

УДК:662.276:550.8.052

## ОТКРЫТАЯ ТРЕЩИНОВАТОСТЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЁ РАЗРАБОТКИ

**Белозёров Владимир Борисович,**  
belozerovvb@hw.tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность.** Разработка горючих сланцев как перспективного источника углеводородного сырья актуальна и своевременна для районов с тенденцией снижения добычи нефти и развитой инфраструктурой обустройства. В полной мере это относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где перспективы «сланцевой нефти» связывают с битуминозными аргиллитами баженовской свиты, промышленная продуктивность которой доказана на целом ряде площадей.

**Цель исследования:** оценить роль планетарной трещиноватости в отложениях битуминозных аргиллитов баженовской свиты с целью повышения эффективности разработки «сланцевой» нефти и выявить условия автогенерации планетарной трещиноватости по результатам анализа ориентированной открытой трещиноватости и испытания баженовской свиты.

**Объект исследования:** юрско-меловые битуминозные сланцы баженовской свиты юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

**Методика** исследования основана на сопоставлении теоретических положений планетарной трещиноватости с конкретными исследованиями по трещиноватости отложений баженовской свиты, результатах её опробования в скважине Глуховская № 2 и особенностями разработки сланцевой толщи Баккен и Барнет в Северной Америке.

**Результаты.** В процессе проведённого анализа на основе опубликованных источников и данных кернового материала показано широкое развитие вертикальных трещин отрыва в разрезе баженовской свиты. Отмечается возрастная связь выделяемых систем трещин с отпечатками глобального ротационного поля напряжений для территории Евразии. Выявлена тождественная динамика притока нефти при испытании баженовской свиты с использованием порохового генератора давления в скважине № 2 Глуховской площади и при гидроразрыве сланцевой толщи в скважине USA 42–24A на площади Баккен (Северная Америка).

### Ключевые слова:

Баженовская свита, трещиноватость, гидроразрыв, поровое давление, сланцевая толща, поле напряжений.

### Введение

Практика показывает, что оценка эффективности разработки сланцевых толщ во многом зависит от двух факторов:

1. Правильной оценки качества «коллектора», характеризующей литологическую неоднородность рассматриваемых отложений на основе треугольной диаграммы, построенной по данным кернового материала и ГИС [1].
2. Оценка качества проводки скважины, что предусматривает выбор оптимального дизайна горизонтальной скважины, последующего гидроразрыва пласта и дальнейшего режима её эксплуатации в соответствии с особенностями распределения литотипов сланцевой толщи в разрезе [1, 2–4].

Рассматриваемые факторы позволяют выбрать наиболее оптимальные литолого-технологические критерии для формирования трещин в сланцевой толще, что и обеспечивает высокий уровень начальных дебитов нефти в скважинах и относительно продолжительный период их работы.

### Методика исследований

Наиболее дискуссионным моментом в разработке сланцевых толщ является вопрос формирования зон трещиноватости образованных в процессе бурения горизонтальных скважин и проведения гидроразрыва пласта. В основу теоретических моделей положен принцип геомеханики, объясняющий образование трещин как результат механического воздействия на породу, находящуюся в на-

пряжённом состоянии. Проведённые многостадийные гидроразрывы в пределах этих пластов формируют систему техногенных трещин, позволяющую дренировать углеводороды из битуминозных глин. Процесс перехода углеводородов из микропорового пространства сланцевой толщи в трещину контролируется существующими различиями между аномально высоким поровым давлением в породе и давлением на забое скважины. При этом в микропорах формируется свободное пустотное пространство. В условиях низкопроницаемой среды этот процесс быстро затухает. Ограниченный объём техногенных трещин и кратковременный эффекта миграции углеводородов предполагает быстрое снижение производительности скважины, что противоречит наблюдаемой динамике их добычи на разрабатываемых месторождениях [5]. Связывая генезис формирования трещиноватых зон в сланцевой толще не только с процессом её деструкции при механическом воздействии, но и с теоретическими вопросами трещиноватости горных пород, интересно рассмотреть положения общей (планетарной) трещиноватости.

Общие (планетарные) трещины обладают следующими особенностями [6]:

1. Трещины развиты как в дислоцированных, так и в горизонтально залегающих породах на платформах и в складчатых областях.
2. В каждой точке земной поверхности трещины образуют две взаимно перпендикулярные системы, ориентировка которых меняется как по площади, так и в разрезе.

3. Системы планетарных трещин прослеживаются в осадочном чехле платформ от докембрия до третичных отложений.
4. Общие трещины не приурочены к каким-либо тектоническим структурам.
5. Трещины лучше выражены в плотных породах, в которых они перпендикулярны слоистости. Трещины, как правило, не выходят за пределы одного слоя.
6. Наблюдается отчётливая зависимость густоты трещин от толщины «разбитых» ими слоёв.

Ортогональную систему планетарной трещиноватости С.С. Шульц связывает с трендами напряжённости горных пород, возникшими под действием ротационного поля вращения Земли [7]. В условиях дрейфа литосферных плит в пределах различных континентов и стратиграфических горизонтов эта система трещин имеет разную пространственную ориентировку.

