ/Ч$_1$=∑н-(C_{14}-C_{34})/∑н-(C_{15}-C_{35}), НЧ/Ч$_2$ = 2н-C_{29}/н-C_{28}+н-C_{30}, П/Ф – отношение пристана (П) к фитану (Ф), K_i = П+Ф/н-C_{17}+н-C_{18}, $K_{ВН}$=∑н-(C_{27}-C_{31})/∑н-(C_{15}-C_{19}), н-C_{27}/н-C_{17}, П/н-C_{17}, Ф/н-C_{18}, дают возможность определить первичный генетический тип, природу исходного ОВ, условия его формирования. Величины коэффициентов определяются характером исходной органики, долей в ней наземного материала, характеризуют физико-геологические условия катагенеза РОВ.

Всего проанализировано 50 образцов пород уфимских песчаников из скважин, расположенных в Черемшано-Бастрыкской зоне. В первую группу, Северную, вошло 8, во вторую, Центральную, – 13 и в третью, Южную, – 39 образцов. Во всех образцах очень высокие значения битумоидного коэффициента – 0,99, 0,94 и 0,96 соответственно, что вполне закономерно для эпигенетичных битумоидов пермских песчаников. Полученные данные по элементному составу подтверждают миграционный характер углеводородов: в них велика роль углерода, средние значения которого по группам колеблются в очень узких пределах: 79,6–81,8%, очень близкие значения содержания водорода и серы. Таким образом, в элементном составе каких-либо заметных различий между битумоидами из скважин в условно разделенных группах не наблюдается.

В групповом составе прослеживается та же картина: высокое (около 50%) содержание масел, характерное для эпибитумоидов, близкие значения усредненных значений по зонам суммы смол и асфальтенов (30,7–35,8%), преобладание смол бензольных над спирто-бензольными (отношение их колеблется от 1,2 до 1,9), соотношение суммы смол к сумме асфальтенов (2,0–2,5) и преобладание «чистых» асфальтенов над асфальтогенными кислотами также не позволяет по показателям группового состава выделять или объединять скважины в отдельные группы внутри Черемшано-Бастрыкской зоны.

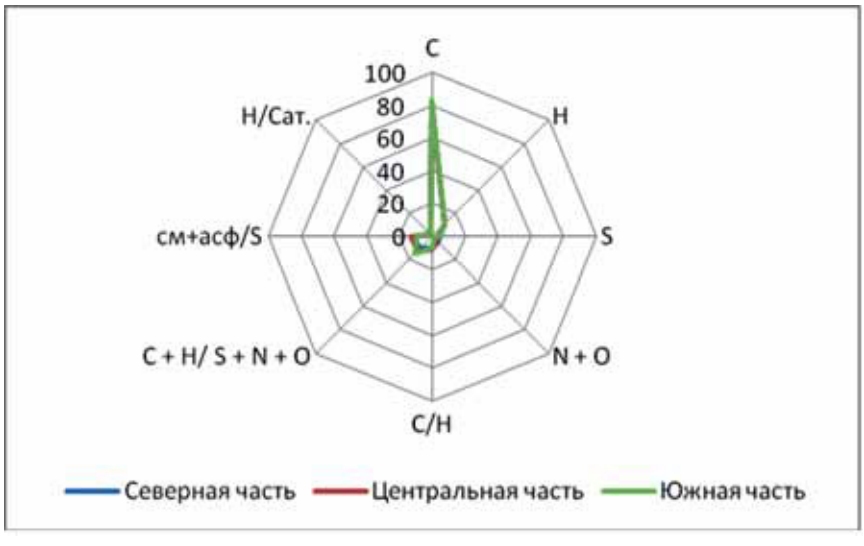


Рис. 1. Сопоставление средних значений элементного состава ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

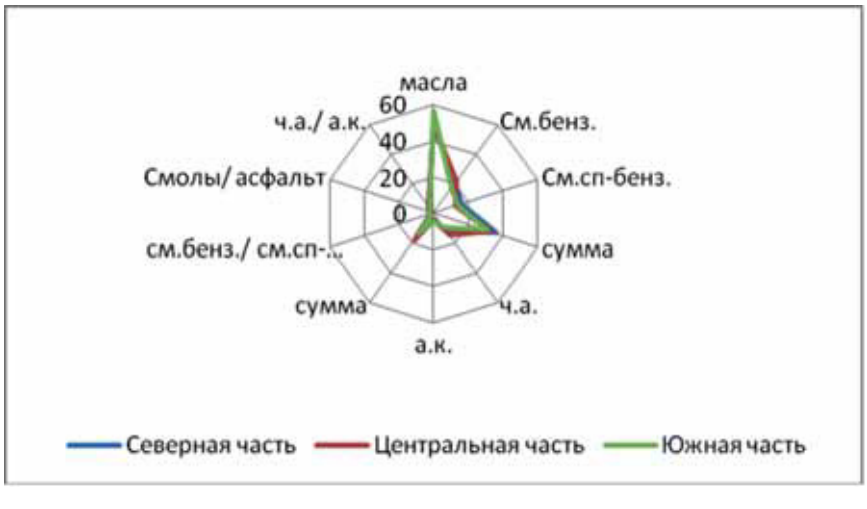


Рис. 2. Сопоставление средних значений группового состава ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

В углеводородном составе масел наблюдается следующая картина: близкие и высокие значения выхода для Северной, Центральной и Южной зоны метано-нафтеновой фракции (41,8; 36,0 и 41,7%), близкое содержание нафтено-ароматических углеводородов (18,6; 15,5 и 21,0) и петролейно-эфирных смол (26,0; 15,0 и 18,1% соответственно). Отношения отдельных фракций метано-нафтеновых углеводородов: МН/НА, М-Ар/Б-ар и М-Ар/П-Ар также имеют близкие значения. Но здесь наблюдается небольшая тенденция зависимости изменения УВ состава масляной фракции ХБА от положения скважин в рассмотренных зонах. Битумоиды, извлеченные из песчаников скважин, приуроченных к средней зоне, несколько отличны от таковых Северной и Южной зон.

Специфической характеристикой распределения н-алканов, широко используемой в органической геохимии, являются коэффициенты нечетности, представленные как отношение суммы нечетных и четных алканов, рассчитанных в двух вариантах. Для исследованных образцов они имеют довольно близкие значения, и какой-либо тенденции изменения в зависимости от приуроченности к выделенной зоне не наблюдается. Однако надо иметь в виду неравноценное количество исследованных образцов по зонам: по семь в Северной и Южной и всего лишь два в Центральной зоне. Поэтому сопоставление состава индивидуальных углеводородов би-

тумоидов проводить только для Северной и Южной зон.

Рост показателя $К_{ВН}$ отражает увеличение доли высшей наземной растительности в исходном органическом материале и усиление процессов биодеградации, так как низкомолекулярная часть н-алканов легче усваивается микроорганизмами, чем высокомолекулярная. Коэффициент $К_{ВН}$, равный отношению суммы высокомолекулярных УВ (н-$С_{27}$-$С_{31}$) к сумме низкомолекулярных (н-$С_{15}$-$С_{19}$), колеблется в широких пределах значений для образцов Северной и Южной зон (0,81 и 4,80). По-видимому, согласно принятой нами концепции о различных фациальных условиях осадконакопления, Южная зона находится ближе к русловым фациям, а Северная – к баровым (морским): направление простирания речных систем с юго-востока на северо-запад. Поэтому в битумоидах Южной зоны больше доля высшей (наземной) растительности, а Северной – низшей (сапропелевой) морской. На это же указывает и значение другого показателя – н-$С_{27}$/н-$С_{17}$: в образцах Южной зоны оно составляет 5,75, а Северной – 0,96.

В какой-то степени данное положение подтверждается и отношением пристана к фитану. Пристан и фитан относятся к числу наиболее распространенных изопреноидных УВ, обнаруженных в нефтях и битумоидах ОВ и слабо изменяющихся в катагенезе. Отношение П/Ф многими специалистами рассматривается как один из основных генетических показателей, несущих информацию об особенностях химического состава исходного живого вещества: значения отношения менее 1 характерны для нефтей и битумоидов РОВ, генетически связанных с исходным ОВ, обогащенным фитопланктоном, а значения более 1 свидетельствуют о существенной примеси к исходному ОВ зоопланктонного материала. Для всех исследованных образцов отношение П/Ф меньше единицы, но для Южной зоны оно 0,32, а Северной – 0,95.

Для оценки степени катагенетической превращенности ОВ наиболее информативным является коэффициент изопреноидности $К_i$ = П+Ф)/(н-$С_{17}$+н-$С_{18}$), характеризующий изменение концентрации основных изопреноидных алканов, выкипаю-

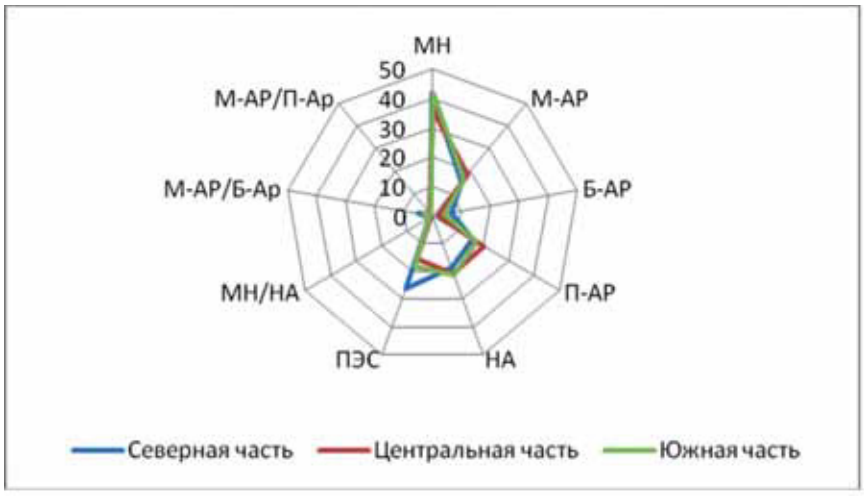


Рис. 3. Сопоставление средних значений УВ состава масляной фракции ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

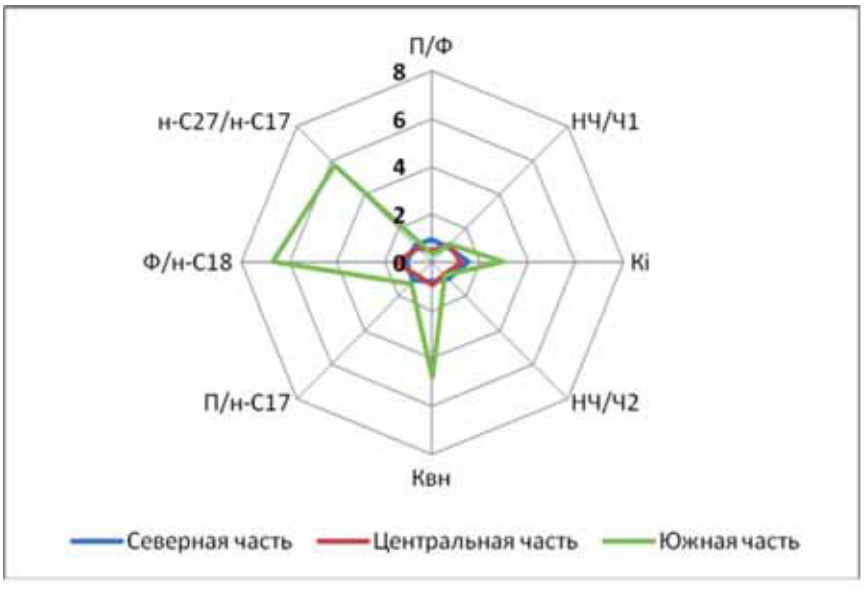


Рис. 4. Сопоставление средних значений основных показателей углеводородного состава метано-нафтеновой фракции ХБА по месторождениям ЧБЗ СВН и ПБ

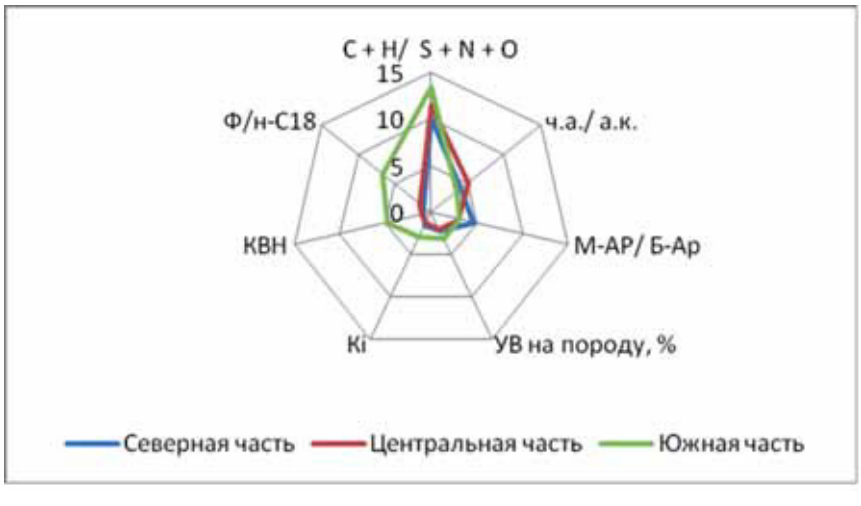


Рис. 5. Сопоставление наиболее отличительных значений отношений основных показателей состава ХБА по месторождениям Черемшано-Бастрыкской зоны высоковязких нефтей и природных битумов

щих в этой же области температур, что и алканы состава н-C_{17} и н-C_{18}. С химической точки зрения правомерность использования данного показателя (K_i) базируется на известных различиях в скоростях распада алканов нормального и изостроения, в результате чего численные значения указанного соотношения с увеличением степени катагенеза уменьшается. Для образцов из Северной и Южной зоны также наблюдаются некоторые расхождения значений показателя катагенетической превращенности и составляет соответственно 1,53 и 2,95. Такие же расхождения значений показателя Ф/н-C_{18} у образцов Северной и Южной зон (1,05 и 6,67). А значения отношения П/н-C_{17} близкие и меняются в узких интервалах значений – 1,09 и 1,26.

По всем полученным параметрам и вычисленным коэффициентам построены звездные диаграммы (рис.№ 1–5), наглядно показывающие различия некоторых показателей элементного, группового и углеводородного составов хлороформенных битумоидов, полученных путем экстракции из пород, приуроченных к условно разделенным зонам.

Как видно из рисунков, значимых различий состава битумоидов в пределах месторождений Северной, Центральной и Южной части Черемшано-Бастрыкской зоны в элементном, групповом и углеводородном составах высоковязких нефтей и ПБ нет.

Некоторые расхождения отдельных показателей наблюдаются лишь при более глубоком изучении УВ состава метано-нафтеновой фракции в образцах Северной и Южной частей. Отмеченные расхождения указывают на различие фациальных зон и условий осадконакопления в них, по которым можно с большой степенью осторожности судить о корректности разделения месторождений природных битумов на зоны.

Таким образом, выделенные ПАО «Татнефть» Южная и Центральная части ЧБЗ попадают в один литолого-фациальный тип (русловой и дельтовый) с близкими характеристиками месторождений по геологическому строению и геохимическому составу битумов. Северная часть принадлежит другой литофациальной зоне – баровой, с несколько отличными по условиям накопления вмещающими породами, морфологией месторождений и составом природных битумов.

Данные особенности геологического строения и геохимического состава природных битумов необходимо учитывать при разработке месторождений и переработки добываемой продукции.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПАРАМЕТРОВ ПАРА И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

К. Шайхутдинов[1,2], А.Т. Зарипов[1]

[1]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, zat@tatnipi.ru

[2]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск

Одной из сложных и актуальных задач топливно-энергетического комплекса России в настоящее время является вовлечение в разработку запасов высоковязкой нефти. На сегодняшний день самым распространенным методом разработки месторождений высоковязкой нефти является закачка пара.

Опыт разработки залежи высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения показал возможность эффективного освоения участков с большой нефтенасыщенной толщиной по технологии парогравитационного дренирования, предусматривающего бурение пары горизонтальных скважин [1].

В то же время данная технология имеет ряд ограничений, основные из которых – значительные потери тепла при толщине пласта менее 10 м, низкие удельные запасы на скважину, что не позволяет применять его в малых толщинах. Выработка запасов краевых зон с малыми толщинами требует иного технического решения, одним из которых является бурение одиночных в вертикальном разрезе горизонтальных скважин и их эксплуатация в режиме пароциклического воздействия.

В настоящее время на Ашальчинском месторождении в опытно-промышленной эксплуатации по технологии пароциклического воздействия низкого давления находится горизонтальная скважина (ГС) № 15078, пробуренная в интервале нефтенасыщенных толщин 7,6–10,0 м (средняя по участку – 8,9 м). Средний дебит нефти в шестом цикле – 9,6 т/сут., максимальный –15,3 т/сут. Средний за все шесть циклов дебит составил 5,5 т/сут. Добыча нефти от цикла к циклу возрастает по мере постепенного повышения средней температуры в окрестности скважины и увеличения радиуса прогретой зоны [2]. Введены в эксплуатацию еще 10 пароциклических скважин.

В процессе промышленной реализации технологии пароциклической обработки одиночных горизонтальных скважин появилась необходимость в установлении оптимального объема закачки пара в зависимости от геологических условий.

Для изучения эффективности работы пароциклических скважин на секторных моделях, описывающих геологические условия Ашальчинского месторождения, были рассмотрены различные варианты реализуемого режима эксплуатации.Для обеспечения соответствия полученных на модели дебитов фактическим дебитам выполнена адаптация секторной модели по фактическим данным работы ГС № 15078. При сопоставлении исторических данных с результатами по модели показатели приводились к удельным на 100 м длины ГС (рис. 1).

