

КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

УДК 553.981/982.061.4 (571.1)

И.А. Никульшин

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И СТРУКТУРА КОЛЛЕКТОРА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ САХАЛИНСКОЙ И ВОСТОЧНО-САХАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Баженовский горизонт Западно-Сибирского нефтегазового бассейна (НГБ) является одним из наиболее перспективных и вместе с тем сложных объектов изучения с точки зрения нефтяной геологии.

Статья посвящена исследованиям коллекторских свойств баженовской свиты Сахалинской и Восточно-Сахалинской площадей, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Изучением коллектора баженовской свиты начиная с 60-х гг. прошлого столетия занимались многие ученые нашей страны (В.М. Добрынин, Т.В. Дорофеева, М.Б. Зубков, Т.Т. Клубова, И.И. Нестеров, В.В. Хабаров, Э.М. Халимов и др.). Уже на первых этапах исследований была установлена приуроченность притоков нефти в баженовской свите к зонам повышенной трещиноватости или плитчатости [5].

Позднее были установлены и другие особенности образования баженовского коллектора. По мнению И.И. Нестерова [4], главная роль принадлежит органическому веществу, которое, будучи расположено в виде слоев и линзообразных сгущений, приводит к образованию параллельно-слоистых, петельчатых, линзовидно-слоистых текстур. В процессе катагенеза при достижении температур главной фазы нефтеобразования (более 90°C) по таким текстурам начинается интенсивное трещинообразование за счет резкого увеличения объема вследствие интенсивного новообразования флюидов, главным образом углеводородных (УВ). Происходит так называемый автофлюидоразрыв — разрыв сплошности пород вследствие интенсивного флюидообразования, при этом формируется anomalно высокое пластовое давление.

Для изучения вопроса о фильтрационных и емкостных свойствах баженовской свиты и их взаимосвязи с продуктивностью пробуренных скважин в пределах Сахалинской и Восточно-Сахалинской площадей нами проведены лабораторные исследования керн. В рамках данной работы выполнены определения плотности, пористости, проницаемости, проницаемости после приложения искусственного стресса и др. Также были привлечены обширные литературные и фондовые данные по близлежащим Салымскому и Айпимскому месторождениям, на которых баженовская свита является продуктивным горизонтом.

По результатам анализа скважинных данных мы пришли к выводу, что для нашего района исследований определяющим моментом в образовании коллектора является наличие повышенных концентраций

органического вещества (ОВ), высокой пластовой температуры и anomalно высокого пластового давления. Так, при вскрытии пород баженовской свиты наблюдались коэффициенты anomalности до 1,83, причем во всех скважинах на площади исследования, где получены промышленные притоки нефти, отмечаются anomalно высокие пластовые давления. При этом пластовая температура в самой высокопродуктивной скважине № 20 на Сахалинской площади составила 116,5°C, сходная ситуация наблюдается и на Салымском месторождении, но там отмечается большой разброс температур (от 80 до 140°C), при этом доля скважин, давших промышленный приток нефти (более 5 м³/сут), тем больше, чем выше пластовая температура в скважинах [1].

В задачи исследований входило также детальное изучение последствий действия стресса, вызванного автофлюидоразрывом на баженовский коллектор.

Коллекторские свойства баженовского резервуара, по нашему мнению, как и любого другого природного резервуара, следует рассматривать в трех разных масштабах.

Первый масштаб — *макроскопический*, т.е. фильтрация и емкостные свойства резервуара рассматриваются в масштабе пласта (нескольких десятков метров).

Второй масштаб — *мезоуровень*, или иначе лабораторный замер, т.е. цилиндрик диаметром 3 см либо шпиф.

И наконец, *микроскопический масштаб* (электронная микроскопия), с охватом электронной фотографией от десятков до сотен микронов.

На рис. 1 в макромасштабе можно видеть довольно крупное седиментационное тело, а точнее, пачку пород мощностью 30 м, в которой переслаиваются различные литотипы. Осредненные данные по подобным макрообъектам мы получаем из данных сейсморазведки. Поскольку разрешающая способность этого метода на глубине 3 км составляет около 30 м, она сопоставима с мощностью данного объекта.

В верхнем правом углу на рис. 1 указано место, где был выпилен трехсантиметровый цилиндрик (объект мезомасштаба), который — в отличие от объекта макромасштаба — является относительно изотропным по всем трем осям.

