



Рис. 2. Характеристика генерационного потенциала пород (А) и типа ОВ (Б) верхнеюрско-нижнемеловой нефтематеринской толщи (Нижнеартровский свод) по данным пиролиза

Литература

1. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) // Нефтяное хозяйство, 2013. – № 10. – С. 32 – 37.
2. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. – С. 10 – 12.
3. Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Малыхин А.Я. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2004 г. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГИМС, 2004. – 114 с.

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ЯК-III-VII В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

А.Ю. Фомичев, Л.К. Кудряшова

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Контроль процесса разработки месторождения – это важный элемент управления добычей, который включает в себя сбор, обработку, обобщение, объединение в единое целое всей информации о залежи для получения сведений о текущем состоянии, динамике показателей разработки и соответствии их проектной документации. Особое внимание необходимо уделять изучению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), которые являются основными характеристиками пласта-коллектора. Своевременный анализ ФЕС позволяет выбрать оптимальный вариант разработки и рациональный метод увеличения нефтеотдачи (МУН).

В связи с этим цель данной работы – проанализировать изменение основных фильтрационных параметров пласта. Объектом исследования являются продуктивные песчаные пласты Як-III-VII Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения – одного из крупнейших месторождений России, открытых и введенных в эксплуатацию за последние двадцать пять лет.

Ванкорское месторождение расположено на севере Красноярского края, в Туруханском районе. В тектоническом отношении рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы. Согласно принятой схеме нефтегазоносного районирования, месторождение относится к Сузунскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской НПП [1]. Основная газонефтяная залежь пластовая сводовая массивного типа приурочена к песчаным пластам Як-III-VII яковлевской свиты раннемелового возраста.

Яковлевская свита на месторождении представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержаны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

Измерение ФЕС может быть осуществлено с помощью трех основных способов: лабораторный анализ керна, геофизические исследования (ГИС) и гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

Рассмотрим основные характеристики ФЕС пластов Як-III-VII. Пористость по керну и ГИС соответственно 27 % и 28 %; проницаемость по керну – 578,4 мД, ГИС – 528,5 мД, ГДИС – 253,6 мД. В целом же ФЕС изменяются в широком диапазоне, как по разрезу, так и по площади. Из анализа результатов ГДИС видно, что проницаемость колеблется от 0,7 до 1060,0 мД, а пористость по керну – от 5,9 до 29,1 %. Столь разные значения ФЕС определяются особенностями методики исследования. Лабораторные изучения керна выполняются с высокой точностью, но по ряду причин применение данного метода на стадии промышленной разработки затруднено. Во-первых, из-за того, что отбор керна в лучшем случае проводится в каждой десятой скважине. Во-вторых, всегда остается вопрос о представительности керна, в связи с его неполным выносом. В то время как геофизические исследования скважин дают возможность определить только объемные параметры (пористость, насыщенность). Проницаемость же является динамической характеристикой и определяется через эмпирические зависимости типа пористость-проницаемость, которые вносят некоторую погрешность. Наиболее достоверной методикой оценки ФЕС пластов является ГДИС. Они учитывают фильтрацию флюида в пластовых условиях одновременно по всей толщине залежи. Радиус изучения значительно больше и может составлять более километра, тогда как керновые исследования и методы ГИС отражают свойства пласта в непосредственной близости (первых метрах) от ствола скважины. Применение ГДИС может дать представление о динамике изменения ФЕС пласта и об энергетическом состоянии залежи.

Именно поэтому для анализа состояния разработки на Ванкорском месторождении широко применяются данные, полученные с помощью гидродинамических исследований, а именно коэффициент проницаемости, пластовое давление, гидро- и пьезопроводность, скин-фактор.

В рамках исследования проанализированы результаты ГДИС по 35 скважинам (период 2010-2013 гг.), расположенным в южной и центральной частях залежи Як-III-VII. В северной части участок исследований ограничивается разломом. Построены карты пластового давления и проницаемости (на 2010 г. и 2012 г.).