В результате была получена модель, способная с достаточной степенью точности воспроизводить пластовые процессы, происходящие при работе пароциклической скважины.

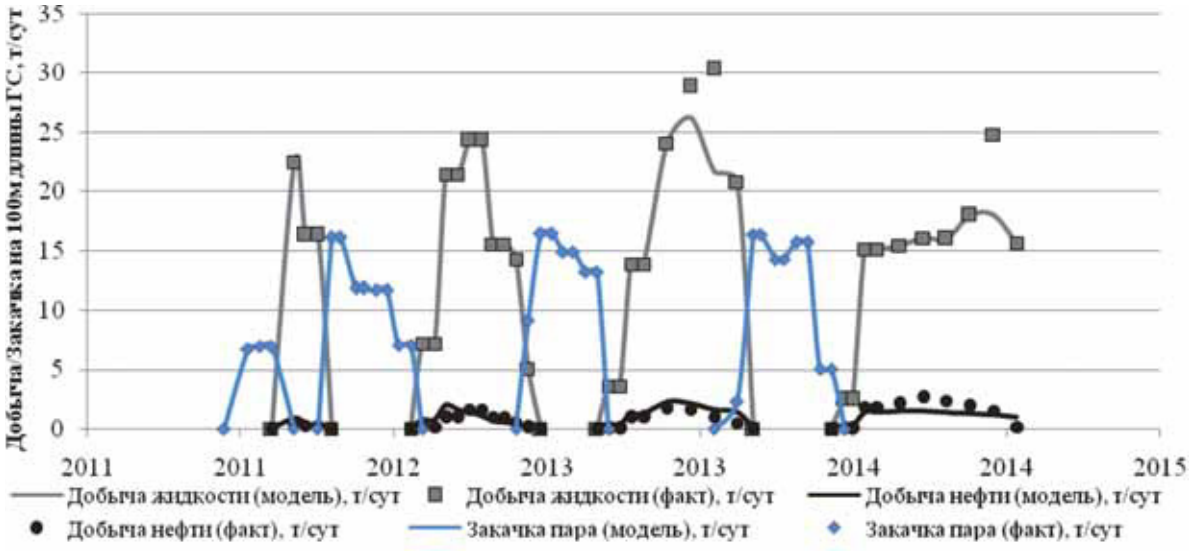


Рис. 1. Результат адаптации секторной модели по данным работы пароциклической скважины № 15078 Ашальчинского месторождения

В первые циклы работы пароциклической скважины наблюдается низкий дебит нефти, что связано с недостаточным разогревом высоковязкой нефти в призабойной зоне скважины. По мере увеличения зоны прогрева промышленный приток нефти от цикла к циклу увеличивается. Для оценки эффективности работы пароциклической скважины в зависимости от технологического режима и геологических условий анализировалась накопленная добыча нефти за третий цикл работы скважины.

В таблице 1 представлены диапазоны изменения параметров, принятые для исследования эффективности работы пароциклических скважин.

Таблица 1

Диапазон изменения параметров

Влияющие параметры	Диапазон исследования
Объем закачки пара, т	650–3200
Температура закачиваемого пара, °С	100–350
Нефтенасыщенность, д.ед	0,4–0,8
Проницаемость, мД	500–4000
Пористость, д.ед	0,2–0,36
Нефтенасыщенная толщина, м	4–12

По результатам выполненного анализа чувствительности модели было определено, что наибольшее влияние на эффективность третьего цикла работы пароциклической скважины оказывают технологические параметры закачки рабочего агента – его объем и температура (рис. 2). Причем для увеличения эффективности работы паро-

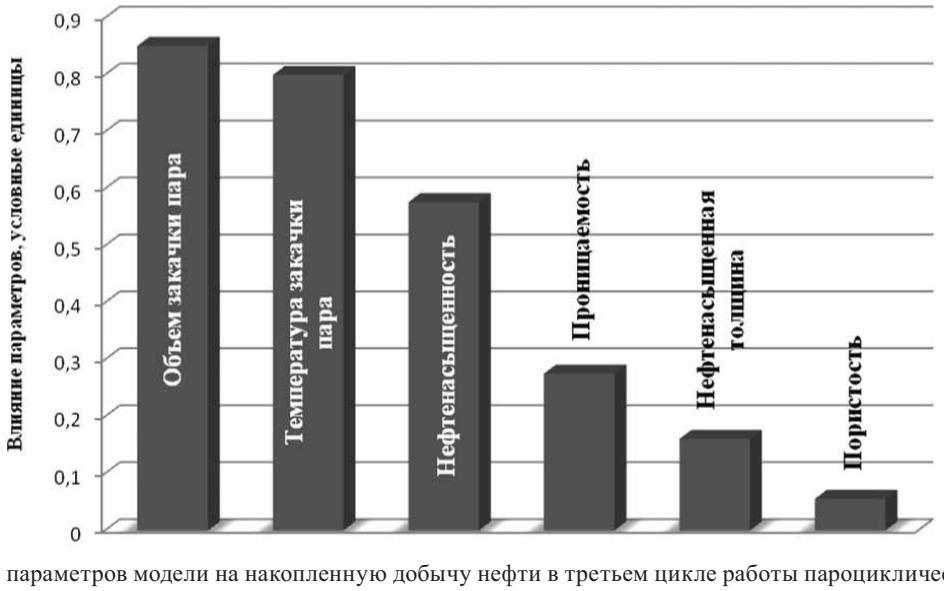


Рис. 2. Влияние параметров модели на накопленную добычу нефти в третьем цикле работы пароциклической скважины

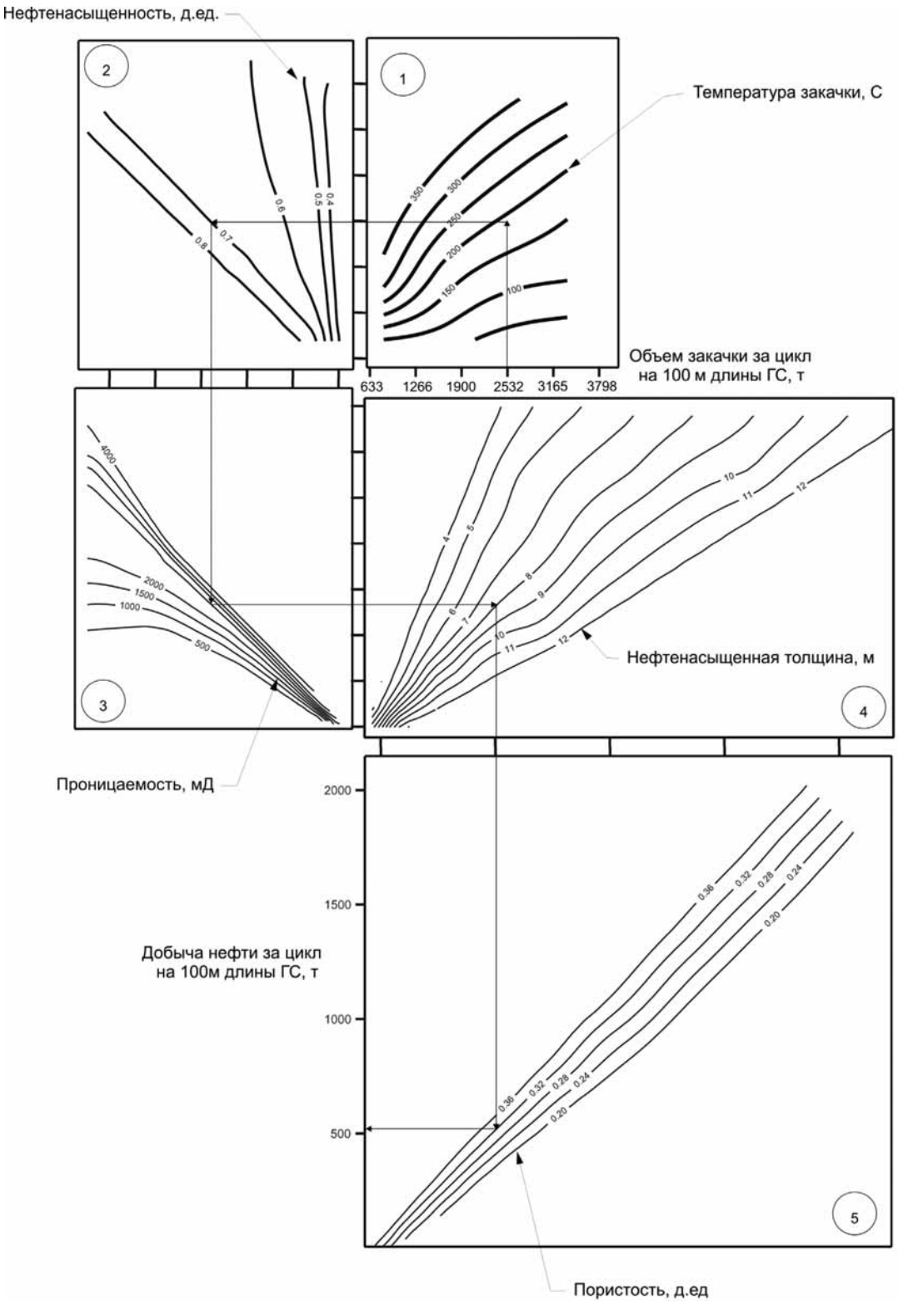


Рис. 3. Номограмма потенциальной добычи пароциклической скважины в третьем цикле для условий Ашальчинского месторождения

циклической скважины достаточно увеличить один параметр – либо только объем закачки пара, либо его температуру. Например, для увеличения добычи нефти на 100 т можно повысить температуру пара с 200 до 250°С, либо увеличить только количество закачанного пара на 600 т.

Однако увеличение температуры, также как и увеличение объема закачиваемого пара, влияет на эффективность работы пароциклических скважин не линейно. То есть, с каждым шагом увеличения количества вводимого в пласт теплоносителя мы получаем все меньший прирост к дополнительной добыче нефти. Соответственно наступает момент, когда затраты на увеличение закачиваемого теплоносителя начинают превышать выручку от дополнительной добычи нефти.

Если изменчивость таких геологических параметров, как проницаемость, нефтенасыщенная толщина и пористость, оказывает влияние на эффективность работы пароциклических скважин практически по линейной зависимости, то уменьшение начальной нефтенасыщенности пагубно сказывается на накопленной добыче нефти. Это связано со снижением удельных запасов нефти на скважину и подвижности нефти относительно воды. С определенного значения минимальной начальной нефтенасыщенности практически не удается получить дополнительную добычу нефти ни при каких объемах и температурах закачки теплоносителя. Таким образом, необходимо создание экспресс номограммы, позволяющей выбрать оптимальные параметры закачки рабочего агента в зависимости от геолого-физических условий участка горизонтальной скважины.

По результатам 972 вариантов расчетов на секторной модели построена номограмма, позволяющая графическим методом оценить потенциальную добычу пароциклической горизонтальной скважиной за цикл в зависимости от интересующих характеристик участка (рис. 3).

В качестве примера рассмотрим одиночную горизонтальную скважину, пробуренную на участке с нефтенасыщенной толщиной 8 м со средними геолого-физическими параметрами залежи шешминского горизонта Ашальчинского поднятия (коэффициент нефтенасыщенности 0,7 д.ед., проницаемость 2660 мД, пористость 0,32 д.ед.). Порядок нахождения имеет следующую последовательность:

1. От задаваемого значения удельного объема на 100 м длины ГС закачки теплоносителя за цикл (оси абсцисс первой диаграммы) проводится вертикальная линия до пересечения с кривой, соответствующей температуре закачиваемого пара.

Далее для учета основных геолого-физических параметров, присущих участку пароциклической скважины, производятся следующие действия.

2. Поправка в зависимости от нефтенасыщенности. От оси ординат в соответствии с определенным значением в предыдущем шаге ведется горизонтальная линия до пересечения с кривой, соответствующей значению коэффициента нефтенасыщенности. От места пересечения проводится вертикальная линия до оси абсцисс.

3. Поправка в зависимости от проницаемости. От оси абсцисс в соответствии с определенным значением в предыдущем шаге ведется вертикальная линия до пересечения с кривой, соответствующей значению проницаемости. От места пересечения проводится горизонтальная линия до оси ординат.

4. Поправка в зависимости от нефтенасыщенной толщины. От оси ординат в соответствии с определенным значением в предыдущем шаге ведется горизонтальная линия до пересечения с кривой, соответствующей значению нефтенасыщенной толщины. От места пересечения проводится вертикальная линия до оси абсцисс.

5. Поправка в зависимости от пористости. От оси абсцисс в соответствии с определенным значением в предыдущем шаге ведется вертикальная линия до пересечения с кривой, соответствующей значению пористости.

6. От места пересечения проводится горизонтальная линия до оси ординат. Полученное значение будет соответствовать потенциальной добыче за цикл со 100 м длины горизонтальной скважины для заданных геологических условий и технологического режима.

Использование данной номограммы позволяет оперативно принимать решения по определению прогнозных параметров закачиваемого пара для исследуемой залежи высоковязкой нефти, аналогичной Ашальчинской, и получаемой в зависимости от него добычи нефти за цикл.

На основе модельных исследований, опирающихся на опыт эксплуатации пароциклической горизонтальной скважины № 15078, получены следующие результаты:

– Выполнено ранжирование степени влияния параметров продуктивного пласта на технологические показатели пароциклических одиночных горизонтальных скважин, позволяющее оперативно оценить эффективность их эксплуатации для исследуемых геолого-физических условий применения.

– Разработана номограмма для экспресс-прогноза эффективности эксплуатации пароциклической одиночной горизонтальной скважины в разных геолого-физических условиях.

– Номограмма позволяет оптимизировать параметры технологии пароциклического воздействия с использованием одиночных горизонтальных скважин и обосновать необходимые рациональные объем и температуру закачиваемого в цикле пара.

Литература

1. *Зарипов А.Т.* Развитие системы разработки и опыт пилотных работ ОАО «Татнефть» по добыче сверхвязкой нефти паротепловым воздействием [Текст] / А.Т. Зарипов // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 4–6 сент. 2013 г. – Казань : Изд-во Фэн, АН РТ. – 2013. – С. 65–69.

2. *TakhautdinovSh., IbragimovN., KhisamovR., IbatullinR., AmerkhanovM., Zaripov A.*Modern SAGD Technology – From Modeling to Field Monitoring [Текст] // World Heavy Oil Congress, 5–7 March 2014, New Orleans, Louisiana, USA. – New Orleans, 2014. – WHOC14 – 257.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВОГО НАНОСТРУКТУРИРОВАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МОРСКОГО БУРЕНИЯ

Шахбазов Э.К., Кязимов Э. А., Ашурова А.А.
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR
eldar@socar.az.

Бурение скважин на азербайджанском секторе Каспийского моря осуществляются в сложных горно–геологических условиях. Осыпи и обвалы стенок скважин, нефтегазоводопроявления являются характерными осложнениями в процессе строительства глубоких скважин в аномальных условиях.

На сегодняшний день пробурено огромное количество скважин на морских месторождениях Азербайджана. При бурении этих скважин были использованы различные типы буровых растворов, рецептуры, которые постоянно усовершенствуются. Достаточно отметить такой факт что, несмотря на применение разных дорогостоящих химических реагентов, материалов, препаратов и рецептур буровых растворов на их основе, разработка и внедрение экономически и экологически выгодных буровых растворов остаются актуальным.

В ходе многочисленных мониторингов, осуществляемых на глубоких морских стационарных платформах, нами было выявлено, что на этих гидротехнических сооружениях вырабатываются огромные количества отработанных машинных масел (ОММ). Следует отметить, что ОММ как вторичное сырье создает экологическую опасность для флоры и фауны Каспия, и для этого требуется его вывоз на берег. Кроме того, наличие такого сырья на платформах нецелесообразно из-за ограниченности рабочей площадки.

Нами было выявлено, что ОММ может выполнять функцию носителя металлических нанопорошков для обработки циркулирующего бурового раствора. Отметим, что благодаря ранее проведенным исследованиям, нами были разработаны такие наноструктурированные системы, как «Нанонефть» и «Нанобитум», в которых функции носителей выполняли нефть и битум соответственно. В данном случае было предложено использование наноме-таллических частиц размерами 40–60 нм с ОММ и нанобентонита с ОММ.

Экспериментальные исследования показали, что и в первом, и во втором случае «НаноОММ» и «НаноОММ-М» выполняют функцию эффективной смазывающей добавки, позволяющей регулировать как фрикционные, так и реологические свойства буровых растворов, приготовленных на водной основе.

Отметим, что на многих месторождениях полезных ископаемых Азербайджана в достаточном количестве имеются монтмориллонит и другие минералы, обладающие уникальными свойствами для использования их в технологических процессах бурения, нефтедобычи и решения экологических проблем. Разработаны научные основы получения нанобентонита. Были взяты образцы глин из месторождений и проведены их анализы на современных аналитических приборах. Установлено, что среди этих месторождений наиболее богатым бентонитом является месторождение Алпоут.

Анализ, проведенный на рентгенфотоэлектронном спектроскопе марки XPS/ESCA, выявил на поверхности образца бентонита органический слой эфира жирных кислот толщиной 0,2 нм и наличие ионов Fe^{3+}. Наличие органического слоя и ионов Fe^{3+} обеспечивают образование коллоидного раствора. На основе анализа образца бентонита было установлено, что образец состоит из агрегированных наночастиц и обладает крупной структурой размером в несколько микрон. Результаты анализа показали, что исследуемый образец бентонита относится в натриевому (Na^{+}) типу монтмориллонита с высокой степенью набухания (7–12 мл/г).