#### Анализ трещиноватости баженовской свиты

Возможность развития процесса планетарной трещиноватости в отложениях баженовской свиты юго-восточной части Западно-Сибирской плиты можно оценить по результатам изучения трещин в керне скважин.

Наиболее масштабное изучение трещин на рассматриваемой территории проводилось в 60–70-х гг. прошлого столетия сотрудниками Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС) [8].

При общем изучении разрывных нарушений в осадочном разрезе ими был проведён анализ трещиноватости баженовской и георгиевской свит на 111 структурах, расположенных в пределах обширной территории юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

По результатам обобщения полученного материала можно сделать следующие выводы:

1. Из 111 проанализированных локальных поднятий трещиноватость пород баженовской и георгиевской свит зафиксирована на 88, что составляет 80 % от выборки.
2. Из всего объёма анализируемых трещин трещины растяжения составляют 95 %. В незначительном количестве присутствуют тектонические трещины сжатия со следами скольжения и ещё менее значимы другие типы трещин.
3. Из выделенных трещин свободно открытые трещины растяжения составляют 55 %, а открытые трещины растяжения, выполненные минеральными образованиями, – 45 %.
4. Анализ распределения углов падения трещин показывает, что 80 % свободно открытых трещин растяжений имеют вертикальную ориентировку и 18 % – близкую к ней (80–90°). Аналогичную ориентировку имеют 20 % трещин растяжения, выполненных минеральными образованиями. Для остальных минерализованных трещин отмечается их равномерная ориентировка в диапазоне углов падения 20–60°. Раз-

ная ориентировка углов падения свободно открытых и минерализованных трещин может свидетельствовать о различном генезисе их формирования.

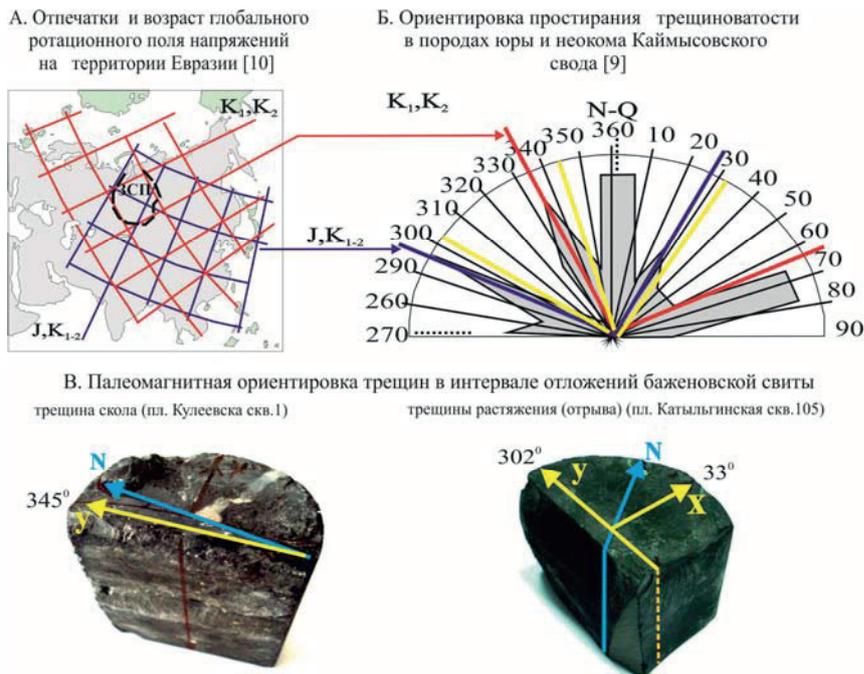
5. Плотность трещиноватости, оцененная по 38 структурам и отражающая отношение числа трещин к размеру поднятой керновой колонки в метрах, изменяется от 1,5 до 0,25 трещ/м.

Как следует из вышеизложенного, вертикальные свободно открытые трещины растяжения в отложениях баженовской и георгиевской свит получили широкое развитие в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (пункт 1–3). Отмечается неравномерность их проявления по разрезу (пункт 5), что свидетельствует о различных территориальных перспективах разработки рассматриваемых отложений. Неоднородность продуктивности аналогичных сланцевых толщ отмечаются и при их промышленной эксплуатации [1]. Так, накопленная добыча нефти на сланцевом месторождении Баккен по различным скважинам за первые 90 дней устойчивой добычи изменяется от 10000 до 80000 баррелей.

Пространственное направление трещин баженовской свиты можно рассмотреть по данным палеомагнитной ориентировки керна на Катильгинской и Кулеевской площадях (рис. 1, В), расположенных в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

На рассматриваемых структурах в составе баженовской свиты выделяются прослои с вертикальными трещинами отрыва и скола. Ортогональная система трещин отрыва развита по битуминозным аргиллитам в скважине 105 Катильгинской площади, где плоскости трещин имеет изогнутую, непрямолинейную форму. Формируются эти трещины перпендикулярно направлению растягивающих напряжений. Трещина скола проявляется по карбонатному слою в скважине 1 Кулеевской площади. Трещина характеризуется ровной, прямолинейной поверхностью.