На построенной карте пластового давления видно, что за первые годы разработки месторождения (I стадия), когда система поддержания пластового давления (ППД) еще только формировалась, произошло снижение давления на 10 %, особенно в центральной части исследуемого участка. При этом горная порода испытала дополнительные нагрузки, которые привели к упругим и пластическим деформациям коллектора, что существенно повлияло на ФЕС. Это можно наблюдать на динамике показателей добывающих скважин – ухудшение проницаемости составило в среднем 30 %.

Что касается снижения фильтрационных параметров в нагнетательных скважинах, то проницаемость падает в среднем на 46 %. Наиболее часто вина этому заключается в загрязнении призабойной зоны пласта (ПЗП) механическими примесями и продуктами коррозии, оставшейся окисленной нефтью, отложениями солей и набуханием глин породы-коллектора при нагнетании в пласт подтоварных вод. Для изучения причин ухудшения фильтрационных параметров пластов Як-III-VII Ванкорского месторождения проведен ретроспективный анализ результатов ГДИС на примере близко расположенных скважин и оценено их влияние друг на друга.

Проанализируем добывающую скважину 304, расположенную на юге исследуемого участка. На данном объекте проведено 6 записей КВД в период с 2010 г. по 2013 г. При изучении диагностических графиков видно, что производные давления по всем исследованиям имеют схожий вид. Это свидетельствует о том, что модель течения за весь период не менялась и соответствовала модели притока к горизонтальным скважинам «Две непроницаемые границы – гомогенная», подразумевающая однородный пласт с непроницаемыми кровлей и подошвой пласта.

При сравнительном анализе результатов исследований в целом наблюдается снижение фазовой проницаемости пласта-коллектора по нефти, но при этом в 2013 г. фиксируется резкое увеличение общей проницаемости. Это сопровождается увеличением обводненности с 0,5 % до 57,5 % и соответственно уменьшением фазовой проницаемости по нефти, происходит изменение скин-фактора с -5,10 до -6,04. Также можно отметить рост пластового давления в пределах зоны дренирования скважины 304 на фоне общего его снижения в целом по месторождению. Все вышеизложенные изменения, могут указывать на неоптимизированный режим системы ППД, сопровождающийся прорывом нагнетаемых вод в скважину. Стоит заметить, что данные противоречия в расчетных параметрах могут быть связаны с неопределенностью при определении эффективной длины горизонтальной секции. Это характерно для почти всех горизонтальных скважин изучаемого месторождения.

На диагностическом графике часто отмечается резкий «провал» производной давления вниз, связанный с процессом сегрегации фаз флюида после остановки скважины. Данное обстоятельство затрудняет выбор модели послепритока и оценку его параметров, а также может негативно сказаться на качестве совмещения смоделированного давления и производной с замеренными данными. В силу того, что поздний радиальный режим не был достигнут, результаты интерпретации, в частности эффективная длина горизонтальной секции и анизотропия пласта, будут нести погрешность [2].

Чтобы проследить причины снижения фильтрационных параметров рассмотрим соседнюю нагнетательную скважину 302 и оценим ее влияние на данную скважину. На данном объекте было проведено 3 исследования КПД и 1 исследование ИД в период 2011-2013 гг. Для интерпретации использовалась модель трещины бесконечной проводимости. Значение проницаемости колеблется около 23 мД и определяется на псевдорадальном режиме течения по конечному участку стабилизации производной давления. На диагностических графиках регистрируется наклон производной близкий к $\frac{1}{4}$, что, вероятно, вызвано наличием трещины в ПЗП [2].

При ретроспективном анализе всех КПД отмечается рост влияния билинейного режима течения, соответственно увеличение длины трещины и изменение полного скин-фактора до -3,77. Данное изменение сопровождается увеличением объемов закачки с 1500 м³/сут до 3200 м³/сут и забойными давлениями выше давления раскрытия трещин (25,8 МПа). В результате излишней приёмности и избыточного давления закачки процессы в призабойной зоне приводят к авто-ГРП и образованию трещин. В результате этого формируется неравномерный профиль приёмности, что в свою очередь приводит к изменению линии тока нагнетаемой воды, неравномерному вытеснению нефти, высоким темпам обводнения соседних добывающих скважин по трещинам, а в итоге к снижению фазовой проницаемости нефти (как в скважине 304). Настоящая операция вносит существенные сложности в работу системы ППД и осложняет ее оптимизацию.