В нижнем правом углу на рис. 1 представлена электронная фотография баженовского аргиллита, ее можно считать объектом микромасштаба (от десятков

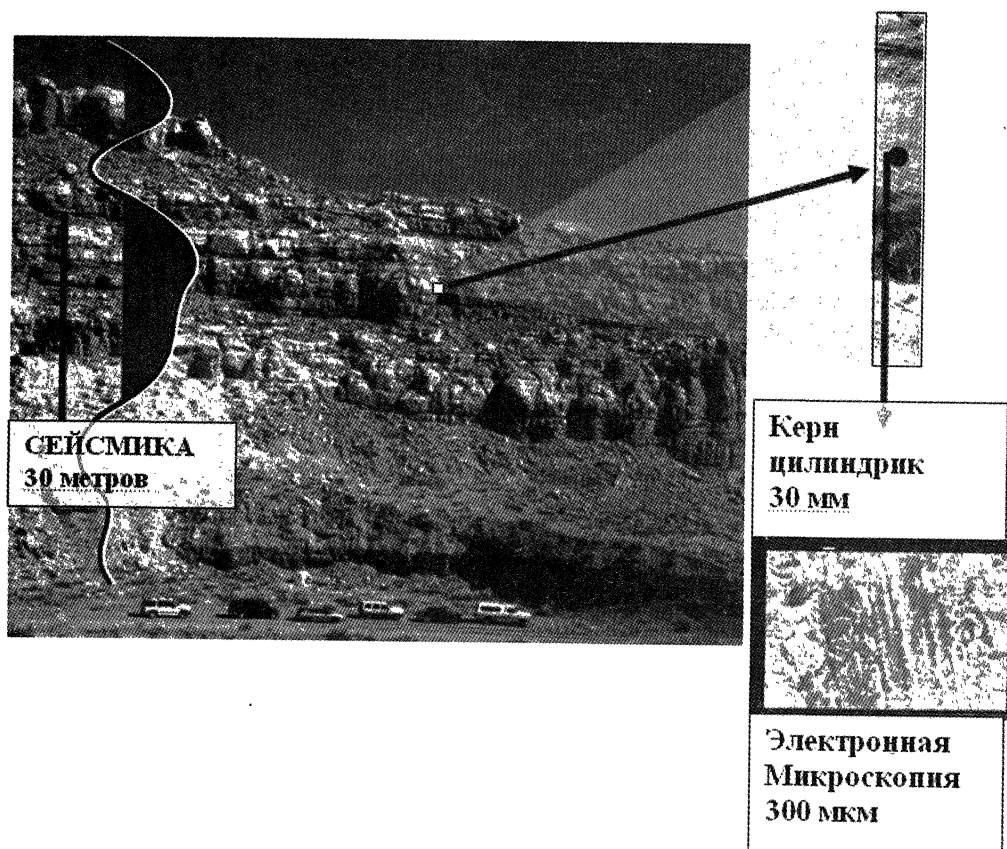


Рис. 1. Иллюстрация разности масштабов

до сотни микронов). Только в таком масштабе возможно изучить взаимосвязи между закрытыми и открытыми порами, определить наличие микротрещиноватости. Дифференциация масштабов исключительно важна. Фильтрационные и емкостные свойства, замеренные в одном и том же пласте, никогда не будут равны. А понимание перехода из одного масштаба в другой исключительно неоднозначно. По данным исследований проницаемости матричных образцов (на мезоуровне) в скважине № 20 на Сахалинском месторождении, выявлены низкие значения проницаемости — максимум до 1,18 мД, а по результатам электронной микроскопии также не отмечены признаки микропроницаемости, поскольку на снимках отмечалось почти полное отсутствие взаимосвязанных микропор. Однако при всех вышеперечисленных отрицательных факторах эта скважина максимально продуктивна на Сахалинском месторождении (дебит скважины составил 293 м³/сут). Этот факт явно указывает на разные значения проницаемостей в различных масштабах.