Теоретически трещины скола формируются под углом 45° к сжимающим и растягивающим напряжениям. Проведённая палеомагнитная ориентировка керна показала, что простирание ортогональной системы трещин отрыва на Катильгинской площади составляет 302° и 33°, а трещина скола в скважине Кулеевская № 1 ориентирована под углом 345°. С учетом генетических особенностей проявления трещин отрыва и скола относительно поля сжимающих и растягивающих напряжений пород баженовской свиты ориентировка последней может составлять 300°. Это хорошо согласуется с розой-диаграммой трещиноватости пород юры и неокома Западной Сибири [9], где можно выделить три ортогональные системы трещин 300–30°, 335–65° и 0–90° (рис. 1, В). По данным А.В. Долицкого [10], система трещин 300–30° на Азиатской части материка может соответствовать ортогональному отпечатку глобального ротационного поля напряжений для верхней юры и границе ни-



**Рис. 1.** Примеры проявления планетарной трещиноватости в отложениях баженовской свиты юго-восточной части Западной Сибири

**Fig. 1.** Examples of planetary fracturing in the Bazhenov suite sediments of the southeastern part of Western Siberia

жнего-верхнего мела, отвечая стратиграфическому положению васюганской и нижней части баженовской свит (рис. 1, А). Ортогональная система трещин  $330-60^\circ$  выделяется для отложений нижнего и верхнего мела, а  $0-90^\circ$  для неоген-четвертичных осадков.

#### Сопоставление результатов опробования отложений баженовской свиты с особенностями разработки сланцевых толщ Северной Америки

На Кулеевской площади в процессе совместно-го испытания в открытом стволе баженовской свиты и водонасыщенного по керну и ГИС верхнеюрского пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> была получена пластовая вода с плёнкой нефти, поднятой в бурительных трубах. Геохимические исследования показали генетическую принадлежность полученной нефти к отложениям баженовской свиты.

Более детальные испытания баженовской свиты проводились в скважине 2 Глуховской площади, где по результатам интерпретации данных каротажа в интервале 2931–2946 м выделена зона трещиноватости (рис. 2, А). Наличие восьмиметровой пачки георгиевских глин в подошве баженовской свиты и толщи аргиллитов куломзинской свиты в её кровле указывает на высокую гидродинамическую изоляцию зоны трещиноватости от ниже- и вышележащих коллекторов. Отбор керна в интервале прогнозируемой зоны трещиноватости свидетельствует о том, что наиболее значительное снижение выноса керна отмечается по кремнистым и карбонатно-глинистым, кремнистым поро-

дам. В поднятом керне кероген-глинистых пород трещиноватость не наблюдалось.

При испытании в открытом стволе интервала 2932–2947 м за 30 минут при депрессии на пласт 150 атмосфер из отложений баженовской свиты было получено 150 литров нефти.

Испытание в эксплуатационной колонне проводилось в три этапа.

На первом этапе из интервала перфорации 2932–2938 м на динамическом уровне 312 м дебит нефти составил  $0,23 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

На втором этапе интервал перфорации был увеличен (2928–2950 м) и проведена операция воздействия на пласт порохового генератора давления ПГД-БК-100М зарядом 80 кг. В результате проведенных мероприятий пульсирующий дебит нефти на штуцере 1,2 мм составил  $0,75 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В рамках третьего этапа с целью улучшения притока флюида в интервале 2942,5–2947,5 м была выполнена гидropескоструйная перфорация, однако результаты опробования при этом не изменились.

С позиции генетической природы трещиноватости отложений баженовской свиты проведенные испытания можно рассматриваться в двух вариантах. Первый вариант предусматривает образование зон трещиноватости до бурения скважины, а второй – их проявление в процессе бурения и испытания. В случае наличия зон трещиноватости в баженовской свите до бурения скважины при её вскрытии должно было отмечаться аномально высокое пластовое давление, как это наблюдается на