Проанализировав динамику фильтрационных параметров пластов Як-III-VII в целом по месторождению и отдельно по скважинам, можно сделать вывод о снижении коллекторских свойств призабойной зоны в добывающих и нагнетательных скважинах. Причиной тому являются упругие и пластичные деформации коллектора из-за снижения пластового давления; неоднородность распространения фронта нагнетаемой воды за счет авто-ГРП; набухание глин породы-коллектора при нагнетании в пласт вод. Все это приводит к значительному снижению дебитов нефти, что сильно влияет на КИН и обуславливает потребность в применении методов увеличения нефтеотдачи, необходимых для восстановления проницаемости ПЗП.

Учитывая, что месторождение находится в начале второй стадии разработки, характеризующейся ростом добычи, а также принимая во внимание геологические особенности и физико-химические свойства нефти пластов Як-III-VII, наиболее рационально на данном этапе использовать методы увеличения нефтеотдачи на нагнетательных скважинах, а именно потокоотклоняющие технологии, которые способствуют выравниванию профиля приёмности скважин, перераспределению фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости высокообводненных пропластках продуктивных пластов и ликвидации прорывов воды за счет повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон пласта. Блокирование высокопроницаемых интервалов пласта возможно на основе применения широкого круга реагентов: осадкообразующих, полимерных и пенных систем, гидрофобизаторов, резиновой крошки, хорошо зарекомендовавших себя на месторождениях-аналогах – Самотлорском и Лянторском [3].

Ухудшение состояния призабойной зоны пласта является естественным и неизбежным последствием интенсивной эксплуатации месторождения. Но стоит отметить, что только правильный и своевременный анализ текущего состояния объектов и динамики ФЕС позволит вовремя принять решение по выбору более рационального способа разработки, а также определить оптимальный метод увеличения нефтеотдачи. Всё это позволит продлить срок эксплуатации месторождения и достичь максимальный КИН.

Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
2. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
3. Кононенко А.А. Пути повышения эффективности обработок обводненных скважин // Состояние, перспективы внедрения повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западной Сибири – Тюмень, 1990.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ РОГОЖНИКОВСКО-ЛЯМИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХМАО-ЮГРЫ А.И. Цепляева

Научный руководитель профессор С.Р. Бембель
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

За последние 10-15 лет на территории западной части Среднего Приобья были открыты и вовлечены в разработку месторождения Рогожниковско-Ляминской группы. Современные проблемы нефтяной геологии обусловлены повсеместным переходом к освоению месторождений нефти и газа со сложным геологическим строением. Одним из наиболее ярких примеров таких месторождений является крупное Рогожниковское месторождение и его спутники: месторождение им. В.И. Шпильмана, Высотное, месторождение им. Н.К. Байбакова.

В административном отношении месторождения находятся в Октябрьском и Ханты-Мансийском районах и входят в состав Красноленинской нефтегазоносной области.

В этом нефтегазоносном районе залежи нефти сформировались в коллекторах на различных стратиграфических уровнях: доюрские образования (пласты Tr, Pz), нижняя юра (шеркалинская свита), средняя юра (тюменская свита), верхняя юра (тутлеймская, абалакская свиты), нижний мел (викуловская, фроловская свиты). На крупном Рогожниковском месторождении, например, промышленно продуктивные пласты: ВК₁ (верхи викуловской свиты), ЮК₀ (бажениты тутлеймской свиты), ЮК₁ (абалакская свита), ЮК₂₋₃, ЮК₄, ЮК₅ (тюменская свита), Tr (вулканогенные образования пермо-триаса), Pz (породы палеозоя). Незначительные притоки нефти получены также из отложений пласта АК₃ (верхи фроловской свиты) [1]. Разработка этих месторождений ведется с 2005 г., при этом часть из них введена в опытно-промышленную разработку. Одновременно происходит открытие новых залежей на соседних площадях по объектам: ВК₁, ЮК₂₋₅, Tr, (КВ+Pz) и др. Средний дебит скважин по нефти – 25,1 т/сут, хотя есть и наиболее интересные скважины с дебитом до 100 т/сут.

Применение исследований 3D сейсморазведки, ее детальной интерпретации, совместно с результатами исследования керна позволяют выделять новые фациальные особенности строения, например, викуловской