

УДК 553.98.061.33

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

А.Ю. Хромовских, Г.М. Волощук*

ОАО «ТомскНИПИнефть»

*ООО «Геоинформэксперт», г. Томск

E-mail: KhromovskikhAY@nipineft.tomsk.ru

Установлено, что одним из главных факторов, регулирующих темпы генерации углеводородов, является процесс их первичной миграции. Проведенный анализ генерационного потенциала баженовской свиты по месторождениям Каймысовского свода показал, что установленные геологические запасы нефти месторождений вполне могли быть генерированы отложениями баженовской свиты, залегающими в пределах контуров нефтеносности. Показано, что при наличии разделяющего мощного флюидоупора между нефтематеринской породой и пластом-коллектором процесс миграции углеводородов исключен, и нефтяная залежь в ловушках не образуется. Сделан вывод о том, что формирование верхнеюрских залежей за счет латеральной миграции нефти из погруженных зон прилегающей территории невозможно, а происходит, в основном, за счет углеводородов, генерированных в баженовской свите непосредственно на месторождениях при вертикальной миграции их в направлении сверху вниз. Латеральная миграция если и имеет место, то в очень ограниченных размерах при перераспределении нефти в пределах порового пространства залежи.

Ключевые слова:

Нефтематеринская порода, генерация, миграция, коллектор, залежь.

Key words:

Source rock, generation, migration, reservoir rock, accumulation.

Формирование большинства нефтяных залежей Западной Сибири связано с нефтегазоматеринскими отложениями баженовской свиты. Объектом исследования являются верхнеюрские залежи нефти, для которых аргиллиты баженовской свиты играют роль как нефтегазоматеринской толщи, так и покрышки.

Вопросы генерации, миграции углеводородов и формирования их залежей в верхнеюрских отложениях в достаточной степени изучены многими исследователями. Тем не менее, эти вопросы столь многогранны и разнообразны, что требуют дополнительных исследований и уточнений. По справедливому замечанию А. Леворсена [1], каждая залежь — единичное явление, и её образование можно считать конечным результатом взаимодействия 20–25 переменных величин. Однако, несмотря на разнообразие этих величин, сегодня сложились некоторые общепринятые положения:

1. При накоплении осадочной толщи пород пласты, содержащие органический материал, погружаются и подвергаются периодическому уплотнению, что сопровождается генерацией углеводородов. Интенсивность генерации углеводородов увеличивается по мере роста давления и температуры. Поэтому принято считать, что при прочих равных условиях степень генерации углеводородов во впадинах будет всегда выше, чем на соседствующих положительных структурах, а соответственно и основной миграционный поток углеводородов поступает из погруженных зон.
2. Миграция углеводородов из баженовской свиты происходит в двух направлениях. Первое направление — снизу вверх по тектоническим на-

рушениям и сопутствующим им трещиноватым зонам, нарушающим целостность верхнего флюидоупора — аргиллитов куломзинской свиты. Следствием этого является формирование залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях. Второе направление миграции — по латерали в песчаных коллекторах васюганской свиты, что приводит к формированию в них нефтяных залежей.

3. Процесс миграции контролируется силовыми факторами: капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационной сегрегацией углеводородов.

Рассмотрим подробнее каждое из этих положений применительно к верхнеюрским нефтяным залежам юго-востока Западно-Сибирской платформы.

Общеизвестно, что углеводороды в процессе генерации первично аккумулируются в поровом пространстве баженовских аргиллитов, общая пористость которых не превышает 10 %, а открытая пористость близка к нулю. Размеры поровых каналов подавляющей части глинистых нефтегазоматеринских отложений не превосходят в среднем 3 нм, и образование так называемой микронефти оказывается невозможным, т. к. минимальные размеры капель газа и нефти составляют 7 и 5...10 нм соответственно. Поэтому в условиях порового пространства нефтегазоматеринских отложений образование газовых и нефтяных пузырьков невозможно, и углеводороды находятся в виде гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы.

В нефтегазоматеринской толще происходит повышение пластового давления, а при её изоляции

возникают аномально высокие пластовые давления, т. к. известно, что коэффициент объемного расширения нефти в 200 раз больше, чем для горных пород, газа — в 800 раз. Такое явление отмечается в погруженных зонах, как, например, в скважине № 300Р Поньжевой площади, где пластовое давление в баженовских аргиллитах на 3,84 МПа превышает пластовое давление нижележащего песчаного пласта Ю₁¹.