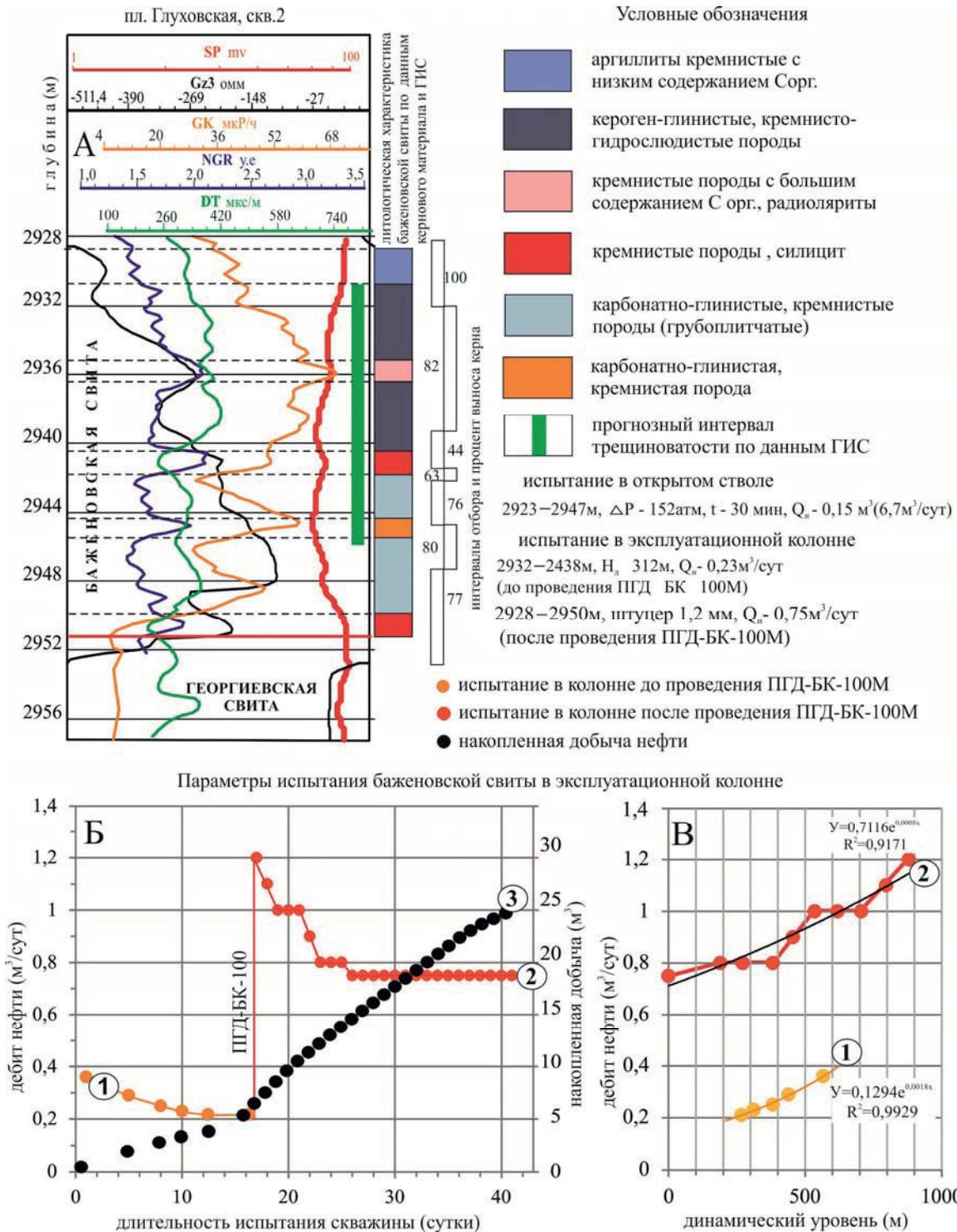


Рис. 2. Литолого-геофизическая характеристика (А) и результаты испытания (Б, В) баженовской свиты в скважине 2 Глуховской площади

Fig. 2. Lithological and geophysical characteristics (A) and test results (B, B) of the Bazhenov suite in the well No 2 of Glukhovskaya area

Салымском месторождении. Однако результаты испытания свидетельствуют о низкой продуктивности обусловленной ограниченным объёмом пустотного пространства, что может быть свойствен-

но трещинам, образовавшимся в процессе бурения и испытания скважины.

Другая ситуация отмечается после воздействия на пласт порохового генератора давления ПГД-БК-

100М. В соответствии с существующими инструкциями, при массе заряда 80 кг в породе формируется трещина длиной 12–14 м с шириной у стенки скважины 7 мм [11]. Кроме этого на вмещающие породы оказывается термодинамическое и акустическое воздействие, что значительно увеличивает приток нефти из сланцевой толщи в трещину [12]. Рассматривая результаты испытания, можно отметить, что график притока нефти на рис. 2, В отличается от предыдущего. Уменьшение дебита при изменении динамического уровня происходит не постепенно, а ступенчато, и после выхода скважины на перелив её производительность не изменяется в течение 15 дней до прекращения её испытания (рис. 2, В). При этом необходимо отметить, что постоянный дебит нефти свидетельствует о «стабильности» притока из образованной трещины, а объём трещины явно не соответствует накопленной добычи нефти (рис. 2, В).

Учитывая, что роль рабочего агента, обеспечивающего приток углеводородов к забою скважины при разработке сланцевой толщи, выполняет разность порового и забойного давлений, полученный профиль притока нефти можно объяснить развитием планетарной трещиноватости. В процессе оттока нефти в сформированную трещину в микропорах сланцевой толщи формируется свободное пустотное пространство.

При проявлении этого эффекта в зоне напряженного состояния (растяжения) горной породы начнёт формироваться вертикальная трещина отрыва. Вновь сформированная трещина, в свою очередь, может также пересекать зону напряжённого состояния пород. В результате этого запускается процесс

автогенерации вертикальной трещиноватости сланцевой толщи. Продолжительность и масштабы этого процесса будут зависеть от интенсивности оттока углеводородов из микропорового пространства и плотности поля растягивающих напряжений, формирующих общую (планетарную) трещиноватость. Эта плотность зависит от слоистой неоднородности сланцевой толщи и может быть определена по соответствующим графикам, разработанным для рассматриваемого типа трещин [6].

