

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/36\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2015)

УДК 622.276.63:552.578.061.4:551.762.3(571.122)

**Литвин В.Т.**

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия, LitvinVT@bk.ru

**Стрижнев К.В.**

ООО «Газпромнефть-Ангара», Санкт-Петербург, Россия, Strizhnev.KV@gazprom-neft.ru

**Роцин П.В.**

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия, PaulForrest@yandex.ru

## **ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКОВ НЕФТИ В СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПАЛЪЯНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Описываются результаты исследований, проводимых в разведочных и добывающих скважинах, а также изучения образцов керна туглеймской свиты, которая на Пальяновском месторождении является аналогом баженовской свиты. На основе структурирования этих данных представлена упрощенная фильтрационно-емкостная модель отложений баженовской свиты на участке Пальяновской площади Красноленинской группы месторождений, с описанием литотипов модели. Даны рекомендации по дальнейшему изучению нетрадиционных коллекторов баженовской свиты и рассмотрены перспективные технологии интенсификации притока нефти из продуктивных интервалов.*

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, фильтрационно-емкостная модель, сланцевая нефть, кислотная обработка, баженовская свита, туглеймская свита, Пальяновское месторождение.

### **Особенности строения**

Вопреки тому, что отложения баженовской свиты с 60-х гг. прошлого века рассматривались только как нефтегазоматеринские породы и к породам-коллекторам не относились и даже рассматривались как региональный флюидоупор, их продуктивность была установлена на многих месторождениях. В настоящее время такие породы относят к нетрадиционным трещинным коллекторам [Петухов, 2002], которые распространены не только в Западной Сибири в виде баженовской свиты и её аналогов, но и широко известны в других нефтегазоносных бассейнах.

Например, нефтеносность туглеймской свиты, которая является аналогом хорошо известной у нас в стране и за рубежом баженовской свиты [Дорофеева и др., 1983], на месторождениях Красноленинского свода была установлена в период с 1975 г. по 1980 г. на Ем-Еговском и Пальяновском месторождениях.

Несмотря на полученные многочисленные притоки нефти из отложений баженовской свиты освоение этого уникального объекта находится на начальной стадии. До сих пор плохо изучены закономерности распространения залежей, их строение. Кроме того, отсутствуют

надежные методы опробования пласта, что в ряде случаев приводит к отрицательному результату при испытании нефтенасыщенных участков свиты.

Оценкой перспектив поиска и разработки нетрадиционных пород-коллекторов в баженовской свите специалисты начали заниматься еще в начале 80-х гг. [Нестеров, 1980; Халимов, Мелик-Пашаев, 1980; Ясович, 1981; Дорофеева и др., 1983; Филина, Корж, Зонн, 1984; Аксенов и др., 1986]. В настоящее время интерес к баженовской свите только продолжает расти. Относительно перспектив нефтегазоносности сланцевых формаций устраиваются семинары, выпускаются многочисленные статьи и книги [Захаров, 2006; Славкин, Алексеев, Колосков, 2007; Бурштейн и др., 2015; Саранча и др., 2015]. Одна из последних монографий [Нефть и газ низкопроницаемых..., 2014] была опубликована в прошлом году, в ней описываются предпосылки вовлечения в хозяйственный оборот нетрадиционных скоплений нефти и газа, которые в долгосрочной перспективе могут стать дополнением к сырьевой базе Российской Федерации.

Поисково-разведочные работы на Пальяновской площади (рис. 1) начаты в 1971 г. заложением скв. 22Р в присводовой части поднятия. При опробовании скважины в интервале абсолютной отметки 2316,3-2399,6 м (тюменская свита + палеозой) получен фонтанный приток нефти дебитом 192 м<sup>3</sup>/сут на 8-мм штуцере. Отложения баженовской и викуловской свит в скв. 22Р не опробовались. Однако два года назад была пробурена скв. 153 [Стрижнев, Литвин, 2013], в которой был получен промышленный приток нефти, что в очередной раз поставило вопрос о перспективах добычи нефти из этих низкопроницаемых коллекторов.

С целью изучения фильтрационно-емкостных свойств и ранжирования отдельных литотипов баженовской свиты по емкостным характеристикам с учетом специфики минерального состава был проанализирован весь комплекс многочисленных исследований, проведенных на Пальяновской площади.

В рамках выполнения петрофизических исследований специалистами ЗАО «МиМГО» была определена открытая пористость гелиевым порозиметром на неэкстрагированных и экстрагированных образцах керна, абсолютная газопроницаемость неэкстрагированных и экстрагированных цилиндрических образцов, изучена анизотропия проницаемости на кубических образцах, изучена пористость методом жидкостенасыщения: цилиндров и кубиков, а также остаточная нефтенасыщенность.



работ на рентгеновском микротомографе был изложен в статьях [Жерлыгин и др., 2014; Рошин и др., 2013].



**Рис. 2. Упрощенная литолого-емкостная модель тутлеймской (баженовской) свиты Пальяновской площади**

*1 – глинисто-кремнистые породы интенсивно пиритизованные; 2 – глинисто-карбонатно-кремнистые породы; 3 – глинисто-радиолярито-кремнистые породы; 4 – трещины. А – пирит; В – карбонаты; С – кремнезём; D – глины; E – радиоляриты.*

Средние значения фильтрационно-емкостных свойств каждого из литотипов определенные различными методами приведены в табл. 1. Проницаемость трещин определялась путем сканирования кернового материала на компьютерном томографе. Программное обеспечение томографа позволяет выделять объекты (трещины, каверны) и определять их геометрические параметры. В данном случае это ширина, протяженность трещины и ее абсолютная проницаемость. Из-за ограниченного количества кернового материала, а также его непригодности ввиду разрушения после извлечения на поверхность или проведения замера на гелиевом порозиметре, на данном этапе исследований не было возможности определить некоторые из параметров.