В отдельных случаях повышение пластового давления приводит к появлению дополнительной пористости за счет формирования трещин внутри нефтегазоматеринской толщи и образованию нефтяных залежей по типу Большого Салыма. По этому вопросу Ф.Г. Гулари считает [2], что «...для формирования залежи в баженовке необходимо соблюдение некоторых параметров, главными из которых являются мощность отложений не менее 25 м, определенная степень катагенеза органического вещества и наличие нижнего флюидоупора более 7...10 метров».

По мнению А.Г. Арье [3], при отсутствии дополнительной пористости за счет трещиноватости нефтегазоматеринской толщи, процесс генерации может продолжаться лишь до той поры, пока не исчерпается емкость порового пространства по отношению к углеводородному веществу. Принято считать, что первичная миграция углеводородов из нефтегазоматеринской толщи происходит уже по мере их накопления до 20...30 % порового пространства породы [4]. Источниками формирования миграционного потока являются повышенное в процессе генерации внутрипоровое давление, а также отжатие флюидов и поровой воды за счет уплотнения пород.

Совершенно ясно, что процесс генерации углеводородов тесно связан с первичной миграцией и во многом определяется ее интенсивностью. Такой вывод вполне объясняет малое количество нефтяных залежей в погруженных зонах, где из аргиллитов баженовской свиты в большинстве случаев невозможна первичная миграция в связи с отсутствием или очень низкой проницаемостью коллекторов нижележащей васюганской свиты. Очевидно, что если затруднена первичная миграция, то после заполнения углеводородами порового пространства нефтегазоматеринской толщи процесс генерации замедляется или приостанавливается.

Отсюда можно сделать вывод, что одним из главных факторов, регулирующих темпы генерации углеводородов, является процесс их первичной миграции.

Поэтому повсеместно встречающиеся в погруженных зонах обильные нефтепроявления в керне баженовских аргиллитов являются не результатом высокой степени генерации, как это принято считать, а итогом полного заполнения углеводородным веществом порового пространства нефтегазоматеринской толщи при невозможности первичной миграции. Следствием этого является приостановка процесса генерации.

Одна из основных проблем нефтяной геологии — это механизм миграции нефти и газа в породах и аккумуляции их в ловушках. Принято разграничивать этот механизм на процессы первичной и вторичной миграции углеводородов.

Как уже отмечалось, в процессе первичной миграции углеводородные молекулы находятся в виде гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы. Поэтому из нефтегазоматеринской толщи они беспрепятственно перемещаются вместе с отжимаемыми поровыми водами в режиме флюидации за счет повышенного в процессе генерации внутрипорового давления и литостатического давления поровых флюидов. Направлением движения потока является зона разгрузки давления (пористая или трещиноватая среда).

Таким образом, в процессе первичной миграции вода выполняет транспортную функцию для молекул углеводородов и, сбрасывая излишек этих молекул в коллекторе, продолжает свое движение, тогда как образовавшаяся углеводородная масса накапливается в коллекторе и образует пузырьки и/или капельки. Считается, что в дальнейшем, в процессе, который называют вторичной миграцией, скопления углеводородов перемещаются самостоятельно, используя поровую воду коллектора как миграционную.

Однако многие исследователи, такие как У. Рассел, А. Леворсен, И.И. Нестеров, В.А. Соколов и др. [1, 5–7] полагают, что движение дисперсной фазы углеводородов, особенно нефти, в абсолютном большинстве пород-коллекторов, типичных для природных резервуаров, невозможно. По их мнению, для миграции изолированных капель нефти требуются силы в несколько тысяч раз больше, чем силы, образуемые нормальными гидродинамическими градиентами.

Вероятно, с приведенными доводами этих исследователей можно согласиться, потому что даже трудно представить процесс миграции нефти из погруженных зон по коллектору-проводнику, если, как правило, проницаемость его составляет всего 0...0,01 мкм², а степень фациальной изменчивости по латерали несоразмерно велика.

Против миграционного процесса говорят и результаты порометрических исследований, проведенных в ОАО «ТомскНИПИнефть» и ОАО «СибНИИНП», г. Тюмень. Данные этих исследований указывают, что в коллекторах V класса (по классификации А.А. Ханина, коэффициент проницаемости равен 0,001...0,01 мкм²) диаметр более половины поровых каналов составляет первые десятки нм, и поэтому миграция капель нефти по таким коллекторам, тем более на большие расстояния, практически исключена.