Различная удалённость вновь образованных трещин от ствола скважины и снижение депрессии между поровым и забойным давлением по мере подъёма флюида в эксплуатационной колонне ограничивает участие зон трещиноватости в процессах фильтрации. Дискретность пороговых значений этого процесса отражается ступенчатым характером снижения дебита нефти на графике (рис. 2, В).

В условиях свободного перелива депрессия на забое не меняется, что способствует устойчивой тенденции формирования планетарных трещин отрыва и постоянству дебита нефти.

Результаты испытания скважины Глуховской № 2 после применения порохового генератора давления можно сопоставить с динамикой добычи нефти скважины USA 42–24A в сланцевой толще Bakken после проведения гидроразрыва. Как следует из рис. 3, А, на начальном (техногенном) этапе разработки отмечается быстрое ступенчатое падение добычи нефти от 110 до 55 баррелей в сутки, и в дальнейшем происходит относительно длительная её стабилизация.

В общем плане тенденции динамики дебитов нефти в скважине Глуховская № 2 и USA 42–24A

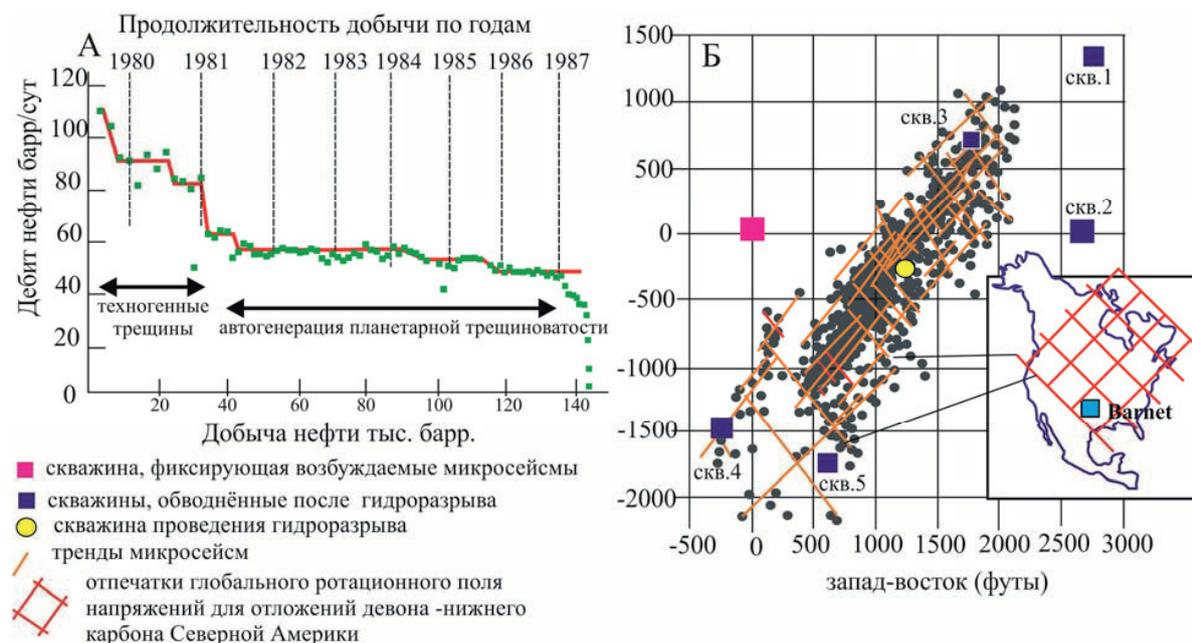


Рис. 3. Результаты разработки скважины USA42–24A сланцевой толщи Bakken (А) и связь микросейсмических исследований с отпечатками ротационного поля напряжений нижнекарбоневой толщи Barnett (Б) после проведения гидроразрыва [13]

Fig. 3. Bakken well (USA42–24A) development results (A) and relation of microseismic studies to the imprints of the Lower Carboniferous Barnett rotational field (B) after fracturing [13]

подобны. В первом приближении, без учёта изменения давления по длине трещины, можно сопоставить потенциальные возможности скважины Глуховская № 2 при параметрах трещины скважины USA 42–24А. При длине и высоте трещины в скважине № 2 Глуховской площади не 12 и 22 м, а 420 и 14,5 м (пл. Bakken, скв. USA 42–24А) начальный дебит нефти в рассматриваемой скважине мог составить 105 баррелей в сутки, а дебит устойчивой добычи – 65 баррелей в сутки. Учитывая, что в скважине USA 42–24А динамика снижения дебита нефти на падающем участке добычи составила 0,1 баррель в сутки, то в скважине Глуховская № 2 этот период мог составить 400 дней. Эти расчётные параметры близки к реально наблюдаемому профилю добычи нефти в скважине USA 42–24А (рис. 3, А).

