Regional and Local Estimate of Hydrocarbon Potential of Shale Formation Arctic Sector West and East Siberia

M.A. Lobusev* (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), A.V. Bochkarev (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), A.M. Klovov (The University of Texas at Austin), A.A. Repnik (PerPetro)

SUMMARY

The paper discusses the most important results of the generalization of studies of the Bazhenov complex of sediments in the unexplored areas of the Arctic sector of Western and Eastern Siberia for a comprehensive solution of the entire set of questions of the formation and development of hard to reach hydrocarbons deposits from bituminous shales.

Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности сланцевых формаций арктического сектора Западной и Восточной Сибири

М.А. Лобусев*, А.В. Бочкарев (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), А.М. Клоков (The University of Texas at Austin), А.А. Репник (ООО "ПерПетро")

Введение

В работе обсуждаются наиболее важные результаты обобщения исследований баженовского комплекса отложений неизученных территорий арктического сектора Западной и Восточной Сибири для комплексного решения всей совокупности вопросов формирования и освоения труднодоступных залежей УВ из битуминозных сланцев

1. Отложения верхней юры региона представлены битуминозными, плитчатыми обогащенными ОВ глинами, выделяемыми в объемах баженовской и тутлеймской свит, которые на временных разрезах прослеживаются по разрыву оси синфазности опорного отражающего горизонта «Б» на контакте между битуминозными глинами баженовской свиты и перекрывающими их песчано-глинистыми породами неокома. Волна «Б» прослеживается на большей части рассматриваемой арктической зоны и, как правило, в прямой полярности представлена высокоамплитудным двухфазным колебанием. Толщины свиты 40...70 м. Основной источник сноса терригенного материала располагался в юго-восточных и восточных районах, где откладывались песчано-алевритовые горизонты в верхнеюрских образованиях (наунакская, васюганская, сиговская и яновстанская свиты). В западном (северо-западном) направлении отмечается глинизация верхнеюрских образований, и в разрезе выделяются глинистые абалакская и баженовская свиты. Продуктивные породы залегают в условиях аномально высокого давления (до 48 МПа) и повышенной температуры (до 130 °С).

Региональная оценка возможного географического распространения баженовского комплекса отложений с распределением ожидаемого набора осадков по качественным и количественным признакам с выделением пород, благоприятных для формирования материнских толщ с оценкой их генерационного потенциала произведена дифференциально для материнских отложений. 1. Доноров УВ в количествах, достаточных для формирования многочисленных залежей на путях дальней миграции УВ (переслаивание материнских глинистых пород с пластами-коллекторами значительной протяженности); 2. Доноров УВ для формирования сингенетичных залежей в самой материнской толще в замкнутых термодинамических системах. Далее рассмотрена вторая группа материнских пород.

2. Несмотря на сравнительно небольшую толщину баженовской свиты (35 м на Салымском месторождении), разрез ее представлен частым чередованием пород различного типа. В позднеюрское время в глубоководной части шельфа накапливались буровато-черные глины - твердые плотные тонкоплитчатые горные породы с тонкослоистой структурой и хорошо выраженной листоватой и тонкоплитчатой сланцеватостью, способные раскалываться на тонкие горизонтальные пластинки с микрозернистым кварцем (халцедоном), богатые скелетами радиолярии, водорослевый детрит, обогащенные ОВ с массивной текстурой. Формируются такие осадки в океанских впадинах, где отлагаются кремнистые илы, состоящие из скелетов организмов, имеющих раковины из кремнезема (диатомовые водоросли, радиолярии, планктон), служащие основой для кремнистых сланцев. Идентификация баженовской свиты (по лабораторным исследованиям) произведена по следующим параметрам: содержание глинистых минералов - более 14...40 %; кремнезема - более 12...33 %; карбонатов - 8 %; смеси урана, радия - более $0,5 \cdot 10^{-4}$ вес. %.