Напрашивается вывод, что при формировании верхнеюрских нефтяных залежей латеральная миграция нефти из погруженных зон прилегающей территории маловероятна.

Тем не менее, нефтяные залежи в верхнеюрских песчаных коллекторах существуют, а значит должен существовать механизм их формирования.

Анализ генерационного потенциала баженовской свиты, проведенный по месторождениям Каймысовского свода, показал, что установленные на сегодня геологические запасы нефти месторождений вполне могли быть генерированы отложениями баженовской свиты, залегающими даже в пределах имеющихся контуров нефтеносности. Поэтому при формировании нефтяных залежей нет необходимости в поступлении нефти за счет ее миграции из погруженных зон.

В то же время проведенные в лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИ-нефть» исследования керн из отложений баженовской свиты, полученного при бурении скважин на самих месторождениях Каймысовского свода, дали интересные результаты. Комплексное изучение генерационных характеристик нефтепроизводящих пород по технологии ROCK-EVAL, характер изменения молекулярных параметров экстрактов и распределение углеводородов по разрезу показывают, что полученного количества генерируемых углеводородов вполне достаточно для создания условий первичной миграции нефти из нефтематеринской породы в нижележащий коллектор васюганской свиты.

Эти исследования позволяют сделать вывод о том, что на большинстве локальных структур Каймысовского свода в отложениях баженовской свиты стабильно идет процесс генерации углеводородов, который сопровождается их первичной миграцией в песчаные коллекторы васюганской свиты. В результате процесс формирования нефтяных залежей протекает и в настоящее время. Это подтверждается и прямыми нефтепроявлениями в виде запаха и выпотов нефти в керне баженовской свиты большинства месторождений.

Уникальность верхнеюрских залежей Западной Сибири заключается в том, что в них одновременно нефтегазоматеринской толщей и покрывкой (флюидоупором) являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Как уже говорилось, в абсолютном большинстве случаев вертикальная миграция углеводородов из нефтегазоматеринских отложений вверх по разрезу исключена, т. к. они перекрыты мощным флюидоупором — аргиллитами куломзинской свиты нижнего мела. Единственным путём первичной миграции углеводородов является направление вниз — в песчаные коллекторы васюганской свиты. Поэтому при отсутствии в этом направлении препятствий для миграции углеводородов происходит формирование нефтяных залежей в нижележащих песчаных коллекторах.

Наглядным подтверждением этому является картина распространения нефтяных залежей в пределах Каймысовского свода [8]. Здесь в северной и южной частях аргиллиты баженовской и песчаные коллекторы васюганской свит местами разделяются отложениями георгиевской свиты и барабинской пачки. Однако последние не в состоянии играть роль надежного флюидоупора, препят-

ствующего миграции, в связи с незначительной их толщиной (до 1,5...2 м). Поэтому на данной территории и получили распространение все нефтяные месторождения. Совершенно иная картина представляется в центральной части свода, где раздвигательная пачка увеличивается до 8...15 м, в основном за счет глинизации отложений надугольной толщи, и играет роль надежного флюидоупора, препятствующего первичной миграции углеводородов из баженовских аргиллитов. В результате на локальных структурах таких как Западно-Кельватская, Кельватская, Нововасюганская, Пограничная, Черноозерная, Шахматная, отсутствуют нефтяные залежи.

При формировании верхнеюрских залежей определенным интересом представляет процесс вторичной миграции. В данном случае определяющую роль в этом процессе играет структура порового пространства отложений, в которые поступали генерированные углеводороды из нефтегазоматеринской толщи.

Емкостная характеристика пород, подстилающих эту толщу, определяется порами и трещинами [9]. Образование сети макроскопических трещин происходит вследствие разуплотнения пород в зонах действия растягивающих напряжений (в сводовых участках ловушек антиклинального типа). Во время разуплотнения образуется дополнительная емкость, куда и поступает вода флюидационного потока, которая выполняет транспортную функцию для молекулярных ассоциаций углеводородов в процессе первичной миграции. Проникнув из материнской породы в проницаемый, насыщенный водой пласт, нефтяная эмульсия становится более разбавленной и менее вязкой. Не находя каких-либо препятствий для фильтрации в проницаемом пласте, такая эмульсия начинает движение, в основном, по крупным порам и трещинам. Оставляя углеводородные молекулы в коллекторе, вода продолжает свое движение вниз по пласту, тогда как образовавшаяся углеводородная масса накапливается в коллекторе.