Роль планетарной трещиноватости в разработке битуминозных аргиллитов можно оценить при микросейсмическом мониторинге, проводимом в процессе гидроразрыва сланцевой толщи. В качестве примера можно провести сопоставление ориентации глобального поля напряжений, выделяемого для отложений девона–карбона Северной Америки, и пространственного распределения микросейсм, фиксируемых при гидроразрыве нижнекарбоновой сланцевой толщи Bakken [13]. Выделяемая область сейсмической активности северо-восточной направленности размером 1000×300 м осложнена многочисленными участками микросейсм северо-восточной и северо-западной ориентировки (рис. 3, Б).

Интерпретируемые авторами тренды сейсмической активности [13] хорошо сопоставляются с полем глобальных напряжений ротационного поля рассматриваемого стратиграфического диапазона данного района (рис. 3, Б) по литературным источникам [10]. Отмечается значительное влияние гидроразрыва на работу скважин за пределами области фиксирования микросейсм. После его проведения ряд скважин, расположенных как в пределах, так и за пределами зоны сейсмической активности, были обводнены, что объясняется поступлением в них жидкости, применяемой при закачке пропанта. Обводнение скважин за пределами зоны сейсмического возбуждения может быть связано с автогенерацией планетарной трещиноватости, сформированной в период эксплуатации этих скважин.

### Заключение

Учитывая механизм формирования зон трещиноватости при гидроразрыве сланцевых толщ, можно определить наиболее результативные мето-

ды повышения эффективности разработки этих отложений, позволяющие поддерживать процесс автогенерации планетарной системы трещин. Автогенерация свободных трещин растяжения при проведении гидроразрыва в отложениях баженовской свиты требует поддержания в процессе разработки максимально возможной депрессии между поровым давлением в битуминозных аргиллитах и давлением в трещине гидроразрыва. Это способствует наиболее значительному оттоку углеводородов из сланцевой толщи и образованию свободных трещин растяжения в зонах планетарной напряжённости сланцевой толщи, что увеличивает период работы скважины.

В настоящее время в Западной Сибири проводится обширная программа по выработке наиболее эффективных методик освоения углеводородного потенциала баженовской свиты. Однако «слепое» копирование западных технологий при разработке рассматриваемой сланцевой толщи должного результата не даёт, и в результате этого формируется мнение, что промышленная добыча нефти из битуминозных аргиллитов баженовской свиты нецелесообразна [14].

В то же время необходимо иметь в виду, что основой эффективной разработки битуминозных сланцев Северной Америки является формирование обширной зоны техногенной трещиноватости при гидроразрыве карбонатной толщи Среднего Баккена (рис. 3, В). Это позволяет уже на раннем этапе эксплуатации осуществлять «дренаж» значительных объёмов углеводородов из перекрывающих и подстилающих битуминозных глин. В Западной Сибири литологическое строение баженовской свиты неоднородно [15–18]. Незначительные по толщине прослойки кремнистых и карбонатных разностей «рассеяны» в разрезе баженовской свиты, в результате чего обширной зоны трещиноватости при ГРП, способной дренировать большую площадь битуминозных глин, не образуется. Необходимо разрабатывать методику, позволяющую активизировать планетарную трещиноватость непосредственно в сланцевой толще.