Породы свиты характеризуется специфическими типами разрезов, отличными от остальных литологических комплексов осадочного чехла Западной Сибири фациально-геохимическими, геоэлектрическими и акустическими свойствами, имеют сложные емкостные и фильтрационные характеристики (Ясович Г.С., Мясникова Г.П., Нежданов А.А. и др.). Основные отличия заключаются в высоком и повышенном: содержании ОВ (0,58...16,9 %, в отдельных образцах свыше 20 %), показателях естественной радиоактивности (до 95 мкР/ч) и удельных электрических сопротивлениях (до 11 тыс. Ом), содержании аутигенных минералов марказита и

пирита (15...18 %). Закрытая пористость линисто-кремнистых пород более 9 %; эффективная пористость 3...15 %, газопроницаемость по керну – 0,001...4 мД.

3. Продуктивность свиты связана с кремнисто-глинистыми и кавернозно-трещиноватыми карбонатными-глинистыми разностями пород, известные в литературе как «аномальные разрезы баженской свиты», в которых распространены нефтяные залежи и нефтепроявления, контролируемые зонами высокого содержания ОВ в породе и областью повышенных тепловых потоков (более 60 Вт/м²) (Брехунцов А.М., Нестеров И.И., 2011...1985). Аномальные явления в битуминозных глинах (повышенные: пластовое и поровое давление, температура, плотность и катагенез отложений и др.) вызваны процессами флюидоразрыва пород (Бочкарев А.В., 1990). Установлено, что формирование коллекторской емкости, залежей нефти и аномальных явлений в глинах сопряжены во времени, пространстве и взаимообусловлены. Отсюда, например, АВПД и контрастные значения плотности пород в разрезе глинистых отложений, высокие концентрации дисульфидов металлов и другие факторы являются важнейшими критериями их нефтеносности и поисковыми признаками.

Механизм трещинообразования и формирования резервуара рассмотрен на примере нефтяной залежи в глинистых сланцах баталпашинской свиты Воробьевского месторождения. Порода характеризуется тонкой листоватостью и плитчатостью (микрослойки толщиной 0,1 мм). Между слоями породы толщиной 2...10 мкм наблюдаются субгоризонтальные затухающие и соединяющиеся трещины с бугристо-гладкими стенками. Литогенетические трещины – протяженные сильно уплощенные щелевидные пустотные пространства, ориентированные вдоль напластования в глинистом коллекторе имеют субгоризонтальную ориентировку, ветвистую конфигурацию, различные протяженность, раскрытость (от $1 \cdot 10^{-5}$ до $3 \cdot 10^{-4}$ м) и густоту (от 60 до 900 1/м). На снимках растрового электронного микроскопа они обнаружили при изучении образцов, насыщенных нефтью. Раскрытость трещин на порядок выше в зонах АВПД с установленной нефтеносностью [1, 2].

Залежи нефти формируются в условиях квазизакрытых термодинамических систем. В такой системе за счет теплового расширения жидких и газообразных продуктов катагенеза ОВ и глин происходит увеличение давления флюидоразрыва (Рф). Дальнейшее поведение флюидов контролируется Ркр, которое адекватно давлению Рфр пород. Исходное положение жидкостей в трещине соответствует временному равновесному состоянию системы. На отрезке АБ (рис. 1, б) в соответствии с принципом Ле-Шателье процессы уплотнения и преобразования органи-

Рисунок 1 Принципиальная модель формирования коллекторской емкости в сланцах. а - литология: 1-доломит, 2-серая небитуминозная слойка глин, 3 - черная битуминозная слойка глин с трещинами, 4 - алевролит, б - давление, МПа: 5 - гидростатическое, 6 - литостатическое, 7 -

флюидоразрыва (критическое); в - плотность пород, г/см³; г - пористость, %; д - катагенез ОВ, 10Ra: 8 - ГЗН; е - интенсивность нефтегазообразования: 9 - ГФН; ж - густота трещин

минеральной составляющей глинистых пород заторможены. Ввиду отсутствия оттока продуктов катагенеза ОВ матрица глин остается недоуплотненной со значениями плотности породы, варьирующими в пределах 2.02...2.18 г/см³ и пористости от 7.7 до 17.4 %. С ростом Рф и приближением его значений к Ркр возрастает энтропия системы. Край микрозалежи в трещине (раздел нефть-вода-порода) теряет устойчивость, становится "слабым местом" и приобретает подвижность (рис. 2, б). В результате происходит растяжение, вытягивание вдоль трещины и