Водная суспензия бентонита была исследована с помощью прибора Horiba LB – 550. Установлено, что размеры частиц в ней находятся в интервале 85–105 нм.

Проведены исследования и разработаны научно-методологические основы обогащения бентонита с последующим получением нанобентонита. Установлено, что после очистки сырья от посторонних примесей массовую долю бентонита можно повысить с 67,5 до 97%.

В табл. 1 и на рис.1 представлены результаты анализов образца бентонита месторождения Алпоут на дифрактометре Bruker d8 Advance XRD.

Таблица 1

Состав исследуемого бентонита

№	Бентонит – сырье		
	Состав	Массовая доля, %	Размеры кристаллов, нм
1	Кристобалит	9,4	21,00
2	Монтмориллонит	44,6	13,31
3	Бентонит	22,9	17,93
4	Кварц	0,1	18,86
5	Бейделлит	2,6	19,39
6	Анорхит	20,3	19,83

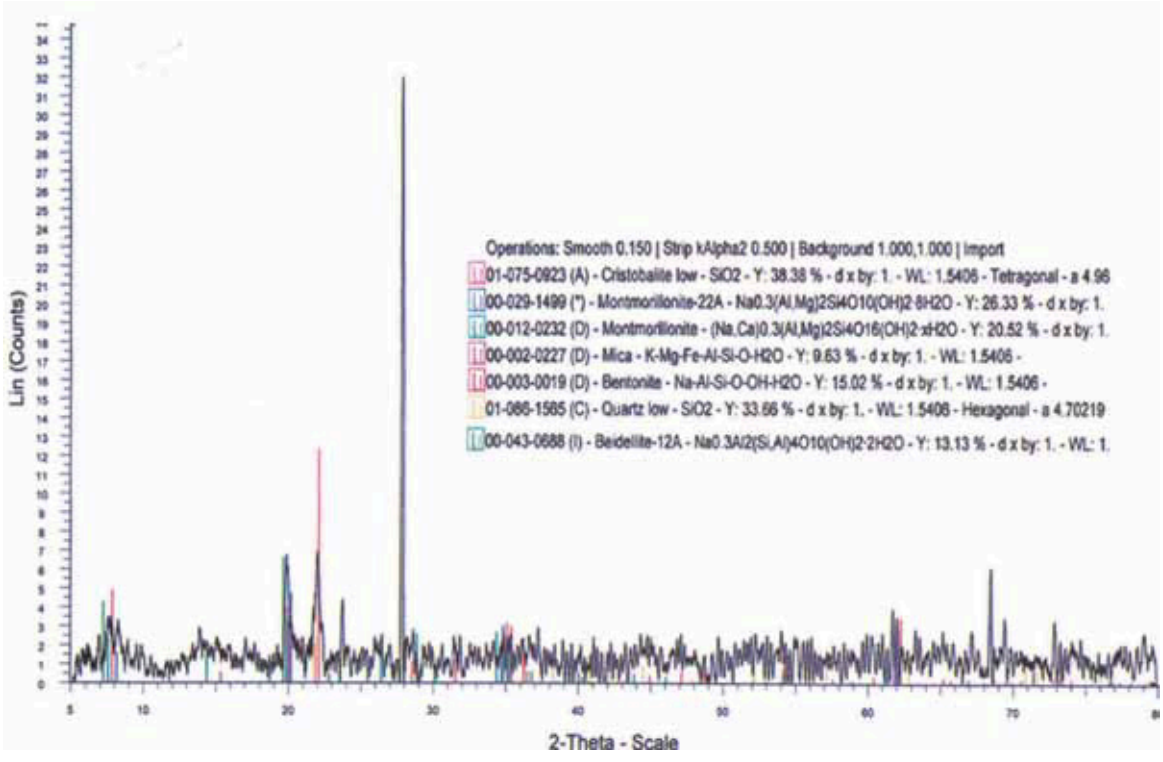


Рис. 1. XRD дифрактограмма исследуемого бентонита

Массовое содержание монтмориллонита в сырье составляет 67,5%. В результате обогащения количество монтмориллонита было доведено до 97%. Образец полностью был очищен от посторонних примесей (рис. 2).

Если в первичном образце размеры кристаллов бентонита и монтмориллонита имели размер 13,3–17,93 нм, то после обогащения они составили 8,16–10,04 нм.

В таблице представлены результаты исследований нанобентонита.

Таблица 2

№	Обогащение бентонита				
	Состав	Массовая доля, %		Размеры кристаллов, нм	
		После I этапа	После II этапа	После I этапа	После II этапа
1	Кристобалит	3,1	0,7	9,01	20,03
2	Монтмориллонит	90,3	94,9	8,35	8,16
3	Опал	1,0	2,3	17,96	17,07
4	Бентонит	5,6	2,1	13,50	10,04

Полученный наноструктурированный реагент «НаноОММ-М» был успешно внедрен в процессе бурения

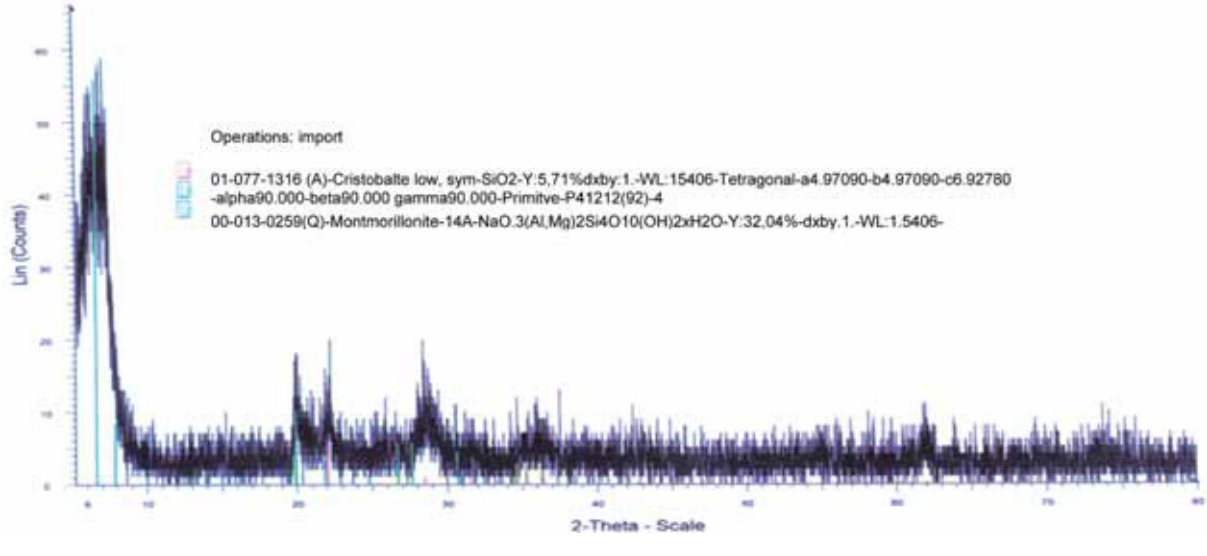


Рис. 2. XRD дифрактограмма нанобентонита

скважины № 770 на площади «Банка Дарвина». Эта скважина бурилась на морской стационарной платформе № 670. Мероприятие по использованию предложенного нами реагента осуществлялось на глубине 1250–1540 м. До введения «НаноОММ-М» циркулирующий буровой раствор характеризовался плотностью 1437 кг/м^3, условной вязкостью 64 сек., водоотдачей 5,1 см^3/30 мин., статическим напряжением сдвига за 1 и 10 мин. соответственно 81/114 дПа, водородным показателем 9,11, коэффициентом скольжения 0,0599, пластической вязкостью 27 сПз, эффективной вязкостью 16 сПз, динамическим напряжением сдвига 156 дПа.

После введения до 2% «НаноОММ-М» параметры бурового раствора были отрегулированы в следующем порядке: условная вязкость 54 сек, водоотдача 4,9 см^3/30 мин, статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин. соответственно 12/69 дПа, водородный показатель 9,0, коэффициент скольжения 0,0599, пластическая вязкость 27 сПз, эффективная вязкость 14 сПз, динамическое напряжение сдвига 133 дПа.

Таким образом разработан и внедрен новый наноструктурированный буровой раствор, который успешно апробируется на морских нефтегазовых площадях Азербайджана.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Э.К.Шахбазов, Э.А.Кязимов

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Государственная нефтяная компании Азербайджанской Республики, Баку

Современная нефтяная промышленность по своему разнообразию и сложности является уникальной отраслью. На всех этапах разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа, начиная с геофизических и геологических исследований, бурения, освоения, добычи нефти и газа, сбора, хранения, транспортировки и сдачи углеводородного сырья потребителю, возникают проблемы, связанные с изменением физико-химических характеристик залежей, системы «пласт-скважина», реологических характеристик углеводородов. Эти проблемы по мере истощения залежей становятся более сложными.

Исследования, проведенные азербайджанскими учеными-нефтяниками показали, что основные причины осложнений, приводящих к ухудшению реологических и других показателей лежат в физической природе явлений, происходящих на наноуровне. Поэтому улучшение характеристик разработки следует проводить регулярным и целенаправленным воздействием на наносреду на всех этапах жизненного цикла месторождений, что определяет чрезвычайную важность разработки соответствующих нанотехнологий с учетом специфики процессов [1, 3, 4, 11, 13, 14].

В настоящее время разработка новых научно обоснованных нанотехнологий, не нарушающих экобаланс и обеспечивающих повышение эффективности процессов добычи и бурения, являются одной из важных и наукоемких проблем. Нанотехнологии в этом направлении имеют большую научную и практическую значимость и это предоставляет большую экономическую выгоду. Поэтому разработка, исследование и внедрение нанотехнологий в нефтяной и газовой промышленности Азербайджана все еще являются ключевыми задачами в решении целого ряда проблем в различных сферах данной отрасли.

Доклад посвящен особенностям разработки и внедрения нанотехнологий в нефтяной промышленности Азербайджана **на основе «эффекта малых концентраций и возмущений».**

Впервые разработана научно-методологическая основа исследований и разработки нанотехнологий в нефтяной промышленности. Создана система внедрения нанотехнологий в бурении и добыче нефти и газа [1, 2, 7].

Предложены математические модели для описания нанотехнологических воздействий с учетом переходных процессов в нефтегазовых средах.

Нанотехнологии в добыче нефти и газа

В области нефтегазодобычи сегодня наиболее актуальной является проблема повышения коэффициента нефтеотдачи техногенно измененных залежей с трудноизвлекаемыми, высоковязкими нефтями и оптимизации эксплуатации сильнообводненных малодебитных скважин.

Проведенные в 2005–2015 гг. промышленные испытания нанотехнологий подтвердили результаты ранее проведенных лабораторных исследований. Основными эффектами, определяющими движения в системе «порода-газ-нефть-вода» являются молекулярная и конвективная диффузия растворенных в фазах компонентов, обменные межфазные процессы, приводящие к повышению газовыделения и давления в пластовой системе.

Нанотехнологии, разработанные на основе носителя-жидкости НТ с металлическими наночастицами, были внедрены в свыше 100 скважинах, эксплуатируемых глубиннонасосным и газлифтным способами [7, 8, 12].

При закачке наножидкости в пласт в последнем возникает процесс деэмульсации, нефть отделяется от воды и создаются благоприятные условия для подъема продукции по скважинам, охваченным этим пластом. Здесь наблюдаются и некоторые другие преимущества метода.

НТ, воздействуя на пласт, улучшает проницаемость слагающих его пород и, в частности в призабойной зоне скважин, и тем самым увеличивается нефтеотдача пласта.

Проведенными наблюдениями установлено, что эффективность закачки НТ в пласт существенно выше, чем



Рис. 1.



Рис. 2.

при закачке (наливе) в затрубное пространство скважин. (Рис. 1 и 2.) На обоих этапах внедрения нанотехнологии по предварительно выбранным скважинам определялся уровень обводненности, физико-химические свойства продукции скважин и ее вязкость в зависимости от температуры.

В настоящее время в действующем фонде SOCAR насчитывается 6,4 тыс. скважин. В связи с тем что до 65% этих скважин составляют малодебитные и сильно обводненные скважины, посредством которых эксплуатируются месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, необходимость применения здесь нанотехнологий в настоящее время и в будущем весьма велика. (Рис. 3.)

С целью подтверждения результатов первых опытно-промышленных испытаний и создания нанотехнологий для повышения эффективности эксплуатации сильно истощенных и обводненных месторождений были поставлены новые задачи по исследованию ряда эксплуатационных характеристик этих месторождений и разработки нанотехнологий на основе новых композиций [5, 6, 9, 10].

Как известно, процессы добычи нефти из залежей со слабосцементированными породами в значительной степени осложнены пескопроявлениями в скважинах.

В настоящее время нами проводятся обширные промысловые исследования по применению наноматериалов в технологических процессах добычи нефти, в частности в борьбе с пескопроявлением. Эти работы ведутся как в направлении сокращения интенсивности разрушения структуры пород призабойной зоны пласта, так и по уменьшению вредного влияния выноса частиц породы на производительность скважин и работоспособность оборудования. Для этого разработана и изготовлена лабораторная установка, имитирующая скважину. Проведен цикл экспериментов по исследованию процесса псевдоожижения песчаной пробки и влияния на этот процесс различных реагентов в зависимости от гранулометрического и минералогического составов породы. В исследованиях использовались различные поверхностно активные вещества, полимеры, побочные продукты и отходы нефтепереработки и нефтехимии, а также различные наночастицы. По результатам исследований будут разрабатываться рекомендации, направленные на сохранение структуры и фильтрационных свойств пород призабойной зоны с созданием новых технологий, а также технологий, обеспечивающих вынос на дневную поверхность частиц породы, поступающих из пласта на забой скважины, и продлению межремонтного периода их работы.

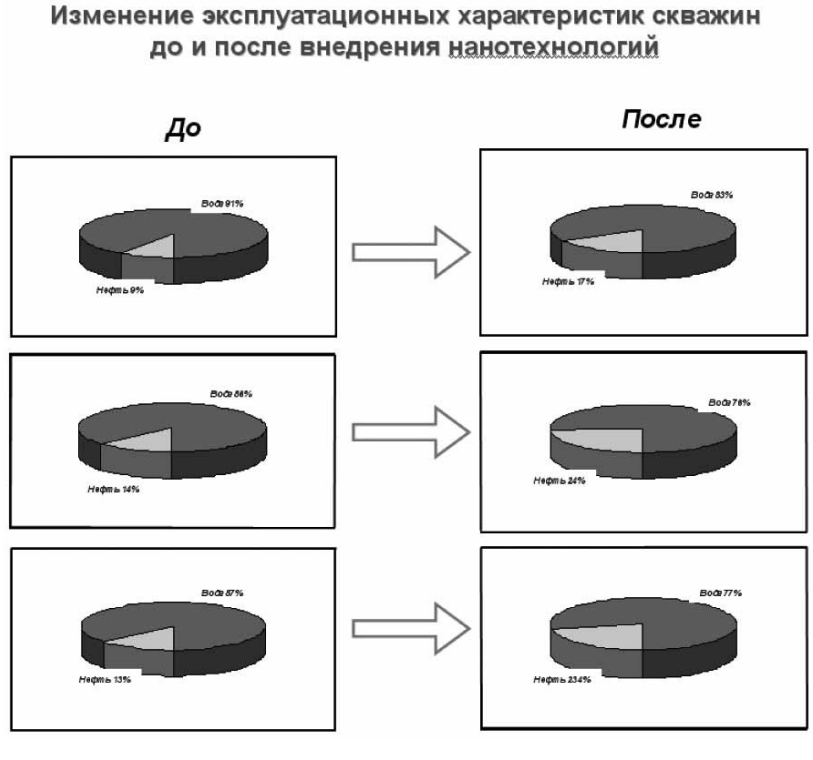


Рис. 3.

Исследована природа нановоздействий на систему «скважина-пласт». Получены значительные результаты внедрения нанотехнологий на производственных площадях SOCAR в бурении, добыче нефти и газа, нефтехимии и экологии.

Первые положительные результаты внедрения нанотехнологий в нефтедобывающей сфере дали значительный стимул для разработки нанотехнологий для бурения, сбора, хранения и транспорта нефти и газа, в борьбе с осложнениями в бурении и нефтегазодобыче, нефтехимии и охране окружающей среды от вредных воздействий нефтяных отходов.

Для этого впервые в мировой практике **на основе «эффекта малых концентраций и возмущений»** разработаны системы «НАНОНЕФТЬ», «НАНОБИТУМ» и «НАНО-ОММ» (отходы машинных масел), исследовано их влияние на реологические показатели бурового раствора. Выявлены свойства синергизма и эффекта «малых величин» [15, 16].

В процессе бурения с использованием систем «НАНОНЕФТЬ», «НАНОБИТУМ» и «НАНО-ОММ» выявлены «нанопамять», увеличение линейной скорости, ранняя турбулентность, уменьшение коэффициента гидравлического сопротивления, и, наконец, значительная экономия энергии.

Одним из главных отличительных свойств предлагаемых буровых растворов является то, что они и создаваемая с помощью соответствующих систем глинистая корка обладают минимальным коэффициентом трения, что в свою очередь создает возможность плавного перемещения буровой колонны и инструмента в стволе скважины.