Применение методики искусственного трещинообразования позволяет имитировать природное трещинообразование и тем самым вплотную приблизиться к исследованиям на макроуровне и доказать состоятельность концепции о порово-трещинном резервуаре баженовской свиты. Данная методика используется для изучения физико-механических, деформационно-прочностных и коллекторских свойств в условиях равно-

мерного и неравномерного объемного сжатия. Эксперимент проводится на установке УИМК, разработанной в ИГиРГИ. В нашем случае эта установка работала в режиме неравномерного объемного сжатия, т.е. напряжение по напластованию превосходило стресс вкрест напластования.

Так, нами были проведены замеры проницаемости до и после деформации по пяти образцам (№ 1, 9, 10, 21, 23) (таблица), отобранным в 5 скважинах (Сахалинские № 20, 14, 3704 и Восточно-Сахалинские № 3532 и 3530), причем скважины были разного типа — от “сухих” и почти сухих (№ 3704 и 3530) до высокодебитных (№ 20, 3532, 14). Отобраны образцы различного минералогического состава: № 1 — силицит, № 9 — кремнистый аргиллит, № 10 — пиритизированный кремнистый известняк, № 21 — кремнистый аргиллит и № 23 — известняк. Исходя из приведенных в таблице данных можно сделать вывод, что проницаемость в трещинном резервуаре пород баженовской свиты увеличивается в несколько десятков раз. Эти данные подтверждаются и исследованиями, проведенными на Салымском месторождении, примыкающем с юга к Сахалинской и Восточно-Сахалинской площадям. Так, в скважине № 32-Р при матричной проницаемости 0,003—0,067 мД были получены значения трещинной проницаемости от 0,273 до 1,320 мД, т.е. сохраняется тот же порядок значений, проницаемость трещин в десятки раз превосходит проницаемость матрицы, что,

Результаты исследования керна до и после приложения стресса

№ п/п	Скважина, №	Тип пород	№ образца	Содержание $S_{орг}$, %	Проницаемость исходная, мД	Приложенное эффективное давление, атм	Проницаемость после стресса, мД
1	В.-Сахалинская, 3532	Силицит	1	7,05	0	40	8,35
2	В.-Сахалинская, 3530	Кремнистый аргиллит	9	1,7	0,43	40	9,05
3	Сахалинская, 20	Пиритизированный кремнистый известняк	10	10,97	1,18	40	18,75
4	Сахалинская, 3704	Кремнистый аргиллит	21	1,63	0,044	40	18,56
5	Сахалинская, 14	Известняк	23	2,01	0	40	14,3

по данным работы [6], дает право называть такой резервуар порово-трещинным, т.е. пористое пространство формируется за счет пор матрицы и трещинной пустотности, а проницаемость обеспечивается исключительно трещинами. При этом необходимо отметить, что на Салымском месторождении были отмечены значения трещинной проницаемости до 53,8 мД [3].

Но даже и такими относительно высокими значениями трещинной проницаемости, замеренной в образцах, нельзя объяснить высокие (до 293 м³/сут на Сахалинском месторождении) и сверхвысокие дебиты на Салымском месторождении (750 м³/сут з скв. № 12 Большого Салыма).

Ответом на этот вопрос может стать изучение баженовской свиты в макромасштабе, т.е. в масштабе пласта (30 м). По нашему мнению, одного локального трещинообразования в пласте недостаточно, чтобы обеспечить столь высокую продуктивность. Необходимо, чтобы трещины различных направлений слились между собой и образовали некоторое подобие раздробленной породы — “щебенки”, которая при работе добывающей скважины часто выносится из пласта. Во всех изученных нами скважинах такой эффект был отмечен лишь в самой высокопродуктивной скважине Сахалинская № 20. Приток нефти из данной области был подтвержден данными дебитометрии.

Вынос так называемой щебенки отмечался и в скважинах Салымского месторождения, в которых производились контрольные замеры на забое, показавшие образование в нижней части ствола глинистых пробок высотой от 5 до 20 м, состоящих из частиц различной размерности — от пелитовых до обломков диаметром 3—5 см [4].

Наличие взаимосвязи между количеством трещин и продуктивностью скважин можно косвенно подтвердить результатами исследования керна Салымского месторождения. Так, в высокодебитной скважине № 32 (231 м³/сут) было отмечено большое количество трещин (172 трещины на ~25 м) при средней трещинной проницаемости 14,12 мД, а в низкодебитной (5,5 м³/сут) скважине № 1 на Верхнешапкинской площади было зафиксировано в три раза меньшее количество трещин (65 трещин на ~25м), трещинная про-

ницаемость пород продуктивного интервала составляла 9,1 мД.