Основная задача этого направления состоит в определении оптимального режима опробования, который можно отрабатывать на скважинах эксплуатационного фонда месторождений юрского комплекса, выведенных из разработки [19, 20]. Проводя в таких скважинах перфорацию баженовской свиты с последующим применением порохового генератора давления можно найти оптимальный режим освоения, который в дальнейшем можно будет применять на скважинах с гидроразрывом сланцевой толщи.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глейзер К.С., Джонсон Г.М., Кляйнберг Р.Л. Поиски высокопродуктивных зон: качество коллектора и качество заканчивания в органогенных сланцах // Нефтегазовое обозрение. – 2013. – С. 66–85. URL: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/russia13/win13/article5.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia13/win13/article5.pdf) (дата обращения 15.08.2017).
2. Effects of laminated structure on hydraulic fracture propagation in shale / D. Xu, R. Hu, W. Gao, J. Xia // Petroleum Exploration and Development. – 2015. – V. 42. – P. 573–579.
3. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs / B. Hou, M. Chen, Z. Li, Y. Wang, C. Diao // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – V. 41. – P. 833–838.
4. Wang X., Gao S., Gao C. Geological features of Mesozoic lacustrine shale gas in south of Ordos Basin, NW China // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – V. 41. – P. 326–337. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876380414600379> (дата обращения 23.05.2017).
5. Bakken Tight Oil congress. Denver, CO, May 30–31, 2012. URL: <http://www.bakken-tight-oil.com> (дата обращения 23.05.2017).
6. Рац М.В., Чернышев С.Н. Трещиноватость и свойства трещинных коллекторов. – М.: Недра, 1971. – 160 с.
7. Шульц С.С. Планетарная трещиноватость // Планетарная трещиноватость. – 1973. – № 8. – С. 5–37.
8. Методика изучения трещиноватости пород закрытых платформенных территорий / К.И. Миклуленко, А.И. Зоткевич, И.А. Пехтерева, Г.Г. Шемин // Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минер. сырья. – 1972. – Вып. 132. – 99 с.
9. Миклуленко К.И., Шемин Г.Г. Трещиноватость юрских и нижнемеловых пород Обь-Иртышского междуречья // Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минер. сырья. – Новосибирск. 1971. – Вып. 132. – С. 90–101.
10. Долицкий А.В. Реконструкции тектонических структур. – М.: Недра, 1978. – 148 с.
11. Гребенников В.Т. Технологии воздействия на продуктивный пласт генераторами давления и горюче-окислительными жидкостями. – М.: ЗАО «ЮНАЙТЕДНОРД», 2008. – 45 с. URL: <http://www.twirpx.com/file/1496581/> (дата обращения 23.05.2017).
12. Абрамова. О.П., Манулик П.В. Роль поровых растворов глинистых отложений в системе сопряжённого нефтидо- и рудогенеза // Электронный журнал Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. URL: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_4/abramova.html](http://oilgasjournal.ru/vol_4/abramova.html) (дата обращения 23.05.2017).
13. Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale / M.K. Fisher, B.M. Davidson, A.K. Goodwin, E.O. Fielder, W.S. Buckler, N.P. Steinsberger // SPE Convention. – San Antonio, 2002. URL: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-77441-PA> (дата обращения 23.05.2017).
14. Гладков Е.А. Испытание новых технологий при разработке баженовской свиты в Западной Сибири // Горные ведомости. – 2016. – № 1, 2. – С. 146–152. URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=25378319> (дата обращения 23.05.2017).
15. Classification of rocks of the Bazhenov Formation / A.E. Kontorovich, P.A. Yan, A.G. Zamirailova, E.A. Kostyreva, V.G. Eder // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – V. 57. – № 11. – P. 1606–1612.
16. The mineralogy of the clayey-silty siliceous rocks in the Bazhenov Shale Formation (Upper Jurassic) in the west Siberian Basin, Russia: the role of diagenesis and possible implications for their exploitation as an unconventional hydrocarbon reservoir / M.V. Shaldybin, Y.M. Lopushnyak, I.V. Goncharov, M.J. Wilson, L. Wilson, B.G. Mendis // Applied Clay Science. – 2017. – V. 136. – P. 75–89.
17. Geochemical methods for prediction and assessment of shale oil resources (case study of the Bazhenov Formation) / M.B. Skvortsov, M.V. Dakhnova, S.V. Mozhegova, A.M. Kirsanov, I.K. Komkov, I.L. Paizanskaya // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – V. 58. – № 3–4. – P. 403–409.
18. Models of the REE distribution in the black shale Bazhenov Formation of the West Siberian marine basin, Russia / Y.N. Zanin, V.G. Eder, A.G. Zamirailova, V.O. Krasavchikov // Chemie der Erde – Geochemistry. – 2010. – V. 70. – № 4. – P. 363–376.
19. Belozerov V.B., Baranov V.E., Dmitriev A.Y. Petroleum Generation Potential of Bituminous Mudstones in Tomsk Region Bazhen Suite (Western Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – № 24. – С. 1–6. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012036> (дата обращения 23.05.2017).
20. Белозёров В.Б. Особенности формирования зон трещиноватости при гидроразрыве сланцевых толщ // EGA/SPE Joint Workshop on Shale Oil. – 2015. – 4 с. URL: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=79880> (дата обращения 23.05.2017).

Поступила 01.12.2017 г.

## Информация об авторах

**Белозёров В.Б.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры проектирования объектов нефтегазового комплекса Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

УДК:662.276:550.8.052

## OPEN-FRACTURED BAZHENOV SUITE AND ITS FUTURE DEVELOPMENT

Vladimir B. Belozеров,

belozerovvb@hw.tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**Relevance** Development of shale-oil as a potential crude hydrocarbon source is the most pressing issue for production depression areas with well-developed infrastructure. This regards West Siberian petroleum province, where «shale oil» is associated with Bazhenov suite bituminous shale, indicating proven commercial productivity within several areas.

**The aim** of the research is to estimate the role of planetary fracturing in Bazhenov suite bituminous shale deposits for enhancing shale-oil development efficiency and to identify auto-generation conditions of planetary fracturing based on Bazhenov suite sampling results.

**Research target:** Jurassic–Cretaceous bituminous shale in Bazhenov suite, southeast West Siberian Plate.

**Research methodology** is based on the following correlation: abstract theorem of planetary fracturing to both surveys of fractured Bazhenov suite deposits, sampling results from Glukhovskiy well № 2 and fundamental features of shale formation Bakken and Barnett development in North America.

**Results.** The analysis performed, being based on published sources and core data, indicated a significant development of vertical rupture within Bazhenov suite formation section. The geological age correlation between the identified fracture systems and global rotation stress field traces within Eurasia territories was revealed. Identical oil inflow dynamics was determined on the basis of Bazhenov suite sampling data via both powder generator of pressure in Glukhovskiy area and shale formation hydrofracturing in USA 42–24A well within Bakken formation (North America).

**Key words:**

Bazhenov suite, fracturing, hydrofracturing, pore pressure, shale formation, stress field.