Использование наносистем позволили решить следующие проблемы в процессе бурения:

– достигается неизменность основного гидродинамического параметра, а именно плотности бурового раствора;

– создается возможность регулирования значений условной, пластической и эффективной вязкостей, статического и динамического напряжений сдвига, а также водоотдачи;

– обеспечивается интенсивный вынос разрушенных частиц пород за счет увеличения коэффициента тиксотропии, в результате чего улучшается промывка скважин;

– резко снижается коэффициент трения глинистой корки бурового раствора, за счет чего достигается плавность хода бурильной колонны и инструмента в стволе скважины;

– не возникает процесс пенообразования в соответствующих буровых растворах;

– обеспечивается безаварийное и без осложнений бурение продуктивных пластов;

– за счет высоких фрикционных свойств снижается коэффициент трения в 3,5–15,5 раза;

– ограничивая набухание глины в нефтегазовых коллекторах, снижается вероятность образования нерастворимых осадков в порах пласта.

Системы «НАНОНЕФТЬ», «НАНО-ОММ» и «НАНОБИТУМ» были применены при бурении 49 скважин без аварий и осложнений. Рис. 4.

Показатели циркулирующего в скважинах бурового раствора до и после добавления в него систем «НАНОБИТУМ» и «НАНОНЕФТЬ»

	Показатели / № скважин	Плотность (ρ), кг/м³		Условная вязкость (Т), сек		Водоотдача (F), см³		Толщина глинистой корки (δ), мм		Статическое напряжение сдвига $(СНС)_{1\text{-}10}$, дПа		pH		Коэффициент трения в глинистой корке составил (μ)	
		до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
«НАНОБИТУМ»	скважина № 3743 на участке «Бибиэйбат» при глубине 540 м	1160	1160	70	60	5,0	5,0	1,0	1,0	30-45	21-39	10	10	0,1538	0,01
	скважина № 4002 на участке «Балаханы» при глубине 900 м	1260	1255	40	35	3,5	3,0	0,5	0,5	10-40	6-24	9,0	9,0	0,1584	0,01
	скважина № 4010 на участке «Балаханы» при глубине 555 м	1220	1220	45	40	4,5	3,5	0,5	0,5	22-66	15-48	10,5	10,5	0,1405	0,01
	скважина № 31 на участке «Бейимдаг-Текчай» при глубине 1260 м	1560	1555	55	40	4,0	3,5	1,0	1,0	15-45	9-21	9,5	9,5	0,1210	0,01
«НАНОНЕФТЬ»	скважина № 472 МУБР «Гум адасы» при глубине 3367 м	1670	1660	68	70	3,4	3,0	0,8	0,8	18-42	15-36	9,5	9,5	0,0785	0,0262

Рис. 3.

Экономия энергии от применения наносистем

Таблица 1

Составы	Реологические показатели						$V_{кольцевая скорость}$, м/с	Рост скорости, %	Экономия кинетической энергии, %
	Угол вращения, градус			Угол вращения, градус					
	Число оборотов, оборот/мин. (φ_{600} - φ_{300})			Число оборотов, оборот/мин. (φ_{400} - φ_{200})					
	$\eta_{пл}$ мПа·с (Пластическая вязкость)	$\eta_{эф}$ мПа·с (Эффективная вязкость)	τ_0 Па (Динамическое напряжение сдвига)	$\eta_{пл}$ мПа·с (Пластическая вязкость)	$\eta_{эф}$ мПа·с (Эффективная вязкость)	τ_0 Па (Динамическое напряжение сдвига)			
1. **Начальный буровой раствор**	15	17,5	219	13	16,0	201	0,0215	-	
2. Начальный раствор с «НАНОБИТУМОМ» Компонентный состав №1	15	16,0	219	12	16,0	200	0,0215	-	
3. Начальный раствор с «НАНОБИТУМОМ» Компонентный состав №2	14	16,1	217	13	16,0	198	0,0219	1,8	3,5
4. Начальный раствор с «НАНОБИТУМОМ» Компонентный состав №3	15	20,0	255	13	18,2	240	0,0241	10,8	25,64
5. Начальный раствор с «НАНОБИТУМОМ» Компонентный состав №4	10	17,0	244	12	17,7	228	0,0249	13,6	33,97

Впервые в практике бурения было выявлено свойство обладания наносистемы памятью [15]. С этой целью, начиная с первого дня испытаний и вплоть до доведения скважины до проектной глубины, контролировался коэффициент трения глинистой корки, на каждом цикле испытаний повторно производились соответствующие измерения. На рис. 5_показано выявление принципа «нанопамяти» в процессе бурения. Механизм «нанопамяти» объясняется эффектом последействия, проявляющимся после нановоздействия, а это значит, что коэффициент трения в зависимости от временного фактора на любом уровне характеризуется регулируемостью.

В процессе внедрения систем «НАНОНЕФТЬ» и «НАНОБИТУМ» был выявлен рост коммерческой скорости.

В представленной таблице 1 нашли свое отражение рост скорости восходящего потока при циркуляции и экономия кинетической энергии в лабораторной модельной установке.

В процессе внедрения систем «НАНОНЕФТЬ» и «НАНОБИТУМ» в реальных скважинах наблюдался эффект «ранней турбулентности», что нашло свое отражение в таблице 2.

В процессе внедрения систем «НАНОНЕФТЬ», «НАНОБИТУМ» и «НАНО-ОММ» выявлены увеличение линейной скорости на 10–14 % и экономия энергии на 30–34%.

В процессе использования систем «НАНОНЕФТЬ» и «НАНОБИТУМ» выявлены ранняя турбулентность и уменьшение коэффициента гидравлического сопротивления на 10,5–14,5%.

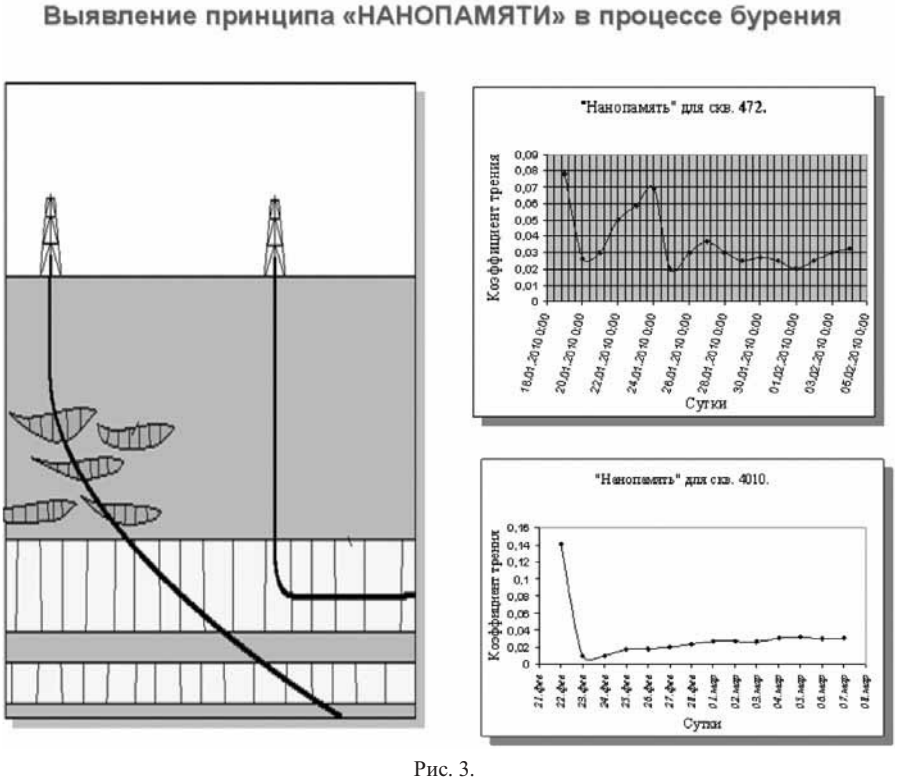


Рис. 3.

Другим направлением исследовательских работ является изучение применения в нефтегазодобыче ПАВ и различных реагентов. Изучение влияния наночастиц на отдельные физико-химические процессы обеспечит повышение эффективности действия традиционных химреагентов в нефтегазодобыче в связи с возникающими новыми возможностями управлять многими основными свойствами нефтей с помощью адсорбирующихся добавок ПАВ+НАНО.

В основе действия ПАВ в разнообразных областях их применения лежат физико-химические процессы, происходящие на поверхности раздела фаз. Способность адсорбироваться на границе раздела фаз и изменять при этом межфазное натяжение за счет модификации поверхности, на которую они адсорбируются, является основным свойством ПАВ. Поэто-

Результаты исследования эффекта ранней турбулентности на реальных скважинах

Таблица 2

№ №	№№ скважин	«Нанонефть»	«Нанобитум»	Re (Число Рей-нольдса) (при наличии полимер-ных компози-ций)	λ (Коэффициент гидравли-ческого сопротив-ления) (при наличии полимер-ных компози-ций)	Re (Число Рей-нольдса) (после ре-агирования)	λ (Коэффициент гидравлического сопротивления) (после ре-агирования)	Уменьшение коэффициента гидравлического сопротивления, %
1	4010 «Балаханы»		+	964,7	0,066	1071,9	0,059	10,6
2	4002 «Балаханы»		+	923,4	0,069	1030,7	0,062	10,14
3	3743 «Бибиэйбат»		+	418,4	0,153	488,16	0,131	14,37
4	31 «Бейлиар-Тенгей»		+	838,1	0,076	890,6	0,0718	5,52
5	472 «Сун ашсы»	+		543,96	0,117	634,62	0,100	14,5

му о механизме действия ПАВ и их композиций с наночастицами металла можно судить главным образом по виду изотерм поверхностного натяжения и адсорбции.

По результатам проведенных исследований установлено, что в присутствии наночастиц поверхностное натяжение растворов Сульфанола снижается на 70–87%, в растворах Алкана – на 60–65%.

В растворах НАНО+ПАВ отмечено значительное улучшение смачивающих свойств растворов ПАВ. Так, косинус угла смачивания раствора ПАВ+НАНО возрастает до 0,925 по сравнению с этим показателем для раствора ПАВ ($\cos\theta = 0{,}760$).

По данным лабораторных исследований защитная способность композиции НАНО+ПАВ от солеотложений в минерализованных пластовых водах увеличивается в 3,5 раза, от коррозии – повышается более чем в 2,5 раза по сравнению с действием ПАВ.

В присутствии наночастиц защитное действие ингибитора парафиноотложений в высокопарафиновых нефтях возрастает на 16–20%.

Установлено значительное улучшение текучести высоковязких безводных и обводненных нефтей под действием композиционного реагента НАНО+ПАВ.

Обширный спектр проведенных лабораторных исследований позволил установить основные закономерности протекания вышеперечисленных технологических процессов в зависимости от типа применяемых ПАВ и наночастиц, их размерности и соотношения компонентов.

Исследования в данном направлении продолжаются.

Заключая свой доклад, хочу сообщить, что, придавая важное значение проведенным работам по исследованию и внедрению нанотехнологий в нефтяной и газовой промышленности республики, SOCAR разработаны специальные программы по развитию нанотехнологий на период 2010–2015 гг.:

– в бурении – «НАНОБУРЕНИЕ»
– в добыче нефти и газа – «НАНОДОБЫЧА»
– в нефтехимии – «НАНОНЕФТЕХИМИЯ»
– в экологии – «НАНОЭКОЛОГИЯ»
– в транспорте нефти и газа – «НАНОТРАНСПОРТ»
– в борьбе против коррозии – «НАНОКОР».

Литература

1. *Мирзаджанзаде А.Х., Магеррамов А.М., Юсифзаде А.Х., Шахбазов Э.К.* и др. Изучение влияния наночастицы железа и алюминия на процесс повышения интенсивности газовыделения и давления с целью применения в нефтедобыче // J. Bakэ Universitetinin Xəbərləri. Təbiət elmləri seriyasэ. – 2005. – № 1. – С. 5–13.

2. *Юahbazov E.Q.* Nanotexnologiya: ARDNЮ-nin neft və qazsэxarma sahələrində genio tətbiqi baюlanmэюdэr, «Xəzərneftqazyataq-2006», Bakэ 25-26 oktyabr, 2006.

3. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии нефтеизвлечения // М., Спутник+, 13.07.2006, 16 с.

4. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии в добыче нефти и газа // М., ПЦ «НТИС», Спутник, 2008, изд. 1, 148 с., изд. 2 и 3, 171 с.

5. «Xəzərneftqazyataq – 2006» «Nanotexnologiya neft və qazsэxarmada: tədqiqatlar, tətbiq və nəticələr» VII Azərbaycan Beynəlxalq Elmi-Praktiki Konfransdakэ məruzədə, (A.X.Mirzəcanzadə, E.Q.Юahbazov, Ю.Ю.Юəfiyev, F.B.Napэyev, B.A.Osmanov, R.B.Məmmədzadə – Bakэ, 2006).

6. «Xəzərneftqaz-2008» VIII Azərbaycan Beynəlxalq Elmi-Praktiki Konfransdakэ məruzələrdə «Neftsэxarmada nanotexnologiyalar: sistemlik, qeyri-tarazlэq, sinergetik effektlər» (Akad. X.B.Yusifzadə, prof. E.Q.Юahbazov, N.A.Vəliyev, Ю.Ю.Юəfiyev, S.K.Hacэyev – Bakэ, 2008).

7. «Neft və qaz sənayesi ьzьn yeni nanomaterial və strukturlarən iюlənməsinin əsas elmi istiqamətləri» (prof. E.Юahbazov – Bakэ, 2008), «ROSNANO» Beynəlxalq Forumdakэ «Нанотехнологии в нефтегазодобыче Азербайджана» məruzədə (Prof. E.Şahbazov, Moskva, 3–5 dekabr 2008).

8. «Энергетика и промышленность России» qəzetindəki «Нанотехнологии в нефтегазодобыче Азербайджана» məqalədə (R.Abdullayev, akad. X.Yusifzadə, prof. E.Şahbazov, Ş.Şəfiyev – Moskva, 2009).

9. «Qazmada nanotexnologiyanən tətbiqini bəzi nəticələri» tezisində (prof. E.Юahbazov, E.Kazəmov, M.Əliyeva Bakэ, 2010)

10. *Шахбазов Е.К.* Нанотехнологии в нефтяной промышленности. – Баку, SOCAR, 2012, 231 с.

11. *Хавкин А.Я.* Нанотехнологии в добыче нефти // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С.58–60.

12. «Neft və qazsəxarmada nanotexnologiya: elmi-texnoloji əsaslarə və tətbiqi» kitabənda (A.X.Mirzəcanzadə, A.M.Məhərrəmov, R.Э.Abdullayev, X.B.Yusifzadə, E.Q.Юahbazov, R.Ə.Qurbanov, S.F.Əhmədov, M.Ə.Ramazanov, Ю.Ю.Юəfiyev – Bakэ, 2008).

13. *Шахбазов Э.К.* «Свершится ли нефтяная нанореволюция?», «Нефть России», Москва. – № 9. – 2008.

14. *Хавкин А.Я.* Приставка «нано» – корень «нефть» // Нефть России. – 2007. – № 4. – С.90–92.

15. *Шахбазов Э.К., Кязимов Э.А.* Нанотехнологи Нанотехнологии для управления свойствами триботеники бурения скважин на нефть и газ. «Азербайджанское нефтяное хозяйство». – Баку, № 8, 2010.

16. *Yusifzadeh X.B., Shahbazov E.K., Kazimov E.A.* Nanotechnologies in oil and gas well drilling. Baku, SOCAR, 2014, 176 p.

МИРОВОЙ ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

М.Р. Якубов, М.И. Амерханов, Р.С. Хисамов

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН,
Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть»

В последние годы в результате многолетних испытаний в пилотных проектах различными компаниями в основном в Канаде, обоснована эффективность использования совместной закачки пара и растворителя для добычи тяжелых нефтей и битумов (сверхвязких нефтей – СВН), в том числе в карбонатных коллекторах [1]. В качестве растворителя в основном используются легкие алканы и их смеси (пропан, бутан, пентан, гексан), а также газовый конденсат. Большинство методов является модификацией парогравитационного дренажа (SAGD) и направлены в основном на снижение энергозатрат за счет снижения объема закачиваемого пара.

К настоящему времени повышенное внимание уделяется разработке нетепловых методов добычи СВН из тонких маломощных пластов, где неприменимы варианты с использованием парогравитационного дренажа. Так, например, в Западной Канаде (провинция Saskatchewan), где сосредоточены примерно две трети запасов тяжелой нефти Канады (5,4 млрд м^3 доказанных и вероятных), 55% содержится в залежах с толщиной пласта менее 5 м.

В настоящее время в Канаде компания Imperial Oil Ltd. после 20 лет лабораторных испытаний начинает в пилотном проекте тестирование технологии CSP (Cyclic Solvent Process) на месторождении Cold Lake. В отличие от метода VAPEX (vapour extraction), при котором предполагалась закачка растворителя в системе парных горизонтальных скважин, технологии CSP или CSI (Cyclic Solvent injection) рассчитаны на одиночные скважины. Обычный способ CSI использует одну скважину поочередно как инжектор растворителя и как производитель нефти в режиме «Huff-n-puff». Типичный цикл CSI состоит из трех периодов: закачки растворителя, выдержки и добычи нефти. В результате исследований выявлено, что основным техническим ограничением обычного CSI процесса является преждевременное восстановление вязкости нефти за счет высвобождения растворителя и связанная с ним потеря мобильности нефти во время пуска давления в период добычи. Чтобы преодолеть этот технический недостаток, некоторые вариации CSI, такие как улучшенный процесс циклической закачки растворителя (ECSP) [2], а также Cyclic production with continuous solvent injection (CP-CSI) [3] и Gasflooding-assisted cyclic solvent injection (GA-CSI) [4] были предложены и исследованы в последние годы. В процессе ECSP в качестве растворителя используются два компонента – метан и пропан. Метан обеспечивает охват пласта воздействием, а пропан снижает вязкость нефти. Анализ полученных результатов также свидетельствует об ограниченности использования пропана для поддержания требуемой вязкости нефти, что предполагает необходимость использования более высококипящих углеводородов и нефтяных фракций. Поэтому в пилотном проекте CSP в качестве базового растворителя используется пропан-бутановая смесь и дополнительно оцениваются другие растворители. Проект в $100 млн частично финансируется правительством провинции Альберта, в том числе $10 млн поступило от некоммерческой корпорации по контролю за изменением климата и управлению выбросами Climate Change and Emissions Management Corporation (CCEMC).