Рассмотрим на микроскопическом уровне строение и изменение текстур пород баженовской свиты при передаче образцам стресса. На рис. 2 представлен образец № 1 из скважины № 3532 Восточно-Сахалинского месторождения до (рис. 2, А, Б) и после (рис. 2, В, Г) приложения стресса путем неравномерного сжатия. До воздействия стресса образец был непроницаемым, с почти полным отсутствием пористости (пористость 0,26%). После передачи стресса объем образца увеличился на 0,7%, а проницаемость возросла с 0 до 8,35 мД.

По результатам исследования микропространства образца после приложения стресса были выявлены многочисленные микротрещинки длиной до 20 мкм, которые унаследовали естественную слоистость отложений баженовской свиты (рис. 2, Г). Увеличение объема, хотя и весьма небольшое, позволяет судить об увеличении пористости данного образца. В связи с этим значительно интереснее соотношение общей пористости и пористости насыщения. По результатам недавно проведенных исследований на близлежащем месторождении (Ай-Пимском), пористость насыщения ниже общей пористости почти в 10 раз [2].

Этот факт позволяет косвенно судить о большом количестве закрытых пор в баженовских породах, что подтверждается нашим анализом результатов электронной микроскопии. Так, проанализированные нами образцы до приложения стресса почти всегда имели сложную систему микропор (размер 10×10 мкм), которые характеризовались неравномерным распространением в пространстве и довольно большой изолированностью, чем можно объяснить довольно значительную разницу между пористостью насыщения и общей пористостью.

При анализе тех образцов, к которым было приложено эффективное давление в 40 МПа, выявлено возникновение системы микротрещин (длина до 300 мкм, ширина до 5 мкм) (рис. 2, В), которая пронизывает микропоры, тем самым создавая между ними взаимосвязь и переводя большое количество “неэффективной” пористости в “эффективную”.