## REFERENCES

- Glejzer K.S., Jhonson G.M., Klyaynberg R.L. Seeking the Sweet Spot: Reservoir and Completion Quality in Organic Shales. *Oilfield Review*, 2013, vol. 25, no. 4. Available at: [http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield\\_review/russia13/win13/article5.pdf](http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/russia13/win13/article5.pdf) (accessed 15 August 2017).
- Xu D., Hu R., Gao W., Xia J. Effects of laminated structure on hydraulic fracture propagation in shale. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, vol. 42, pp. 573–579.
- Hou B., Chen M., Z Li., Wang Y., Diao C. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, vol. 41, pp. 833–838.
- Wang X., Gao S., Gao C. Geological features of Mesozoic lacustrine shale gas in south of Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, vol. 41, pp. 326–337. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876380414600379> (accessed 23 May 2017).
- Bakken Tight Oil congress*. Denver, CO, May 30–31, 2012. Available at: <http://www.bakken-tight-oil.com> (accessed 23 May 2017).
- Rats M.V., Chernyshev S.N. *Treshchinovatost i svoystva treshchinnykh kollektorov* [Jointing and features of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 160 p.
- Shults S.S. Planetarnaya treshchinovatost [Planetary jointing]. *Planetarnaya treshchinovatost*, 1973, no. 8, pp. 5–37.
- Mikulenko K.I., Zotkevich A.I., Pekhtereva I.A., Shemin G.G. Metodika izucheniya treshchinovatosti porod zakrytykh platformnykh territoriy [Method of studying rock jointing of closed platform areas]. *Trudy Sibirskogo nauchno-issledovatel'skogo instituta geologii, geofiziki i mineralnogo syr'ya*, 1972, Iss. 32, 99 p.
- Mikulenko K.I., Shemin G.G. Treshchinovatost yurskikh i nizhnemelovykh porod Ob–Irtyskogo mezhdurech'ya [Jointing of Jurassic and Low Cretaceous rocks of Ob–Irtys interfluv]. *Trudy Sibirskogo nauchno-issledovatel'skogo instituta geologii, geofiziki i mineralnogo syr'ya*, 1971, Iss. 132, pp. 90–101.
- Dolitsky A.V. *Rekonstruktsii tektonicheskikh struktur* [Tectonic structure reconstruction]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 148 p.
- Grebennikov V.T. *Tekhnologii vozdeystviya na produktivnyy plast generatorami davleniya i goryuche-okislitelnyimi zhidkostyami* [Technique of pressure generator and flammable-oxidating fluid effect on productive strata]. Moscow, Yunaytednord Publ., 2008. 45 p. Available at: <http://www.twirpx.com/file/1496581/> (accessed 23 May 2017).
- Abramova. O.P., Manulik P.V. The role of clay pore water in the system of the genetic revolution ships of petroleum and ores. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*. In Rus. Available at: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_4/abramova.html](http://oilgasjournal.ru/vol_4/abramova.html) (accessed 23 May 2017).
- Fisher M.K., Davidson B.M., Goodwin A.K., Fielder E.O., Buckler W.S., Steinsberger N.P. Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale. *SPE Convention*. San Antonio, 2002. Available at: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-77441-PA> (accessed 23 May 2017).
- Gladkov E.A. test of new techniques when exploring Bazhenov formation in Western Siberia. *Gornye vedomosti*, 2016, no. 1, 2, pp. 146–152. Available at: <http://elibrary.ru/item.asp?id=25378319> (accessed 23 May 2017).
- Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Classification of rocks of the Bazhenov Formation. *Russian Geology and Geophysics*, 2016, vol. 57, no. 11, pp. 1606–1612.
- Shaldybin M.V., Lopushnyak Y.M., Goncharov I.V., Wilson M.J., Wilson L., Mendis B.G. The mineralogy of the clayey-silty siliceous rocks in the Bazhenov Shale Formation (Upper Jurassic) in the west Siberian Basin, Russia: the role of diagenesis and possible implications for their exploitation as an unconventional hydrocarbon reservoir. *Applied Clay Science*, 2017, vol. 136, pp. 75–89.
- Skvortsov M.B., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Kirsanov A.M., Komkov I.K., Paizanskaya I.L. Geochemical methods for prediction and assessment of shale oil resources (case study of

- the Bazhenov Formation). *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 3–4, pp. 403–409.
18. Zanin Y.N., Eder V.G., Zamirailova A.G., Krasavchikov V.O. Models of the REE distribution in the black shale Bazhenov Formation of the West Siberian marine basin, Russia. *Chemie der Erde – Geochemistry*, 2010, vol. 70, no. 4, pp. 363–376.
19. Belozorov V.B., Baranov V.E., Dmitriev A.Y. Petroleum Generation Potential of Bituminous Mudstones in Tomsk Region Bazhen Suite (Western Siberia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, no. 24, pp. 1–6. Available at: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012036> (accessed 23 May 2017).
20. Belozorov V.B. Osobennosti formirovaniya zon treshchinovosti pri gidrorazryve slantsevykh tolshch [Peculiarities of formation of fractured zones at fracturing shale formations]. *EGA/SPE Joint Workshop on Shale Oil*, 2015, 4 p. Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=79880> (accessed 23 May 2017).

*Received: 1 December 2017.*

#### Information about the authors

**Vladimir B. Belozorov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.