Другой компанией, участвующей в изучении и разработке подобных технологий, является Suncor Energy Inc. В настоящее время компания участвует в двух пилотных проектах, финансируемых совместно с CCEMC.

Первый проект: технология N-SOLV отрабатывается на пилотной установке из семи наблюдательных скважин, одной пары скважин для ввода растворителя и вывода нефти, а также наземных объектов для разделения

нефти и растворителя, в качестве которого используется бутан, нагретый примерно до 60°С. Проект получил $10 млн от CCEMC к его совокупным капитальным затратам приблизительно в $56 млн.

Второй проект: Enhanced Solvent Extraction Incorporated Electromagnetic Heating (ESEIEH), поддержанный консорциумом Suncor Energy, Devon Canada, Nexen Inc. и Harris Corp., является комбинированной технологией закачки растворителя с предварительным электромагнитным прогревом пласта. По данной технологии, разработанной компанией Harris Corp. (США), электромагнитный нагрев применяется таким же образом, как в микроволновой печи, но использует радиоволны низкой частоты. Излучатели в стволах скважин генерируют электромагнитные волны и после того, как залежь нагрета, вводят растворитель. CCEMC внес $16,5 млн в проект, который включает инвестиции на $33 млн.

При использовании чистого растворителя появляется возможность освоения тонких продуктивных пластов, исключается использование воды, существенно снижаются капитальные и эксплуатационные затраты, а общее энергопотребление снижается на 85%. Уровень безубыточности технологии N-SOLV, как ожидается, составит ниже $30/баррель WTI. Практика показывает, что закачиваемые в пласт растворяющие смеси должны быть преимущественно газообразными, чтобы происходило заполнение свободного порового пространства пласта, возникшего в результате его разработки первичными методами. Кроме того, данные растворяющие смеси должны обладать хорошей растворимостью в нефти, а также быть легкодоступными и относительно недорогими.

При отработке технологий нефтевытеснения с применением углеводородных растворителей и оценке применимости растворителей для добычи СВН при тех или иных условиях необходимо физическое моделирование процессов на лабораторных стендах.

По мнению зарубежных специалистов, при создании научных основ технологий добычи, главной задачей является создание адекватных моделей процессов нефтевытеснения. Создание надежных симуляторов требует понимания физико-химии и термодинамики происходящих процессов с учетом геологии нефтяных резервуаров. Все это не позволяет привычным образом применять стандартные подходы и становится уникальным для каждого месторождения.

С учетом мирового опыта, такое моделирование позволяет получать надежные сведения о закономерностях процессов физической (конвективной) дисперсии и молекулярной диффузии в зоне контакта нефть – растворитель в зависимости от геолого-физических условий и состава залегающих флюидов. В случае использования в качестве растворителей легких алкановых углеводородов необходимы данные об объемах осаждающихся асфальтенов в нефтенасыщенном пласте.

В результате физического и последующего численного моделирования получают сопоставимые экспериментальные и расчетные базовые параметры для составления технологических проектов разработки месторождений СВН с использованием растворителей.

В результате совместных исследований Института органической и физической химии им. А.Е.Арбузова и Института ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» применительно к Ашальчинскому месторождению обоснована возможность использования композиционного растворителя для добычи СВН. Ранее на основе легких нефтяных дистиллятов был подобран состав углеводородного растворителя с учетом доступности, низкой стоимости и максимального снижения вязкости СВН [2]. Так, использование композиционного растворителя в объеме 10–20% позволяет снизить вязкость СВН до 100-300 сСт при 20°С. Кроме того, обоснованы специальные добавки и их количество в составе растворителя для ингибирования процесса образования асфальтеновых отложений.

В лабораторных условиях реализовано физическое моделирование процесса нефтевытеснения СВН композиционным растворителем на специально созданной установке, которая представляет собой прозрачную камеру из органического стекла с размером внутренней камеры 100х100х10 мм. Для проведения экспериментов использовалась искусственно приготовленная смесь СВН и промытого фракционированного песка (фракция: 0,250–0,315 мм; поровый объем: 33,1%; проницаемость 71,8 мД). Процесс вытеснения осуществлялся при температуре 20°С нагнетанием растворителя с минимальным избыточным давлением при содержании СВН в песке 5 и 10 мас.%. Пробы вытесняемых смесей СВН с растворителем отбирались через одинаковые промежутки времени. После удаления растворителя определялась масса СВН в каждой пробе.

Оценена эффективность использования растворителя с определением таких показателей, как динамика и скорость выхода СВН, накопленная добыча в зависимости от времени и объема закачанного растворителя, а также изменение доли СВН в извлекаемой продукции; определено количество остаточной нефти в модели пласта после вытеснения и анализ содержания асфальтенов.

При вытеснении СВН растворителем на основе только легких алканов происходит образование остаточной нефти в виде асфальтеновых концентратов на породе, где содержание асфальтенов примерно в 6 раз больше по сравнению с исходной СВН. Такая остаточная нефть является практически неподвижным в пластовых условиях объектом и не может извлекаться без использования физико-химических методов воздействия. В случае 5% нефтенасыщенности фиксируется меньшее содержание асфальтенов в остаточной нефти, однако в целом количество остаточной нефти для различных растворителей практически не отличается. В то же время при 10% нефтенасыщенности количество остаточной нефти примерно в 4–6 раз превышает соответствующие величины для различных растворителей по сравнению с 5% нефтенасыщенностью. Выявлено, что для композиционных растворителей, содержащих ароматические углеводороды, при любой нефтенасыщенности, содержание асфальтенов в остаточной нефти в 8–16 раз мень-

ше по сравнению с исходной СВН и составляет не более 0,4 мас.%. При добавлении высококипящих ароматических углеводородов в состав композиционного растворителя на основе легких алканов скорость вытеснения СВН существенно снижается, особенно при низкой нефтенасыщенности. Нефтевытеснение таким композиционным растворителем проходит наиболее равномерно в «диффузионном» режиме, в отличие от использования только легких алканов, характерной особенностью которых является образование т.н. «языков» или «пальцев».

Литература

1. *Rassenfoss S.* A tricky tradeoff – can adding a little solvent yield a lot more heavy crude? JPT. – 2012. – № 6. – P. 58–64.

2. J*amaloei B.Y, Dong M.Z., Mahinpey N., Maini B.B.* Enhanced cyclic solvent process (ECSP) for heavy oil and bitumen recovery in thin reservoirs. Energy Fuels 2012; 26(5): 2865–2874.

3. *Jiang T., Zeng F., Jia X., Gu Y.* An improved solvent-based enhanced heavy oil recovery method: cyclic production with continuous solvent injection. Fuel 2014; 115: 268–281.

4. *Xinfeng Jia, Fanhua Zeng,* Yongan Gu Gasflooding-assisted cyclic solvent injection (GA-CSI) for enhancing heavy oil recovery. Fuel 2015; 140: 344–353.

5. *Якубов М.Р., Борисов Д.Н., Рахимова Ш.Г., Амерханов М.И. Хисамов Р.С.* Влияние состава композиционного растворителя на извлечение сверхвязкой нефти из пласта при физическом моделировании нефтевытеснения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С.106–109.

РЕСУРСЫ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.Г. Яраханова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, dilyara.yar@mail.ru

В настоящее время очевидной возможностью продления энергетики традиционно-нефтяного периода, базирующегося на нефти и газе перед становлением энергетики будущего с принципиально новыми технологиями, является использование «нетрадиционных» источников углеводородов.

В настоящее время до сих пор нет однозначности в понимании «традиционности» и «нетрадиционности» источников нефти и газа.

Так, в 1979 году на Международной конференции по энергетическим ресурсам в Монреале (Канада) к «традиционным» источникам углеводородов были отнесены залежи легких и средних нефтей, природные газы и содержащиеся в них конденсатные жидкости, а к «нетрадиционным» – скопления твердых битумов (от асфальта до керита), тяжелых нефтей, а также жидкие и газообразные. А еще в 1976 году на 1-й Международной конференции по энергетическим ресурсам в Люксембурге (Австрия) к ресурсам «нетрадиционных» источников были отнесены ресурсы нефти, которую можно получить в результате внедрения третичных и еще более дорогих методов разработки месторождений, ресурсы газа в плотных породах [1].

Из вышесказанного видно, что граница между «традиционными» и «нетрадиционными» источниками углеводородного сырья весьма условная. С генетических и физико-геологических позиций «нетрадиционные» скопления жидких и газообразных углеводородов часто вовсе не являются необычными. Для всех этих скоплений характерны значительная сложность или даже неразработанность техники и технологии освоения их ресурсов и соответственно очень высокая («необычно» высокая) стоимость получаемой продукции. Другими словами, ресурсы «нетрадиционных» источников нефти и газа – это такие ресурсы, освоение которых в современных условиях технически затруднено и экономически нерентабельно. В этом смысле к ресурсам «нетрадиционных» источников следовало бы относить и ресурсы труднодоступных источников, связанных, например, с полярными районами, арктический шельф, глубоководными районами морей и океанов и т.п. Группа этих ресурсов весьма динамична, неустойчива: по мере роста цен на нефть и газ и промышленного освоения все более дорогих источников углеводородов часть из них будет постепенно становиться привычными, «традиционными». Следует отметить, что в странах, испытывающих острую нехватку собственных ресурсов «традиционных» источников углеводородного сырья и не имеющих возможности организовать устойчивый их импорт, ресурсы «нетрадиционных» источников могут разрабатываться в значительных объемах и являться для данной страны ресурсами «традиционных» источников. Это обстоятельство лишний раз подчеркивает условность деления источников ресурсов на «традиционные» и «нетрадиционные» и указывает на возможность их изменения во времени [2].

В 2014 году на Международной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы» в Казани (Россия) выдающийся геолог-нефтяник, академик АН РТ, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог РФ и РТ, лауреат Государственных премий СССР и РТ Р.Х. Муслимов в рамках выступления круглого стола заметил, что те запасы, которые до настоящего времени, считались «нетрадиционными» теперь становятся «традиционными», так как «традиционные» запасы углеводородов находятся на завершающей стадии разработки.

В связи с этим необходимые дополнительные ресурсы углеводородов обычно называют нетрадиционными,



Рис. 1. Фазовое состояние нетрадиционных запасов углеводородного сырья

так как для получения из них энергии требуется применение технологий и методов, которые отличаются от тех, что используются при освоении традиционных ресурсов нефти и газа. Нетрадиционные ресурсы включают тяжелую нефть, асфальтовые (битумные) пески или асфальты, газ из плотных коллекторов, угольный газ и газогидраты. Углеводородные ресурсы в недрах земли находятся в необычном фазовом состоянии, которые представлены для наглядности на рисунке 1.

Нетрадиционные ресурсы и запасы углеводородного сырья отличаются неоднородным типом коллектора (плотным, крепким, сложным и т.д.), необычными ловушками (синклинали и др.), низкими дебитами скважин, ухудшенным качеством сырья (высокая вязкость нефтей, высокое содержание серы и ее соединений, наличие ядовитых и вредных примесей в газах и т.д.) [3].

К нетрадиционным нефтям в узком понимании относятся тяжелые и сверхтяжелые сорта нефти с высокой вязкостью, а также природные битумы. За период 2010–2035 гг. добыча нетрадиционных нефтей будет расти высокими темпами – примерно 9,75% в год с 103,4 млн т в 2010 году до примерно 414 млн т к 2035 году. Доля потребления нетрадиционных нефтей в общем объеме потребления нефти за период с 2010 по 2035 годы также вырастет с 2,6 до примерно 9,0%.

Мир располагает огромными геологическими запасами нетрадиционных нефтей и, несмотря на высокие издержки, это позволит наращивать добычу нетрадиционных нефтей даже за пределами 2035 года.

Основные запасы нетрадиционных нефтей в объеме 132,2 млрд т расположены в странах Западного полушария и 39,3 млрд т – Восточного полушария.

По оценке Геологического агентства США (US Geological Survey – USGS), геологические запасы нетрадиционных нефтей находятся на уровне 1410 млрд т, извлекаемые запасы – 171,5 млрд т, из которых 68,2 млрд т составляют тяжелые и сверхтяжелые нефти и 103,3 млрд т – природные битумы [4].

В результате проведенной количественной оценки ресурсов и запасов битумов существенно уточнены направления работ на территории Татарстана, представляющие интерес для последующего выделения объектов разведки и разработки.

Общие запасы и ресурсы природных битумов Республики Татарстан 1415,460 млн т, данные на 01.01.1994 [Войтович, Гатиятуллин, 1999]. По сведениям минерально-сырьевой базы Республики Татарстан за 2006 год общие запасы битумсодержащих пород республики составляют 8288,5 тыс.м^3, ресурсы – 12014 тыс. м^3.

Суммарные ресурсы и запасы природных битумов в Республике Татарстан от 1,4 до 7,8 млрд т или до 36 % от ресурсов Российской Федерации при среднем залегании на глубине от 80 до 200 м [5].

Таким образом, Татарстан обладает исключительно благоприятным потенциалом для перспектив освоения таких видов нетрадиционных источников углеводородного сырья, как тяжелые, сверхтяжелые нефти и природные битумы. К инновационным методам извлечения нефти из пласта относятся так называемые усовершенствованные методы (термические, газовые, химические) и наиболее рациональным направлением выработки нетрадиционных углеводородов является переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением горизонтальных технологий нефтеизвлечения.

Литература

1. First IIASA Conference on Energy Resources. M. Grenon ed. IIASA, Laxenburg, 1976.

2. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения / М.С. Моделевский, Г.С. Гуревич, Е.М. Хартуков и др. – М.: Недра, 1983. – 224 с.

3. *Бескровный Н.С.* Рациональные пути освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. – С.-Петербург. 1993. – 224 с.

4. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.

5. *Яраханова Д.Г.* О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов: материалы Междунар. науч.-практ. конфер. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы»: Казань РТ, 3–4 сентября. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С. 403–404.

ОЖИДАЕМАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ДАНКОВО-ЛЕБЕДЯНСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Ф. Яртиев[1], М.Х. Мусабиров[1], Р.Г. Ханнанов[2], В.Б. Подавалов[2]

[1]Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма, yartiev@tatnipi.ru

[2]НГДУ «Бавлынефть», г. Бавлы.

Бавлинское нефтяное месторождение расположено на территории Бавлинского района Республики Татарстан, в 90 км от г. Альметьевск, в районе с хорошо развитой инфраструктурой. В тектоническом отношении месторождение приурочено к юго-восточному склону Южно-Татарского свода, который осложнен рядом ступенчато погружающихся валов.Промышленная нефтеносность приурочена к карбонатным отложениям данково-лебедянского (D_3dn+lb) горизонта верхнего девона, которые сложены известняками с переслаиванием глинисто-карбонатных пород, образующих доманиковые отложения. Породы характеризуются преимущественно трещинно-поровым типом порового пространства с низкой проницаемостью.

В мировой практике технология добычи нефти низкопроницаемых коллекторов заключается в бурении наклонно направленных скважин и применении мультистадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Суть технологии ГРП заключается в увеличении открытой проточной части продуктивного пласта и соединении этой области со скважиной, путем создания путей с высокой проницаемостью. Это достигается путем закачки основной жидкости, состоящей из воды, смешанной с активными компонентами, содержащей малые концентрации химических добавок, а также расклинивающего наполнителя. По мере того как флюид под давлением закачивается в скважину, узкие трещины расширяются, и служат проточными каналами для нефти, которая закрыта в непроницаемой породе (ловушке). Вновь образованные разрывы поддерживаются расклинивающим материалом, который обеспечивает повышенную проницаемость (рис.1) [1].

Модельные исследования показывают, что на эффективность кислотных составов (СКО – соляно-кислотная обработка, БСКО – большеобъемная селективная кислотная обработка, КГРП – кислотный ГРП) влияет соблюдение оптимального соотношения объема и темпа закачки кислотных композиций (КК). На рис. 2 и в табл.1 приведены оптимальные соотношения удельных объемов и соответствующие им темпы закачки кислоты.

С учетом приведенных критериальных соотношений проектируется план работ специализированной бригады КРС по кислотной стимуляции опытно-промысловых скважин. После предварительных работ осуществляется технологический процесс в соответствии с утвержденным планом. На освоение данково-лебедянских отложений в НГДУ «Бавлынефть» были запланированы две базовые технологии: БСКО и кислотный многозонный ГРП.

ПАО «Татнефть» в соответствии с программой опытно-промышленных работ по выявлению и разработке «сланцевой» нефти из доманиковых продуктивных отложений на территории Татарстана пробурена экспериментальная горизонтальная скважина (ГС) № 2917Г на данково-лебедянский горизонт Бавлинского месторождения с проведением многозонного ГРП. Технология успешно реализована, при освоении продуктивность новой скважины составила 16,4 т/сут. Основные технологические показатели выхода на режим эксплуатации ГС приведен на рис. 3.