Рисунок 2 Механизм образования (роста) трещины (вторичная пористость): 1–нефть; 2–вода; 3 – парогазовые ядра и границы раздела нефть–вода; 4 – стенки трещины; 5 – слои глины; 6 – слои алевролита; 7 – кавитационный пузырек (каверна): L_1 и L_2 –величины приращения микро- залежи нефти

изменение толщины вытеснения обособившегося слоя воды ("водяного клина") и распор ими стенок трещины. В жидкостях вблизи поверхности раздела нефть–вода и трещины, находятся парогазовые ядра, присутствие которых снижает ее прочность на разрыв. Критическое давление достигается в точке Б (рис. 1, б). С достижением $R_{кр}$ и появлением области внезапного понижения давления в полости разомкнутой трещины происходит отрыв от жидкости

микроструйки сжатой воды (рис. 2, в). С появлением градиента давления кумулятивная струйка воды за время $(1.2) \cdot 10^{-5}$ с внедряется в открывшуюся трещину, разрывая составные части породы в первоначальном сплошном материале (флюидоразрыв). За один цикл флюидоразрыва трещина увеличивается на $(5...7) \cdot 10^{-3}$ м (L_1 на рис. 2). Рост или образование зародышевых трещин, ориентированных преимущественно по наложению пород, идет в основном по следам седиментационных дефектов: элементам слойчатости, границам литологической неоднородности, отпечаткам рыбьей чешуи и т.д. После взрывоподобного расширения и достижения конечных размеров кавитационный пузырек схлопывается, вызывая гидродинамический удар. В результате глины с исходной плотностью $2.0...2.15$ г/см³ в плоскости удара переходят в аргиллиты с плотностью до 2.41 г/см³ и более. Аргиллиты при этом приобретают прочность, хрупкость, способность к сохранению зияющих трещин [1].

В сланцах баженовской свиты T_{max} изменяется от 148 до 199 °С, что соответствует завершающей генерации нефти и активному образованию газа (S_1 - 13 мг УВ/ г породы S_1+S_2 - 113 мг УВ/ г породы). Катагенез продуктивного разреза отложений ОВ увеличивается в северном направлении. Выделены оптимальные области распространения материнских пород для генерации нефти ($МК_1...МК_2$), газоконденсата ($МК_3...МК_4$) и газа ($МК_5...АК_2$). С учетом раздельного прогноза образующихся УВ различного фазового состояния определились направленные поиски зон, участков и месторождений преимущественного нефте- или газонакопления.

4. Залежи, запечатанные в аргилитах, неантиклинального (катагенетического) типа имеют произвольные очертания границ залежи («чернильное пятно»), не имеют ВНК, ГВК, что затрудняет прогнозирование объемного распределения УВ. Зоны трещиноватости, локальные скопления УВ характеризуются волнами сейсмической дифракции. Подобные объекты недоступны для традиционных методов сейсмического анализа в связи с низкой энергией дифрагированных волн. В связи с этим волны дифракции выделялись из сейсмического поля специаль-

Рисунок 3 Анализ волн дифракции. Определение разломов и зон трещиноватости

ными методами обработки, что позволило увеличить энергию дифрагированных (рассеянных) сейсмических волн, увеличить диапазон исследуемых сейсмических сигналов и, следовательно, расширить понимание исследуемого участка (рис. 3). Дифракционный анализ данных ВСП, полученных на баженовской свите, показал существенное возрастание энергии дифрагированных волн в нефтенасыщенном интервале. Подобные сигналы сопоставимы с уровнем сейсмического шума, что делает их недоступными для традиционных сейсмических атрибутов. Выделение волн сейсмической дифракции и их анализ позволяет предсказывать распределение УВ в сланцевой формации. Анализ идентичных сланцевых формаций (Eagle Ford в Южном Техасе, США) вы-