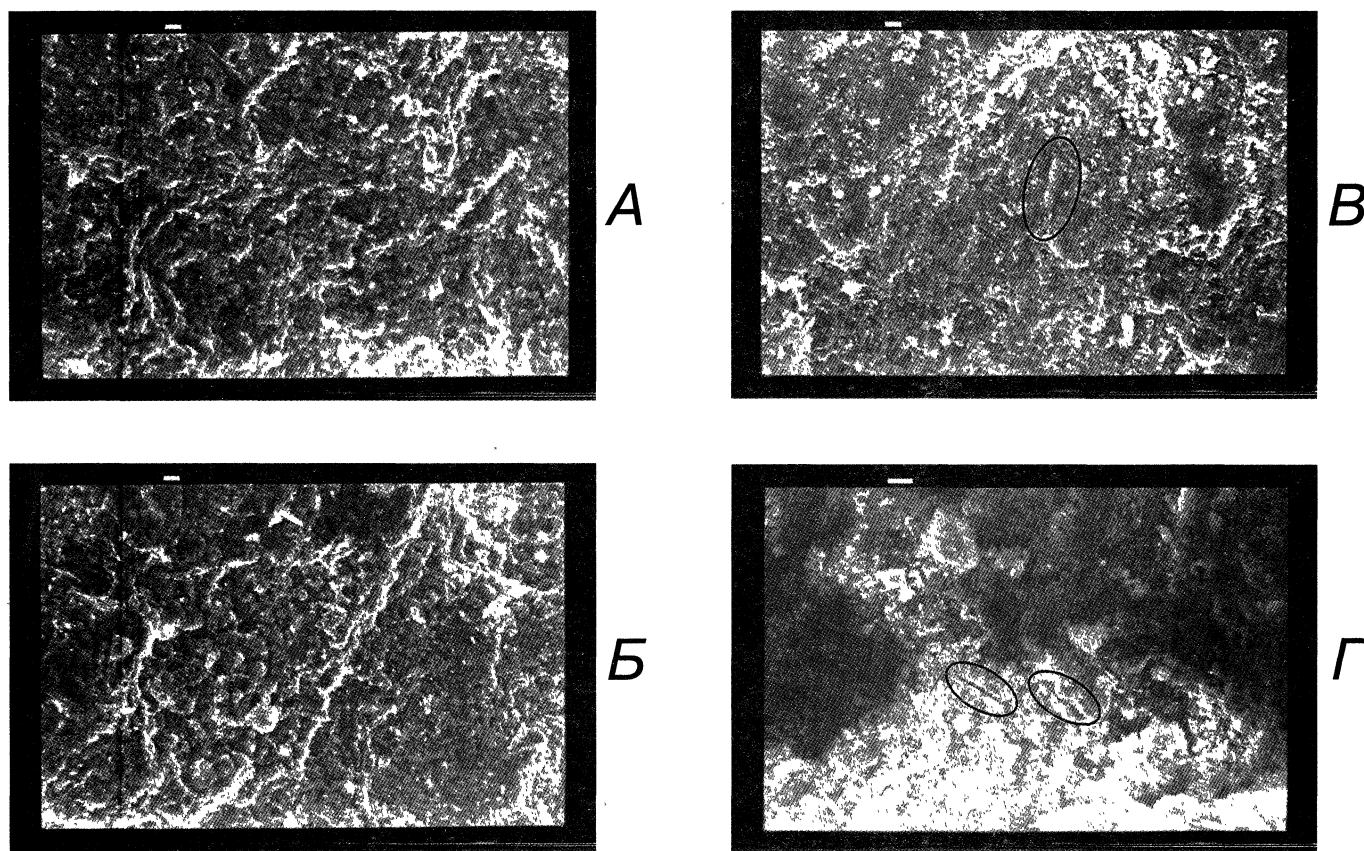


Рис. 2. Электронная микроскопия образца № 1 из скв. № 3532, Восточно-Сахалинская площадь: А, Б — до стресса; В, Г — после стресса.

А — увеличение 400, размер маркера 10 мкм; участок с параллельно-фестончатыми сколами, возможно, перекристаллизованные водоросли; матрица однородная; содержание органического вещества 7,05%; пористость 0,26%, плотность 2,3 г/см³, проницаемость 0 мД; Б — увеличение 400, размер маркера 10 мкм; участок с параллельно-фестончатыми сколами, возможно, перекристаллизованные водоросли; матрица однородная; содержание органического вещества 7,05%; пористость 0,26%, плотность 2,3 г/см³, проницаемость 0 мД; В — увеличение 400, размер маркера 10 мкм; матрица однородная разуплотненная; в образце появляются разуплотненные зоны одинакового направления; содержание органического вещества 7,05%; пористость 0,26%, плотность 2,3 г/см³, проницаемость 8,35 мД; Г — увеличение 600, размер маркера 10 мкм; матрица однородная разуплотненная; в образце прослеживаются микротрещинки (до 20 мкм) разного направления; содержание органического вещества 7,05%; пористость 0,26%, плотность 2,3 г/см³, проницаемость 8,35 мД

Заключение. Баженовский резервуар необходимо рассматривать как систему трех (макро-, мезо- и микро-) уровней. Коллекторские свойства баженовской свиты по-разному проявляются на разных уровнях. Стресс, возникающий в результате интенсивной генерации углеводородных флюидов, приводит не только к образованию трещин, но и значительно изменяет

матрицу породы, создавая систему ориентированных микротрещин, объединяющих между собой ранее изолированные микропоры. За счет этой системы микротрещин “неэффективные” поры переходят в “эффективные”, тем самым формируя порово-трещинный коллектор.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аксенов А.А., Аленин В.В., Зонн М.С., Рыжик В.М. К методике прогнозной оценки ресурсов нефти баженовской свиты Западной Сибири // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. М., 1986.
2. Коровина Т.А., Федорцов И.В., Кропотова Е.П. Особенности состава, физико-химических свойств и емкостных характеристик битуминозных аргиллитов // Нефтяное хозяйство. 2001. № 9. С. 22—25.
3. Нестеров И.И., Брадучан Ю.В., Елисеев В.Г. и др. Перспективы нефтеносности глинистых битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири. Тюмень, 1976.
4. Нестеров И.И., Ушатский И.Н., Мальхин А.Я. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. М., 1987.
5. Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тяп А.В. Нефтяные месторождения и типы залежей Салымского нефтяного района // Тр. ЗапСибНИГНИ. 1970. Вып. 41.
6. Bourdarot G. Essais de puits: methods d'interpretation. P., 1996.

Поступила в редакцию
28.02.2006