Стоимость бурения экспериментальной скважины с учетом многозонного ГРП более чем в 2 раза оказалась выше, чем строительство обычной ГС.

Проведем оценку эффективности разработки доманиковых отложений скв. № 2917Г по РД 153-39.0-865-14 [2]. Планируемые технологические показатели разработки доманиковых отложений приведены в табл. 2.

Таблица 1

Рекомендуемые оптимальные соотношения удельных объемов и соответствующие им темпы закачки

Объем закачки кислоты на 1 м пласта, $м^3/м$	Темп закачки кислоты на 1 метр пласта, $м^3/(час·м)$
2,5	2–2,5
3,0	2,5–3
3,5	3–3,5
4,0	3,5–4
4,5	4–4,5
5,0	4,5–5

Цена реализации нефти принята на уровне 50 $/барр. при курсе 65 руб./$,за расчетный период налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) равен нулю [3]. Основные технико-экономические показатели эффективности реализации проекта по бурению экспериментальной ГС № 2917Г на доманиковые отложения Бавлинского месторождения приведены в табл. 3.

Таблица 2.

Исходная технологическая информация

Годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Добыча нефти, тыс. т	2,199	1,72	1,376	1,17	1,053	1	0,95	0,902	0,857	0,814	0,773	0,734	0,697	0,662
Добыча жидкости, тыс. т	2,87	2,3	1,8	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица 3

Основные показатели эффективности эксплуатации ГС

Показатели	Значения
Добыча нефти, тыс. т	14,9
Выручка от реализации нефти, млн руб.	161,2
Совокупные затраты, млн руб.	99,7
Чистая прибыль, млн руб.	64,5
Дисконтированный поток наличности, млн руб.	6
Индекс доходности дисконтированных затрат, доли ед.	1,05
Внутренняя норма рентабельности, %	11,6
Дисконтированный срок окупаемости проекта, лет	12

Льготирование НДПИ [3] позволяет окупить единовременные затраты за двенадцать лет с положительными интегральными показателями экономической эффективности проекта.

Дополнительно была проведена оценка чувствительности за проектный период с целью определения устойчивости проекта к факторам риска и неопределенности при его реализации. К факторам риска и неопределенности были отнесены изменения объемов добываемой нефти и цены реализации продукции.

Для учета указанных факторов неопределенности проведен анализ изменений экономических результатов в зависимости от основных определяющих факторов. В качестве ключевых экономических параметров рассматривались чистый дисконтированный доход недропользователя, индекс доходности дисконтированных затрат, срок окупаемости капитальных вложений и внутренняя норма рентабельности проекта. Колебания определяющих факторов принимались в одинаковых интервалах ±40 % от соответствующего базового значения. Результаты анализа чувствительности проекта приведены в табл. 4.

Таблица 4

Анализ чувствительности проекта

Показатели	Изменение технологической эффективности								
	-40%	-30%	-20%	-10%	0	+10%	+20%	+30%	+40%
Чистый дисконтированный доход, тыс. руб.	-36506	-25556	-14802	-4278	5997	15888	25616	35344	45072
Индекс доходности затрат, доли ед.	0,67	0,77	0,87	0,96	1,05	1,13	1,21	1,28	1,35
Срок окупаемости инвестиций (с начала финансирования), лет	не окуп.	не окуп.	не окуп.	не окуп.	12,3	9,6	8,2	7,2	6,5
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	0,01	3,1	6,0	8,9	11,6	14,2	16,7	19,3	22,0
Показатели	Изменение цены реализации нефти								
	-40%	-30%	-20%	-10%	0	+10%	+20%	+30%	+40%
Чистый дисконтированный доход, тыс. руб.	-37655	-26387	-15342	-4548	5997	16137	26115	36092	46070
Индекс доходности затрат, доли ед.	0,67	0,77	0,87	0,96	1,05	1,13	1,21	1,29	1,36
Срок окупаемости инвестиций (с начала финансирования), лет	не окуп.	не окуп.	не окуп.	не окуп.	12,3	9,6	8,2	7,2	6,4
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	-0,3	2,9	5,9	8,8	11,6	14,2	16,9	19,5	22,2

Анализ чувствительности показал, что проект чувствителен к изменению основных технико-экономических факторов – критическим для реализации проекта является снижение добычи и цены реализации нефти на 10 % и более.

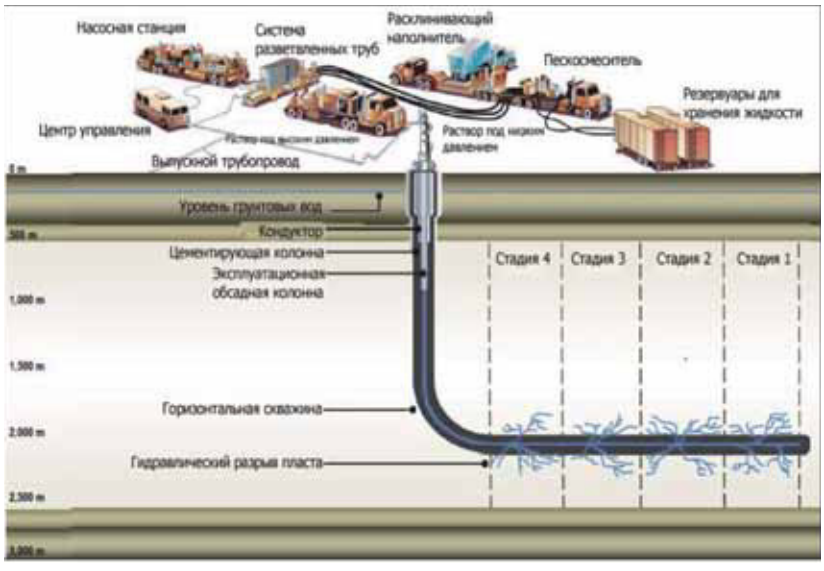
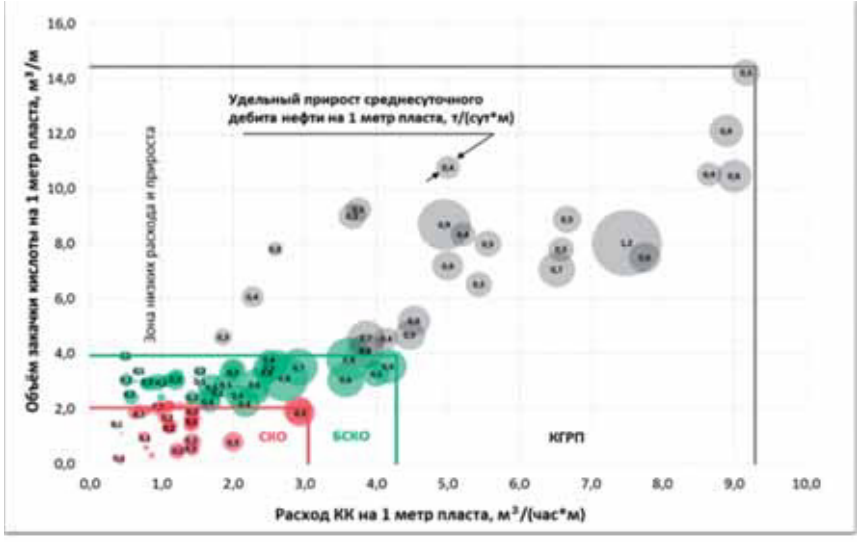


Рис. 1. Схема ГРП в горизонтальной скважине

Рис. 2. Эффективность кислотных обработок в зависимости от удельных объема и расхода КК



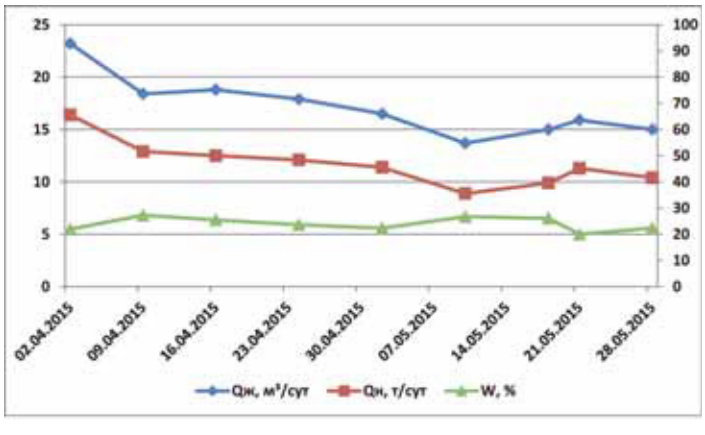


Рис. 3. Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности продукции по скв. № 2917Г

Литература

1. *R. Wasylishen.* The petroleum technology alliance Canada (PTAC), prepared by: Roberta Wasylishen, Sarah Fulton, Environment and Reclamation reuse of flowback& produced water for hydraulic fracturing in tight oil, June 28, 2012.

2. РД 153-39.0-865-14. Методическое руководство по опробованию доманиковых отложений вертикальных и горизонтальных скважин, по выбору технологий гидроразрыва пласта и кислотных обработок призабойной зоны: введен впервые / Р.Ш. Динмухамедов, К.М. Гарифов, Т.И. Тарасова, В.Г. Базаревская, А.Ф. Яртиев, Д.А. Тимиров, О.В. Преснякова; «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2014. – 64 с.

3. О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс] : федер. Закон от 24 ноября 2014 г. № 366-ФЗ : [принят Гос. Думой 14 ноября 2014 г. : одобр. Советом Федерации 19 ноября 2014 г.]. – Доступ из правовой системы ГАРАНТ.

ГЛУБИННАЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМАЯ НЕФТЬ: ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА, УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ

И. Г. Ященко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Как известно, более половины всех топливно-энергетических потребностей мира обеспечиваются нефтью и газом. Одновременно с ростом добычи нефти в мире прирост ее запасов уже длительное время не компенсируется, истощается наиболее качественная часть ее ресурсов и с более благоприятными условиями залегания. Согласно [1–7], к трудноизвлекаемым относятся запасы нефтей, заключенные в геологически сложнопостроенных или глубокозалегающих пластах (глубина более 4500 м), либо представленные малоподвижной нефтью. В связи с изложенным целью настоящей работы явилось рассмотрение понятия глубокозалегающие трудноизвлекаемые нефти, их пространственное размещение и анализ особенностей физико-химических свойств.

Глубокозалегающие нефти относятся к трудноизвлекаемым нефтям со сложными условиями залегания. В базе данных ИХН СО РАН образцов нефти, залегающих на глубине более 4500 м, определено в количестве 438 из 213 месторождений 26 НГБ [8]. Большое количество месторождений с такими нефтями находится в Северо-Кавказском, Западно-Сибирском, Прикаспийском, Перт, Мексиканского залива и Таримском нефтегазоносных бассейнах. Самыми глубокими скважинами отличаются следующие месторождения: Халахатанг (6640–7070 м), Туопутай (6400–6750 м) и Аидинг (6140–6330 м) Таримского бассейна, Медисин-Ривер (6300–6980 м) и Кроссфилд (6733 м) Западно–Канадского бассейна, Шах-Дениз (6500–6688 м) Южно-Каспийского бассейна, Гомес (6050–7022 м) и Линтерна (6560 м) Пермского бассейна, Малосса (6250 м) Андриатического НГБ и т.д. Уникальными и крупными по своим запасам являются следующие месторождения: Уренгойское и Самбургское (Западно-Сибирский НГБ), Тенгиз, Кашаган, Каламкас, Астраханское и Королевское Прикаспийского бассейна, Бач-Хо (Вунг-Тау), Шаз-Дениз (Северо-Кавказский НГБ) и Пембина Западно-Канадского бассейна.

В России залежи большой глубины характерны в основном для Западно-Сибирского и Северо-Кавказского НГБ – 32 и 35 месторождений соответственно, из которых выделяются Ханкальское (5800 м), Новолакское (5650 м), Андреевское (5600 м) и Самурское (5480 м) из Северо-Кавказского бассейна и Геологическое (5750 м), Лукъявинское (5664 м), Уренгойское (5520 м), Ен-Яхинское (5200–5500 м) и Самбургское (5480 м). В Тимано-Печорском бассейне три месторождения Восточно-Сарутаюское, Вуктыльское и Козлаюское имеют скважины в интервале глубин 4520–5090 м. В Волго-Уральском НГБ два месторождения Антиповско-Балыклейское и Зайкинское отличаются глубинными скважинами.

В рассматриваемой выборке нефтей палеозойские нефти составляют большинство – более 53 %, 1/3 глубокозалегающих нефтей залегает в мезозойских породах, около 14 % – в кайнозойских.

Физико-химические свойства нефти с большой глубиной залегания представлены в табл. 1, где показано, что в среднем глубокозалегающие нефти могут быть отнесены к легким нефтям, с повышенной вязкостью, парафинистым, малосернистым, малосмолистым, малоасфальтеновым, с высоким содержанием фракции н. к. 200 ^{0}С и средним содержанием фракции н. к. 300^{0}С. Выявлено высокое газосодержание в этих нефтях [9, 10]. Следует заметить, что нефтедобыча с больших глубин оправдана и тем фактом, что нефть по своим физико-химическим параметрам характеризуется хорошим качеством. Как видно из табл. 1, в среднем пластовая температура в зоне добычи с больших глубин выше 117°С, что в свою очередь может нести угрозу возникновения экологических последствий добычи и освоения высокотемпературных «горячих» нефтей.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти с большой глубиной залегания

Физико-химические показатели	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см^3	199	0,8339
Вязкость при 20^{0}С, мм^2/с	90	137,98
Содержание серы, мас. %	136	0,41
Содержание парафинов, мас. %	95	7,36
Содержание смол, мас. %	91	5,45
Содержание асфальтенов, мас. %	77	1,51
Фракция н. к. 200^{0}С, мас. %	75	29,33
Фракция н. к. 300^{0}С, мас. %	56	47,65
Фракция н. к. 350^{0}С, мас. %	33	59,40
Газосодержание в нефти, м^3/т	20	448,43
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, ^{0}С	94	117,09
Пластовое давление, МПа	102	60,17

Рассмотрим физико-химические свойства исследуемых нефтей для конкретных НГБ, для которых выборка

данных наиболее представительна – Прикаспийского, Северо-Кавказского, Таримского и Южно-Каспийского бассейнов (табл. 2). Как видно из табл. 2, свойства нефти отличаются по средним значениям в различных НГБ. Так, глубокозалегающие нефти Таримского бассейна являются тяжелыми, высоковязкими, со средним содержанием серы (выше в 2 раза по сравнению со среднемировыми нефтями), парафинов, смол и асфальтенов (выше в 5 раз по сравнению со среднемировыми нефтями). Нефти Северо-Кавказского бассейна наиболее легкие и маловязкие, отличаются наименьшим содержанием серы, смол и асфальтенов, но повышенным содержанием парафинов, что характерно и для глубинных нефтей Южно-Каспийского бассейна. Прикаспийские нефти характеризуются повышенным содержание фракционного состава.

Таблица 2

Физико-химические свойства нефти отдельных нефтегазоносных бассейнов

Физико-химические показатели	Прикаспийский	Северо-Кавказский	Таримский	Южно-Каспийский
Плотность, г/см^3	0,8217	0,8154	0,8915	0,8415
Вязкость при 20^{0}С, мм^2/с	268,24	0,99	309,04	20,66
Содержание серы, мас. %	0,51	0,16	1,01	0,19
Содержание парафинов, мас. %	4,08	7,72	5,70	9,10
Содержание смол, мас. %	5,05	2,33	5,73	7,80
Содержание асфальтенов, мас. %	1,07	0,38	6,15	1,66
Фракция н. к. 200^{0}С, мас. %	33,11	29,50	-	21,36
Фракция н. к. 300^{0}С, мас. %	51,73	59,36	-	39,16
Фракция н. к. 350^{0}С, мас. %	60,80	60,44	-	57,40
Газосодержание в нефти, м^3/т	422,76	398	49,20	-

В России тимано-печорские и волго-уральские глубинные нефти отличаются от среднемировых (табл. 1) по содержанию асфальтенов – среднее значения равны 0,25 и 0,14 % соответственно (концентрация меньше в 6–10 раз), по содержанию смол – 2,22 и 2,74 соответственно (концентрация меньше в 2 раза).

Особо следует отметить проблему освоения углеводородных ресурсов малоизученных глубоких горизонтов для территории Западной Сибири, что уже сегодня является очень актуальной темой.

Главный вопрос – оправдано ли сегодня вкладывать большие инвестиции в поиски, разведку и разработку коммерческих залежей нефти и газа в Западной Сибири на глубинах от 4,5 до 7,0 км и более либо эту задачу оставить на будущее? Если «да», то какие эффективные методики и технологии поисков, разведки и разработки следует предложить производству? Очевидно, что на больших глубинах коммерческий интерес могут представлять только достаточно крупные залежи нефти и газа, характеризующиеся большой плотностью запасов и стабильно высокими дебитами эксплуатационных скважин. Добытая товарная продукция должна окупить все инвестиционные затраты на поиски, разведку, разработку и риски [11].

Геологический риск касается изначально геолого-разведочных работ, особенно на новых и слабо изученных объектах. Успешность поисково-разведочных работ в мире держится в среднем на уровне 30 %. Имеющаяся информация по глубоким горизонтам Западной Сибири весьма скудная. Их изучение проводилось с начала промышленного освоения региона, но осуществлялось низкими темпами. К 1976 г. было пробурено всего 8 скважин глубиной более 4500 м. В настоящее время на территории Западной Сибири пробурено около 50 параметрических и поисково-разведочных скважин глубиной более 4500 м. Для гигантской территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна это ничтожно мало. После 1991 г. основные объемы глубокого и сверхглубокого бурения выполнялись в основном в северных районах Западной Сибири. На сегодняшний день в главной нефтегазовой провинции страны пробурено всего две сверхглубокие «научные» скважины: СГ-6 Тюменская (7502 м) и СГ-7 Ен-Яхинская (8250 м), обе – вблизи Уренгойского месторождения. Показателем низкого уровня знаний о строении глубоких недр Западной Сибири является тот факт, что ни по одной из этих скважин проектные геологические модели не подтвердились.