показал существенное возрастание энергии дифрагированных волн в нефтенасыщенном интервале. Подобные сигналы сопоставимы с уровнем сейсмического шума, что делает их недоступными для традиционных сейсмических атрибутов. Выделение волн сейсмической дифракции и их анализ позволяет предсказывать распределение УВ в сланцевой формации. Анализ идентичных сланцевых формаций (Eagle Ford в Южном Техасе, США) вы-

явил дифракционную аномалию, отождествляемой с АТЗ и фиксируемой в добывающей скважине. Изучение рассеянных (дифрагированных) сейсмических волн позволяет локализовать разрывные нарушения, коридоры трещиноватости и определить их характеристики (ориентация и плотность трещин, флюидонасыщенность). Взаимосвязь между сейсмической дифракцией и зонами скопления УВ продемонстрирована при изучении баженовской свиты. Применение анализа волн дифракции на в продуктивном разрезе способно расширить понимание сложного и незакономерного распределения УВ в объеме рассматриваемой формации, а также заметно повысить определенность модели трещиноватости.

5. Предлагаемой базовой технологией освоения залежей УВ в изолированных системах является принцип циклической разработки (рис. 4). К таким системам относятся и ожидаемые сланцевые залежи нефти и газа в разрезе баженовской свиты арктического сектора Западной и Восточной Сибири. Из имеющегося опыта на аналогичных месторождениях после резкого падения дебита УВ добыча прекращается, скважины временно консервируются. И чем существеннее его падение, тем значительнее процессы поступления дополнительных УВ, тепловое расширение которых частично гасит процесс снижения пластового давления и дебита нефти и ускоряет процессы расширения залежи в тупиках флюидоразрывов слоистых пород. За время простоя скважин происходит восстановление пластового давления в саморегулирующейся залежи за счет процессов непрерывающейся активной генерации УВ. В результате очередного освоения скважины, дебиты нефти в ней восстанавливаются (иногда до начальных). Таким образом, наблюдается цикличность динамики изменения пластового давления и интенсивности процессов нефтегазобразования. Появление дополнительных запасов УВ расходуется на рост АВПД и расширение трещинной системы в залежи. Как видим, цикличность интенсивности новообразования УВ в залежи строго привязана к цикличности ее разработки [2].

Рисунок 4. Принцип циклической разработки месторождений сланцевых УВ

Оценка оптимального количества циклов восполнения основывается на расчете генерационного потенциала сланцевых формаций и последующем расчете добычи по кривым диклайна на срок 4-5 лет. Анализ подтверждается и

уточняется по завершению третьего цикла. Подтверждение циклов происходит через построение линии падения добычи через пик каждого из трех циклов.

Преимущество предлагаемого комплексного решения проблемы изучения и освоения глинисто-кремнистых сланцев баженовской свиты арктического сектора Западной и Восточной Сибири заключается в расшифровке механизма формирования сложного по строению пустотного пространства (трещинный коллектор) и залежи УВ (в ловушке катагенетического типа), в новом подходе к расчету хрупкости сланца, в применении дифракционного анализа сейсмических данных для предсказания зон тектонической нарушенности, трещиноватости и хрупкости пород для оптимального заложения скважин, в обосновании феномена возобновляемости ресурсов УВ, в определении и учете в геологической модели основных параметров, влияющих на успешность проведения разработки в сланцевом коллекторе (Сорг, градация катагенеза, давление и др.), в применении способа циклической разработки для увеличения продолжительности срока жизни скважин и увеличения дебита на весь срок эксплуатации объекта.

Литература

1. Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Сбросы и нефтегазоносность. — М.: ООО «ВНИИОЭНГ». - 2016. — 426 с.
2. Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Восполняемые запасы залежей углеводородов. М.: ООО «ВНИИОЭНГ». - 2017. — 276 с.

Literatura

1. Bochkarev V.F., Bochkarev A.V. «Sbrosy i neftegazonosnost». – M.: OAO «VNIIOENG», 2016. – 428 s.
2. Bochkarev V.F., Bochkarev A.V. «Vospolnayemie zapasi zalegei uglevodorodov». – M.: OAO «VNIIOENG», 2017. – 276 s.