В погруженных крыльевых зонах в силу отсутствия растягивающих напряжений и, как следствие, отсутствия открытых трещин слияние капельной нефти не происходит, и гомогенная смесь углеводородного флюида и поровой воды размывается и разносится водным потоком.

Заполнение порового пространства коллектора нефтью происходит селективно. В первую очередь именно в крупных порах и трещинах происходит слияние дисперсной нефти в более крупные тела, дальнейшее движение которых в пористой среде уже практически невозможно по стерическим причинам, а также из-за высоких значений капиллярного давления. Там, где слияние капельной нефти не происходит в силу недостаточного размера пор, коллоидные частицы нефти могут длительное время двигаться в водной среде, пока не встретят поры, с размерами, позволяющими углеводородной массе объединиться в единое целое.

Представленные выше материалы позволяют объяснить процессы формирования верхнеюрских углеводородных залежей в коллекторах, имеющих среднее значение проницаемости 0,015...0,025 мкм² и залегающих ниже нефтегазоматеринской толщи.

Выводы

Установлено, что в процессе генерации под действием повышенного внутривисерного давления транспортировка углеводородов в верхнеюрских коллекторах осуществляется в коллоидном состоянии

в водной среде. Силы, препятствующие их продвижению по коллектору, практически отсутствуют. Латеральная миграция нефти если и имеет место, то в очень ограниченных размерах при перераспределении её в пределах порового пространства залежи.

Формирование залежей нефти в верхнеюрских коллекторах происходит за счет вертикальной миграции, которая контролируется, в основном, качеством флюидоупора, отделяющего эти коллектора от нефтегазогенерирующей толщи, в направлении сверху вниз.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Леворсен А. Геология нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1958. — 487 с.
2. Гурари Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманиках // Геология нефти и газа. — 1984. — № 2. — С. 1–5.
3. Арье А.Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах // Геология нефти и газа. — 1996. — № 7. — С. 3–7.
4. England W.A., Mackenzie A.S. Some aspects of the organic geochemistry of petroleum fluids // Geologische Rundschau. — 1989. — V. 78. — P. 291–303.
5. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии. — М.: Гостоптехиздат, 1951. — 260 с.
6. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. — М.: Недра, 1969. — 335 с.
7. Соколов В.А. Миграция газа и нефти. — М.: Изд-во АН СССР, 1956. — 352 с.
8. Хромовских А.Ю. Роль литологических флюидоупоров в формировании нефтяных залежей Каймысовского свода // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIV Междунар. симпоз. им. М.А. Усова. — Томск: ТПУ, 2010. — Т. 1. — С. 508–510.
9. Зимица С.В. Порово-трещинный тип коллектора на примере месторождений Томской области // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Матер. III Всеросс. научно-техн. конф. — Тюмень, 2004. — С. 49–50.

Поступила 07.06.2010 г.

УДК 622.276.031.011.43:53.091

УПРУГИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛЕКТОРОВ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Аноп, Ю.А. Щемелинин, Н.И. Раздобреева, Т.И. Ледовская

ОАО «ТомскНИПИнефть»

E-mail: Ledovskayati@nipineft.tomsk.ru

Рассматриваются результаты лабораторных экспериментов по определению в пластовых условиях скоростей распространения упругих волн, модуля Юнга, коэффициента сжимаемости породы и коэффициента Пуассона для коллекторов Крапивинского месторождения Томской области. Получены корреляционные связи для исследуемых характеристик.

Ключевые слова:

Коллекторы, пористость, пластовые условия, упругие характеристики, гидроразрыв пласта.

Key words:

Reservoir, porosity, in-place conditions, elastic characteristics, hydraulic fracturing of formation.

Определение упругих свойств пород в пластовых условиях не является стандартной и обязательной процедурой при составлении проектных документов. Лабораторные исследования для конкретных месторождений отсутствуют в силу ряда причин. Одна из них — определение скоростей упругих колебаний и констант упругости в пластовых условиях требует уникальной дорогостоящей аппаратуры. Поэтому в проектной документации чаще всего принимаются усредненные литературные данные.

Упругие характеристики для горной породы зависят от литотипа породы и вида жидкости (нефть, вода): для нефти — от газонасыщенности последней, давления и температуры; для воды — от минерализации, давления и температуры. Поэтому значения динамических характеристик, полученных на образцах керна при конкретных моделируемых условиях, может существенно отличаться от усредненных. В связи с этим авторы полагают актуальным получение и анализ материалов лабораторных