Непромышленные притоки углеводородных газов, проявления нефти имели место в ряде глубоких поисковых скважин из тюменской и котухтинской свит нижней и средней юры, из терригенного триаса на Геологической, Ямбургской и Уренгойской площадях. На востоке Западной Сибири параметрическими скважинами Лемок-1 (4298 м) и Аверинская-150 (4772 м) прогнозируется развитие перспективных на нефть и газ карбонатных толщ рифея и венда – нижнего кембрия. Из скважины Малоичская-4 с глубины 4600 м из известняков верхнего силура – нижнего девона получены притоки нефти [11]. Таким образом, можно утверждать, что углеводороды, преимущественно в газовой фазе, присутствуют в глубоких горизонтах Западной Сибири. В настоящее время в богатейшей нефтегазоносной провинции мира на глубине более 4,5 км не открыто ни одного месторождения нефти или газа промышленного значения. Тому есть несколько причин.

Во-первых, слабая геолого-геофизическая изученность глубоких горизонтов, и потому отсутствие достоверной региональной геологической модели и адекватных представлений об особенностях нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов.

Во-вторых, причины технического и технологического характера, обусловленные неготовностью нефтяных компаний к работе на больших глубинах в нормальном производственном цикле. В отличие от промышленно освоенных глубин, работать приходится в весьма жестких условиях термобарического и напряженно-деформационного состояния глубоких недр. Отсюда высокая аварийность, большие сроки строительства скважин, низкое качество опробований и испытаний.

В-третьих, несовершенство известных методик поисков и разведки залежей углеводородов, не адаптированных к условиям больших глубин. Повсеместно применяемые методические приемы поисков и разведки, разработанные для традиционных условий верхнего этажа нефтегазоносности, базируются на классической осадочно-миграционной теории без учета специфики строения глубоких недр. В результате имеет место массовое неподтверждение бурением геологических моделей и прогнозных ресурсов углеводородов глубокопогруженных поисковых залежей.

Для масштабного планирования поисково-разведочных работ на глубокие горизонты важно иметь количественную оценку неоткрытых ресурсов углеводородного сырья, представление о распределении ресурсов по площади и разрезу, четко прогнозировать зоны концентрации ресурсов. К сожалению, по всем названным параметрам применительно к глубоким горизонтам Западной Сибири пока нет четких ориентиров. Существуют лишь экспертные оценки, достоверность которых низкая, разброс значений очень большой.

Экологические риски разнообразны и чрезвычайно опасны. Добыча нефти и газа в условиях севера сопряжена с целым рядом факторов, в основе которых лежат природно-климатические особенности данной территории, высокая уязвимость природной среды, а также высокая интенсификация процессов нефтегазодобычи. Гигантская техногенная нагрузка в районах добычи углеводородов инициирует проявление геодинамических процессов природно-техногенного характера, также оказывает воздействие на почвы, поверхностные и подземные воды. Негативное воздействие на недра в процессе разработки месторождения сказывается при бурении большого количества скважин или на большие глубины. Нефтегазодобывающее производство способно вызывать глубокие преобразования земной коры на больших глубинах – до 10–12 км, при этом быстро снижается пластовое давление в залежах углеводородов, что вызывает деформацию земной коры и изменения в рельефе. Геодинамические процессы на поверхности проявляются в виде заболачивания и подтопления территорий, что особенно остро проявляется на территории Западной Сибири, а также разрушения промысловых объектов [12]. Ярким примером проседания почвы является Самотлорское месторождение, которое разрабатывается с 1969 г., где опускание земной поверхности составило 121 мм [13].

Как было сказано выше, основная нефтедобыча и перспективы глубоко бурения на территории Западной Сибири сосредоточены в северных территориях, характеризующихся повсеместным распространением мерзлоты. Распространение мерзлоты в зоне расположения месторождений вызывает необходимость разрабатывать и реализовывать мероприятия, направленные на снижение техногенного воздействия объектов и процессов нефтегазодобычи на состояние мерзлоты. Остро стоят вопросы снижения скорости и последствий процессов локального растепления многолетнемерзлых пород под действием разведочного бурения и закачивания в недра при добычи высокотемпературных буровых растворов и пластовой воды. С другой стороны, необходимо стремиться к минимизации отрицательного влияния мерзлоты на нефтегазодобывающие скважины, а также на поверхностные сооружения (нефтепроводы, компрессорные и перекачивающие станции, производственные объекты и бытовые комплексы).

Таким образом, с использованием базы данных по физико-химическим свойствам нефти, разработанной в Институте химии нефти СО РАН, проведен анализ пространственного распределения трудноизвлекаемых глубокозалегающих нефтей в основных нефтегазоносных бассейнах мира, выявлены особенности их физико-химических свойств. Показано, что геологические и экологические риски можно предупредить, для чего необходимо разрабатывать новые методы и технологии добычи глубокозалегающих углеводородов. Следует отметить необходимость масштабных работ по региональному изучению глубоких недр Западной Сибири с учетом геологических и экологических рисков. В качестве первоочередных объектов сверхглубокого параметрического бурения рекомендуются уникальные и крупнейшие месторождения: Ямбургское, Уренгойское, Заполярное, Утреннее и др., где сейсмическими исследованиями выявлены и закартированы крупные перспективные комплексы. При этом внедрять геологический и экологический мониторинг с использованием новейших приборов, методов и технологий с целью уберечь природу и недра от катастрофических событий и нежелательных событий, сохранить здоровье и жизни людей.

Литература

1. *Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И.В.* Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 21–26.

2. *Ибраев В.И.* Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2006. – 208 с.

3. *Лисовский Н.Н., Халимов Э.М.* О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.

4. *Халимов Э.М.* Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958–2000 гг.). – М.: ИГиРГИ, 2001. – 656 с.

5. *Халимов Э.М.* Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 11. – С. 44–50.

6. *Лукьянов Э.Г., Тренин Ю.А., Деревягин А.А.* Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти // Нефтегазовое дело. – 2008. – № 1. – http://www.ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf.

7. *Якуцени С.П.* Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. – Спб.: Изд-во «Недра», 2005. – 372 с.

8. *Ященко И.Г., Полищук Ю.М.* Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А.А. Новикова. – Томск: В-Спектр, 2014. – 154 с.

9. *Полищук Ю.М., Ященко И.Г.* Анализ качества нефтей Евразии // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 1. – С. 66–68.

10. *Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G.* Statistical Analysis of Regional Variation in the Chemical Composition of Eurasian Crude Oils // Petroleum Chemistry. – 2001. – Vol. 41. – № 4. – P. 247–251.

11. *Коротков Б.С., Симонов А.В.* Перспективы поисков газа в глубоких горизонтах Западной Сибири // Вести газовой науки. Научно-технический сборник – 2010. – № 1 (4). – С. 48–56.

12. *Altunina L.K., Svarovskaya L.I., Alekseeva M.N., Yashchenko I.G.* Integrated Assessment of Anthropogenic Contamination of Oil-Producing Territories in Western Siberia // Petroleum Chemistry. – 2014. – Vol. 54. – № 3. – P. 234–238.

13. *Запивалов Н.П.* Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти // Георесурсы. – 2013. – № 3 (53). – С. 3–5.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

БОЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
С.Н. Закиров[1], Р.Х. Муслимов[2], И.М. Индрупский[1], Э.С. Закиров[1], С.А. Смоляк[3], М.С. Розман[4], Ю.А. Волков[5], Д.П. Аникеев[1], Д.А. Дубровский[6], М.Н. Баганова[1], Т.Н. Цаган-Манджиев[1]
[1]ИПНГ РАН, [2]КФУ, [3]ЦЭМИ РАН, [4]ИНЭИ РАН, [5]ООО «ЦСМРнефть», [6]ООО «ГПБ Нефтегаз Сервисиз Б.В.» *4*

THERMAL EOR METHODS AND IN SITU COMBUSTION FOR UNCONVENTIONALS (ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ)
S.A. Mehta, R.G. Moore
Department of Chemical and Petroleum Engineering, Schulich School of Engineering University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada *8*

ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»
Р.С.Хисамов
ПАО «Татнефть», г.Альметьевск..... *9*

NEW POLYMER TECHNOLOGIES FOR OIL & GAS RECOVERY
by Alain Zaitoun, Poweltec, France *21*

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 21
А. В. Шпильман
АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И.Шпильмана», г.Тюмень..... *21*

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск..... *26*

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
А.А. Боксерман[1], В.И. Грайфер[2], В.И. Дарищев[3], А.В.Фомкин[4]
[1]ОАО «ВНИИнефть», г. Москва, [2]ОАО «РИТЭК», г. Москва, [3]ОАО «РИТЭК», г. Москва, [4]ОАО «ВНИИнефть», г. Москва *30*

СКОРО ЛЬ В РОССИИ ГРЯНЕТ СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ?
А.Т. Панарин
ООО «Газпром нефть шельф»..... *34*

THE ROLE OF LABORATORY IN AN IN SITU COMBUSTION PROJECT
H. Bottia[1], C.Gadelle[2]
[1]«Colombian PetroleumInstitute, Ecopetrol S.A; [2]Xytel Inc., 4220 South Church Street ext, Roebuck, SC 29376 USA *37*

БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН КАК МЕТОД РАЗРАБОТКИ КОНТАКТНЫХ СЛОЖНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ
А.А. Потрясов
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» *40*

ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ СЛАБОДРЕНИРУЕМЫХ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГРП
Ф.С. Салимов[1], М.Р.Дулкарнаев[2], В.В. Макиенко[3], А.В. Бухаров[4]
[1,2]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», г. Когалым,
[3]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым
[4]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени, г. Тюмень 42

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЯ МУН И ОПЗ НА ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
Р.Х. Муслимов[1], В.М. Хусаинов[2], А.Н. Шакиров[1], Н.И. Хаминов[3], А.В. Хусаинов[3]
[1]ФГАОУ ВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»,
[2]Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, [3]ООО МПП «Электрон» 48

СОВРЕМЕННЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ ЗАДАЧИ НЕФТЕДОБЫЧИ
А.С.Эльдарханов, А.Я.Хавкин
Грозненский ГНТУ имени М.Д.Миллионщикова, РГУНГ имени И.М.Губкина 52

THE PERFORMANCE EVALUATION OF SOLVENT-STEAM PROCESSES FOR BITUMEN EXTRACTION
P. Stape[1], B. Hascakir[2]
Texas A&M University , [1]philipstape@tamu. edu, [2]berna. hascakir@pe. tamu. edu Introduction 57

ВЫДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНО-ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ И ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С ПОМОЩЬЮ СПЕЦИАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС
А.Ю.Филимонов[1], Д.М.Езерский[2], Е.А.Карпекин[3]
[1]ведущий петрофизик, отдел ГИС и ПВР в России и Центральной Азии, Шлюмберже, Москва,
[2]ведущий петрофизик, департамент обработки данных и консалтинговых услуг, Шлюмберже, Москва,
[3]главный петрофизик, отдел ГИС и ПВР в России и Центральной Азии, Шлюмберже, Москва 61

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КВАРЦИТОВ ХАМРА ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА БЕРКИН (АЛЖИР)
К.М. Зелинко, Ю.Г. Алексахин, С.А. Зайцева, О.М. Половинкин
Gazprom EP International B.V.....65

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДОБЫЧИ ТРИЗН. КОНЦЕПЦИЯ КОМПАНИИ GEKAKON US GMBH
Knut Fellbaum [1], Waldemar Linke [2]
[1] «GekaKonus GmbH», Eggenstein-Leopoldshafen, Германия,
[2] «Linke Engineering», Bruchsal, Германия 67

БАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ И ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКИХ И СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
Р.Ш. Муфазалов
НПФ «Тимурнефтегаз», г.Октябрьский 73

КЭС – ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ
Н.П.Кузьмичев
ООО «Нефть XXI век», г. Альметьевск 76

ПЕРСПЕКТИВЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ МОРТЫМЬЯ-ТЕТЕРЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)
А.В.Стенькин
Главный геолог ТПП «Урайнефтегаз» 79

СЛАНЦЕВЫЕ ТОЛЩИ И НЕФТИ КАК ИСТОЧНИК ПОЛУЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И МЕТАЛЛОВ
М.Я. Шпирт[1], С.А. Пунанова[2], Р.З. Мухаметшин[3], Д.К. Нукенов[4]
[1] Институт нефтехимического синтеза РАН, Москва,
[2] Институт проблем нефти и газа РАН, Москва,
[3] Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань,
[4] ТОО «KAZ-Waterhanters», Республика Казахстан, Актау.....80

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ
В.Л. Шустер[1], А.Д. Дзюбло[2], С.А. Пунанова[1]
[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва,
[2]Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва 83

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В США (НА ПРИМЕРЕ ФОРМАЦИЙ БАРНЕТТ И БАККЕН)
М.П. Юрова
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН 86

РЕЗУЛЬТАТЫ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА В РАМКАХ ГРР И МОНИТОРИНГА ГРП
И.Р. Шарапов[1], Р.С. Хисамов[2], Н.А. Назимов[2], Р.Г. Ханнанов[2], Н.Я. Шабалин[1], С.А. Феофилов[1], В.А. Рыжов[1]
[1]ЗАО «Градиент», г. Казань; [2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 90

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ПРАВОВЫЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ
Н.Н. Тимонина[1], Т.М. Фаддеева[2]
1 – Институт геологии Коми НЦ УРО РАН, г. Сыктывкар,
2 – Северо-Западный филиал ФГУП «ВНИГНИ», г.Сыктывкар 94

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ИЗУЧЕННОСТИ
Д.В. Булыгин
ООО «Актуальные технологии», г. Казань 97

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МАССИВНО-ПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВЯЗКОЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
Р.З. Мухаметшин[1], Т.Г. Назмеев[2], Д.И. Камалетдинова[1]
[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет,
[2]ОАО «СМП-Нефтегаз», г. Альметьевск 101

ОПЫТ ОПОИСКОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ В ВАХШ-КАФИРНИГАНСКОЙ ЗОНЕ ПОДНЯТИЙ ПРИ НАЛИЧИИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ ФАКТОРОВ
Р.Ф. Садртдинов
АО «Газпром зарубежнефтегаз», г. Москва, R.Sadrtdinov@zargaz.ru 104

СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАЛЛОВ ИЗ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ
Д. К. Нукенов
ТОО «KAZ-Waterhanters», г. Актау, nukenov_d@mail.ru 108

КАТАЛИТИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ МИНЕРАЛОВ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ НА ТРАНСФОРМАЦИЮ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
Я.И.И. Абделсалам[1], С.М. Петров[1], Д.А. Ибрагимова[1], А.В. Вахин[2], И.П. Косачев[3], Г.П. Каюкова[3]
[1]Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань,
[2]Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань
[3]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт органической и физической химии имени А. Е. Арбузова» Казанского научного центра РАН, г. Казань 111

НАДВИГОВЫЕ ДВИЖЕНИЯ И ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ДОМАНИКОВЫХ ФОРМАЦИЙ (ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ И ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)
Я.Г.Аухатов
ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ, г.Казань, yan-89178823520 114

ЗАВОДНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ВОДОЙ С ИЗМЕНЕННЫМ ИОННЫМ СОСТАВОМ: НОВЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
В.В. Ахметгареев[1], Р.С. Хисамов[2]
[1]Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма,
[2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 116

СТРОЕНИЕ ЭРОЗИОННЫХ ВРЕЗОВ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ НА НОВО-ЕЛХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
А.Н. Ахметов[1], И.З. Чупикова[2]
[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет,
[2]Нефтегазодобывающее управление «Елховнефть» 120

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
В.Г. Базаревская, М.Х. Мусабиров, А.Ф. Яртиев
Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма 122

ОЦЕНКА МЕТАЛЛОНОСНОСТИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РФ
А.А. Бондарь[1], Т.А. Марютина[1,2], А.З. Попова[1], Т.В. Мокочунина[1]
[1]ООО «Инжиниринговый центр МФТИ», г. Москва,
[2]Институт геохимии и аналитической химии им. В.И.Вернадского РАН, г. Москва 126

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
М.Я. Боровский[1], С.В. Шакуро[1], А.С. Борисов[2], В.Н. Филимонов[1], В.И. Богатов[1], И.В. Успенский[2]
[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань,
[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань 128

РАЗВЕДОЧНАЯ ГЕОФИЗИКА НА НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
М. Я. Боровский[1], А.С.Борисов[2], В.И.Богатов[1], В.Н.Филимонов[1], И.В.Успенский[2]
[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань,
[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань 131

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ (С ПРИМЕНЕНИЕМ МУН) ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕЙ ИСТОЩЕННЫХ ОБЪЕКТОВ
А.Т.Габдрахманов
Альметьевский государственный нефтяной институт 133

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ ПРИ ИНТЕГРИРОВАННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ
А.Р.Галимзянова, Р.Н. Гатауллин
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН) 135

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПАРОТЕПЛОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ: ЭКОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ
Р.М. Гареев[1], М.Я. Боровский[2], Г.И. Петрова[3], П.Н. Кубарев[3], В.И. Богатов[2], С.В.Шакуро[2], В.Н. Филимонов[2]
[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [2]ООО «Геофизсервис», г. Казань,[3]ТатНИПИнефть, г. Бугульма 139

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕБИТУМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМБИНИРОВАННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ
Р.Н. Гатауллин
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН) 144

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов, Е.В. Леванова, Р.И. Музипов
Альметьевский государственный нефтяной институт 148

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТРЕЩИННО-КАВЕРНОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
Н.А. Докучаева[1], Б.В. Успенский[2], Е.Е. Андреева[1], А.Г. Баранова[1], С.Е. Валеева[1]
[1]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ,aee8277@rambler.ru 150
[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет 150

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СУПЕРДЛИННЫХ ПАРНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ
А.Т. Зарипов[2], Р.С. Хисамов[1], , Ф.Ф. Ахмадишин[1], Д.К. Шайхутдинов[1,3]
[1]ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, г.Альметьевск, [2]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, [3]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск 153

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ОСВОЕНИЯ ПАРНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН КАК ОДНОГО ИЗ ВАЖНЫХ ЭТАПОВ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ
Я.В. Захаров[1], А.Т. Зарипов[1],М.И. Амерханов[1], Д.К. Шайхутдинов[1,2]
[1]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма,
[2]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск 157

ТЕРМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОДУКТОВ АКВАТЕРМОЛИЗА СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ
Д.А.Ибрагимова[1], Ю.М. Ганеева[2], С.М.Петров[1,3], Л.Р. Байбекова[1], Я.И.И. Абделсалам[1], Н.Ю.Башкирцева[1]
[1]Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань,
[2]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт органической и физической химии имени А. Е. Арбузова» Казанского научного центра РАН, Казань
[3]Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань 160

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ
З.С. Идиятуллина, В.В. Ахметгареев, Е.К. Плаксин, И.Н. Музоваткин
Институт ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть», г. Бугульма 162

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА
Н.И. Искрицкая, В.Н. Макаревич, О.Е. Савенкова
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), г. Санкт-Петербург 165

ВЛИЯНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД
Х.М. Исламов
Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (КазНИГРИ) 168

ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ДАНКОВО-ЛЕБЕДЯНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ФАМЕНСКОГО ЯРУСА
Л.Б.Кадырова
НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» 171

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ПЕРМСКОГО РАЗРЕЗА НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»
Э.Р. Казаков, В.Б. Либерман, К.А. Сухов
Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г.Казань 175

ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫЕ БИТУМИНОЗНЫЕ ПОРОДЫ И ВОЗМОЖНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИХ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА (НА ПРИМЕРЕ САРМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)
Г.П.Каюкова[1,2], Л.Е.Фосс[1], И.Н.Плотникова[2], А.В.Вахин[2]
[1]Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, г. Казань, [2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань 178

ВЛИЯНИЕ ВНУТРИПЛАСТОВЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА РАЗРАБОТКУ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
И.П. Косачев[1], В.Г.Изотов[2], Л.М. Ситдикова[2], Э.М.Косачева[1]
Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, г.Казань, [2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г.Казань 182

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СЛАНЦЕНОСНОЙ ТОЛЩИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА КАРОТАЖА
Н.С.Лавренко, Н.В.Конанова
Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, ФАНО, Сыктывкар, Россия 185

ОПЕРАТИВНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОИСКОВОГО БЛОКА В РАЙОНЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СЛАНЦЕВ MARCELLUS (США) ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНЫМ МЕТОДОМ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ДЗЗ
С.П. Левашов[1], Н.А. Якимчук[1], И.Н. Корчагин[2], М.Я. Боровский[3]
[1]Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, Киев, Украина, [2]Институт геофизики НАНУ им. С.И. Субботина, Киев, Украина, [3]ООО «Геофизсервис», Казань, Республика Татарстан, Россия 188

ТЕРМОЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НИЗКО- УЛЬТРАНИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ
А.А. Липаев[1], Р.Ш. Абсалямов[2]
[1] «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, [2] НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 192

ИЗУЧЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КГРП С УЧЕТОМ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ
И.И. Маннанов, Л.И.Гарипова
Альметьевский государственный нефтяной институт 195

О СОВМЕЩЕНИИ ПАРО-ГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ВИБРОВОЛНОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ В УСЛОВИЯХ ДВУХУСТЬЕВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
Е.А. Марфин[1], Я.И. Кравцов[1], А.А. Абдрашитов[1], Г.Г. Куштанова[2]
[1]ФГБУН Казанский научный центр РАН, г. Казань, [2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань 198

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН
Е.В. Мехеев[1], Р.С. Хисамов[2], А.Т. Зарипов[1], Л.И. Мотина[1]
[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, [2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 202

О ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗРЕЛЫХ И ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
В.Н.Михайлов[2,3], А.А.Потрясов[1], Ю.А.Волков[3]
[1]ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», [2]ООО «КНТЦ «Недра», [3]ООО «ЦСМРнефть» *205*

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА
Морозов В.П., Кольчугин А.Н., Королев Э.А., Плотникова И.Н., Пронин Н.В.
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань *210*

НОВАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С УЧЕТОМ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ
Р.Х. Муслимов
доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН *211*

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И ОСТАТОЧНЫЕ НЕФТИ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – МОЩНЫЙ РЕЗЕРВ РАЗВИТИЯ ТЭР В 21 СТОЛЕТИИ (НА ПРИМЕРЕ СУПЕРГИГАНТСКОГО РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)
Р.Х. Муслимов
доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН *216*

СТРАТЕГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ МЕЛКИХ И СРЕДНИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РТ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ
Р.Х. Муслимов
доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН *221*

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ТРАДИЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ЗАЛЕЖИ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ СТАНУТ ОПРЕДЕЛЯЮЩИМИ ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ

ТЭР УЖЕ С СЕРЕДИНЫ ТЕКУЩЕГО СТОЛЕТИЯ
Р.Х. Муслимов
доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ, академик АН РТ, РАЕН и АГН *224*

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
И. А.Мустафин , Р. С.Шайхутдинов
ОАО «РН – «СахНИПИморнефтегаз», г.Южно-Сахалинск, ОАО «Татнефтегеофизика», г.Казань *229*

ОСОБЫЕ МЕТОДЫ И ПОДХОДЫ ДЛЯ ЗАМЕРОВ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ОТБОР ГЛУБИННЫХ ПРОБ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОГО ГАЗА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
С.В.Новиков, М.В. Чарупа, В.А. Блинов, П. Вейнхебер, Д.В. Руденко
Шлюмберже, Москва *231*

О РАДИУСАХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ
М.Н. Овчинников, А.Г. Гаврилов, Г.Г. Куштанова
Казанский (Приволжский) федеральный университет *236*

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЖЕНОВСКО-АБАЛАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ФРОЛОВСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)
Е.В. Олейник, Е.Е.Оксенойд
АУ «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана», Тюмень *238*

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАЛЕОФАЦИАЛЬНЫХ ОБСТАНОВОК ФОРМИРОВАНИЯ ДОМАНИКИТОВ
С.Б.Остроухов[1,2], И.Н. Плотникова[1], Н.В.Пронин[1], Ф.Ф.Носова[1], Г.Т.Салахидинова[1]
[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, [2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» *242*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ
С.И. Петров[1], М.Я. Боровский[2], А.С. Борисов[1], В.Н. Филимонов[2], В.И. Богатов[2]
[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань,
[2]ООО «Геофизсервис», г. Казань 245

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ СВЕРХКРИТИЧЕСКИМ ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА ИЗ ОДНОРОДНОГО ОБВОДНЕННОГО ПЛАСТА
А.В. Радаев, А.Н. Сабирзянов, А.Н. Шакиров, И.Д. Закиев, А.А. Давлетшин
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет», Академия наук Республики Татарстан 249

ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ К НЕКОНДИЦИОННЫМ ЗАПАСАМ (ОСТАТОЧНЫМ ЗАПАСАМ ПОНИЖЕННОГО КАЧЕСТВА)
Р.Н.Салиева
Государственное научное бюджетное учреждение Академия наук Республики Татарстан, г.Казань 252

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВН
Р.Р. Сатдаров, М.А. Сайфутдинов
НГДУ «Нурлатнефть», ПАО «Татнефть», г. Нурлат 254

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПЛАСТА ЮВ-1 ЗАПАДНО-ПОВХОВСКОГО УЧАСТКА, ВЫЯВЛЕННЫЕ ПО ДАННЫМ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ
Ф.С. Салимов
ОАО «НПФ Геофизика» 257

НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ, ВСТУПАЮЩАЯ В СИЛУ С 01.01.2016, – ОТРАЖЕНИЕ ОБЪЕКТИВНОЙ РЕАЛЬНОСТИ ИЛИ ОЧЕРЕДНОЙ ФАЛЬСТАРТ?
А.Ф.Сафаров
Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма 262

ОСОБЕННОСТИ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ: ОПЫТ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН НА ПРИМЕРЕ АЛЖИРА
И.Р. Сафин
Филиал «Газпром ЭП Интернэшнл Сервисиз Б.В.», г.Санкт-Петербург 266

КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ФУНДАМЕНТА ТАТАРСКОГО СВОДА КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
Е.Ю. Сидорова, Л.М. Ситдикова, В.Г. Изотов, Н.М. Хасанова, Н.М. Низамутдинов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань 269

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СЕВЕРО-АШАЛЬЧИНСКОГО И ЮЖНО-АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМАМИ ИХ РАЗРАБОТКИ
Ситдикова Л.М., Махмутов Б.И., Хасанова Н.М., Низамутдинов Н.М., Изотов В.Г., Сидорова Е.Ю., Бадрутдинов О.Р., Христофорова Д.А., Хасанов Р.А.
Казанский (Приволжский) федеральный университет
Институт геологии и нефтегазовых технологий 271

ЗАКОНОМЕРНОСТИ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПОРОД И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ДИМИТРОВСКОГО ГНМ И ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ)
Н.А Скибицкая[1], Р.С. Хисамов[2], В.Г. Базаревская[3], О.К. Навроцкий[4], В.А. Кузьмин[1], И.О. Бурханова[1], М.Н. Большаков[1], О.П. Яковлева[1], В.А. Крючков[1]
[1]ИПНГ РАН, г. Москва, [2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск,
[3]ОАО «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, [4]ФГУП «НВНИИГГ», г. Саратов 276

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
З.М. Слепак
Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ 281

ИНФОРМАТИВНОСТЬ МАЛОГЛУБИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ЗОНЕ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТЕРРИГЕННЫЙ ПЛАСТ-КОЛЛЕКТОР ПРИ SAGD НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СВН
А.В.Степанов, Р.Н.Ситдиков, А.В.Головцов
Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета 285

К ВОПРОСУ О БОРЬБЕ С ПРИХВАТОМ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В БУРЕНИИ СКВАЖИН
А.Б. Сулейманов
Азербайджанская государственная нефтяная академия 288

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ТУЙМЕТКИНСКОЙ, УЛАНОВСКОЙ И ВАРВАРКИНСКОЙ ЗАЛЕЖАХ СВН ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА С ЦЕЛЬЮ ПОДГОТОВКИ ИХ К ПРОМЫШЛЕННОМУ ОСВОЕНИЮ
К.А. Сухов, А.З. Ахметшин, Р.Н. Яруллин
Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г. Казань 290

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОДГОТОВКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ К ОСВОЕНИЮ
Б.В. Успенский[1], М.Я. Боровский[2], Р.Ф. Вафин[1], С.И. Петров[1]
[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань,
[2]ООО «Геофизсервис», г. Казань 294

ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В ЭЛЕМЕНТЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ
М.Х. Хайруллин, П.Е. Морозов, М.Н. Шамсиев, А.И. Абдуллин
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук 296

МЕТОД ЭКСПРЕССНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ЖЕЛЕЗА В ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ
Ю.Э. Халабуда
К(П)ФУ, Институт физики, г. Казань 300

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ И СОСТАВА СВН И ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СПОСОБОМ ПГВ
Ю.В. Ханипова, Ш.Г. Рахимова, М.И. Амерханов, О.М. Андриянова
Институт «ТатНИПИнефть» 301

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ДЛЯ ПОИСКОВ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП
Р.Г.Ханнанов, А.Р.Якупов, И.М.Мухаметвалеев
ПАО «Татнефть», НГДУ «Бавлынефть» 305

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СТРОЕНИЯ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
Р.С.Хисамов, В.Г.Базаревская, Т.И.Тарасова, Н.А.Бадуртдинова, О.В.Михайлова
ПАО «Татнефть», Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти 318

ОСОБЕННОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФРАНСКО-ФАМЕНСКОГО ВОЗРАСТА В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН НА ПРИМЕРЕ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Р.С. Хисамов[1], Н.Р. Хайруллина[1], С.Е. Войтович[2], Н.Г. Веденина[2], Н.П. Зиганшина[2]
[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск,
[2]ТГРУ ПАО «Татнефть», г.Казань 323

ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ДОМАНИКИТАХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА
Р.С. Хисамов[1], Р.З. Мухаметшин[2], Н.Ф. Гумаров[3], Р.М. Миннуллин[3]
[1П]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск;
[2] Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань,
[3]НГДУ «Альметьевнефть», г. Альметьевск *327*

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВЫХ ПЕРЕСЧЕТОВ ЗАПАСОВ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ
Р.С. Хисамов[1], Н.Р. Хайруллина[1], С.Е. Войтович[2], Н.В. Акчурина[2], А.Ф. Хадеева[2]
[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск,
[2]ТГРУ ПАО «Татнефть», г. Казань *330*

ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОТРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ В ДОМАНИКОВЫХ (ДОМАНИКОИДНЫХ) ОТЛОЖЕНИЯХ ФРАНСКО-ФАМЕНСКОГО ВОЗРАСТА НА ЗЕМЛЯХ РАСПРЕДЕЛЕННОГО И НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН
Р.С. Хисамов[1], С.Е. Войтович[2], В.Б. Либерман[2], П.В. Чинарева[2], Е.Г. Цишейко[2]
[1]ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина,
[2]ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, Татарское геологоразведочное управление *334*

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РАСПОЛОЖЕНИЯ И ОРИЕНТАЦИИ СТВОЛОВ В НЕОДНОРОДНЫХ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТАХ
Р.С. Хисамов[1], И.Н. Файзуллин[2], В.А. Таипова[3], Г.Х. Матющенко[4], Г.А. Сизова[5], В.М. Сергеев[6]
[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [2,4,5,6] ЗАО «Центр научных исследований и проектирования – МНК», г. Альметьевск, [3]НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть», г. Альметьевск *338*

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОКРАТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ ВПП НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПАО «ТАТНЕФТЬ
Р. С. Хисамов[1], И. Н. Файзуллин[2], В. А. Таипова[3], Г. Х. Матющенко[4], Г. А. Сизова[5], В. М. Сергеев[6]
[1]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [2,4,5,6.] ЗАО «Центр научных исследований и проектирования – МНК», г. Альметьевск, [3]НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть», г. Альметьевск *344*

ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТЕРРИГЕННЫЕ И КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ МОДИФИЦИРОВАННЫМИ БИОПОЛИМЕРНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ
М.Р. Хисаметдинов[1], Т.Ю. Елизарова[1], З.М. Ганеева[1], А.М. Евдокимов[2], М.Т. Ханнанов[3]
[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма,
[2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск; [3]НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» *357*

ИССЛЕДОВАНИЕ ПО РАЗРАБОТКЕ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ УСЛОВИЙ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПАО «ТАТНЕФТЬ»
М.Р. Хисаметдинов, Т.Н. Назина, А.А. Миних, А.В. Михайлов, А.Р. Каримова
ООО «НТЦ Татнефть», г. Бугульмabio *361*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ СОСТАВА БИТУМОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧЕРЕМШАНО-БАСТРЫКСКОЙ ЗОНЫ
Н.С. Шарипова, Б.В. Успенский
Казанский (Приволжский) федеральный университет г. Казань *364*

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПАРАМЕТРОВ ПАРА И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА
К. Шайхутдинов[1,2], А.Т. Зарипов[1]
[1]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма,
[2]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск *367*

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВОГО НАНОСТРУКТУРИРОВАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МОРСКОГО БУРЕНИЯ
Э.К. Шахбазов, Э.А. Кязимов, А.А. Ашурова
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR *371*

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Э.К.Шахбазов, Э.А.Кязимов
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Государственная нефтяная компании Республики Азербайджан, Баку 373

МИРОВОЙ ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ
М.Р. Якубов, М.И. Амерханов, Р.С. Хисамов
Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН,
Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» 378

РЕСУРСЫ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
Д.Г. Яраханова
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань 380

ОЖИДАЕМАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ДАНКОВО-ЛЕБЕДЯНСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.Ф. Яртиев[1], М.Х. Мусабиров[1], Р.Г. Ханнанов[2], В.Б. Подавалов[2]
[1]Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма,
[2]НГДУ «Бавлынефть», г. Бавлы 382

ГЛУБИННАЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМАЯ НЕФТЬ: ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА, УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ
И. Г. Ященко
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск 385

ISBN 978-5-906701-61-9



Научное издание

ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ:
МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

Редактор *А.Г. Аксенова*
Технический редактор *А.А. Низамиев*

Подписано в печать 17.08.2015. Формат 60×84 $^{1}/_{8}$. Бумага мелованная.
Гарнитура «Таймс». Объем 50,0 п.л.
Тираж 500 экз. Заказ

ООО «Ихлас»
420066, Казань, ул. Декабристов, 2

ООО полиграфическая компания «Астор и Я»
420021, г. Казань, ул. Ахтямова 4-3

Отпечатано в филиале ОАО «ТАТМЕДИА» «ПИК «Идел-Пресс»
420021, г. Казань, ул. Декабристов, 2