К первому литотипу относятся глинисто-кремнистые породы (рис. 3, 4), интенсивно пиритизованные (в среднем 15-20%), с высоким содержанием органического вещества. Фильтрационно-емкостные свойства этих отложений хуже всего изучены ввиду малого количества представительного кернового материала по интервалу их залегания.

Таблица 1

## Средние значения фильтрационно-емкостных свойств по отдельным литотипам

Номер литотипа		1	2	3
Название литотипа		Глинисто-кремнистые интенсивно пиритизованные породы	Глинисто-карбонатно-кремнистые породы	Глинисто-радиоляритно-кремнистые породы
Параметры определенные различными методами				
Гелиевый порозиметр	Открытая пористость, %	нет представительного образца	1,03	3,33
	Абсолютная газопроницаемость, мД	нет представительного образца	0,09	0,61
ГИС	Общая пористость, %	15,2	14,34	6,24
Компьютерный томограф	Закрытая пористость, %	2,65	3,79	нет представительного образца
	Открытая пористость, %	3,07	3,77	нет представительного образца
	Общая пористость, %	3,26	5,79	нет представительного образца
Расчетные показатели	Среднее значение проницаемости трещин, Д	2,6		

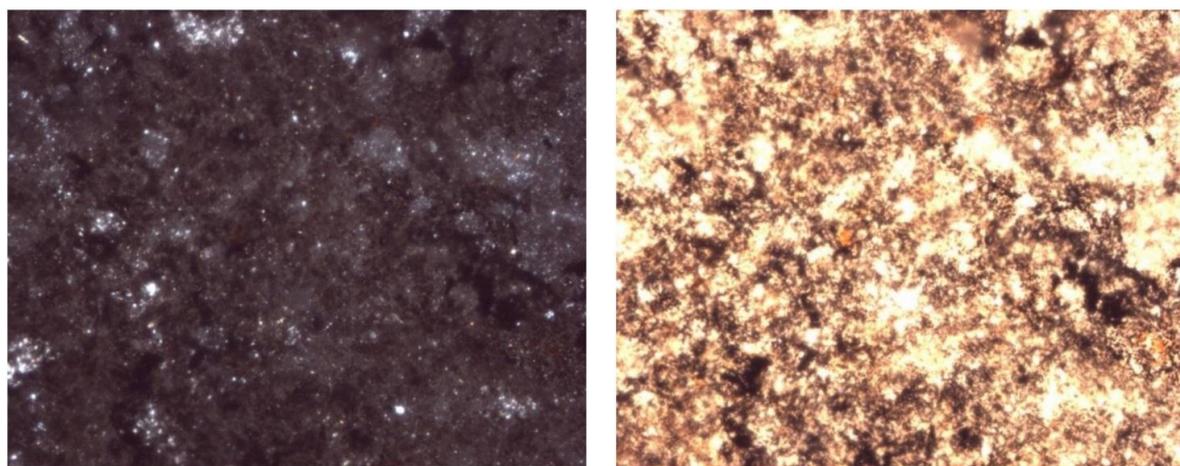
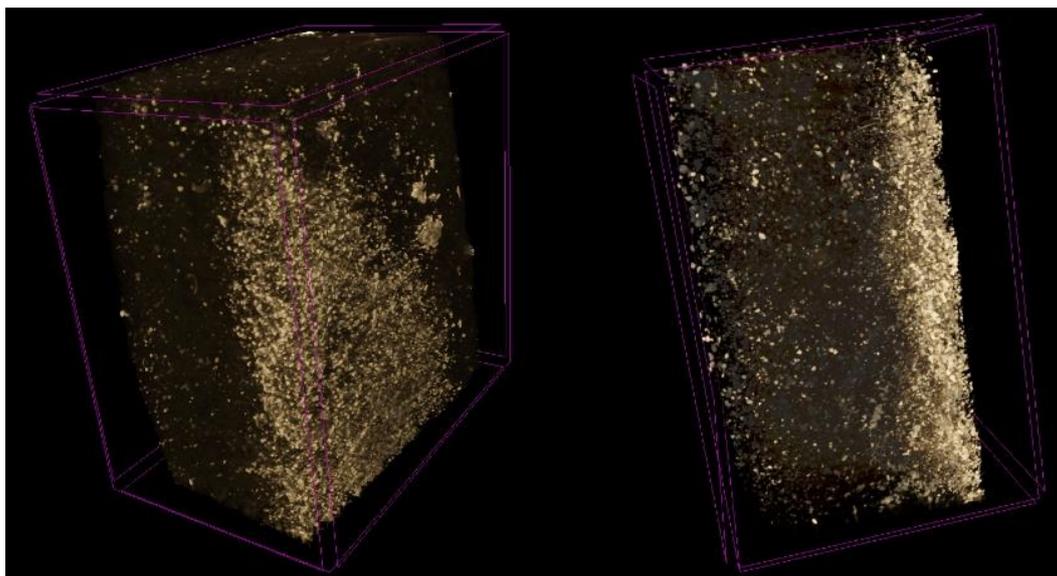


Рис. 3. Шлиф образца 13144 (скв. 153). Глинисто-кремнистая порода интенсивно пиритизованная и насыщенная органическим веществом с неупорядоченной текстурой Слева – скрещенные николи, справа – параллельные.  $10\times$  – объектив  $\times$  окуляр.



**Рис. 4.** Трехмерное изображение глинисто-кремнистого интенсивно пиритизованного интервала

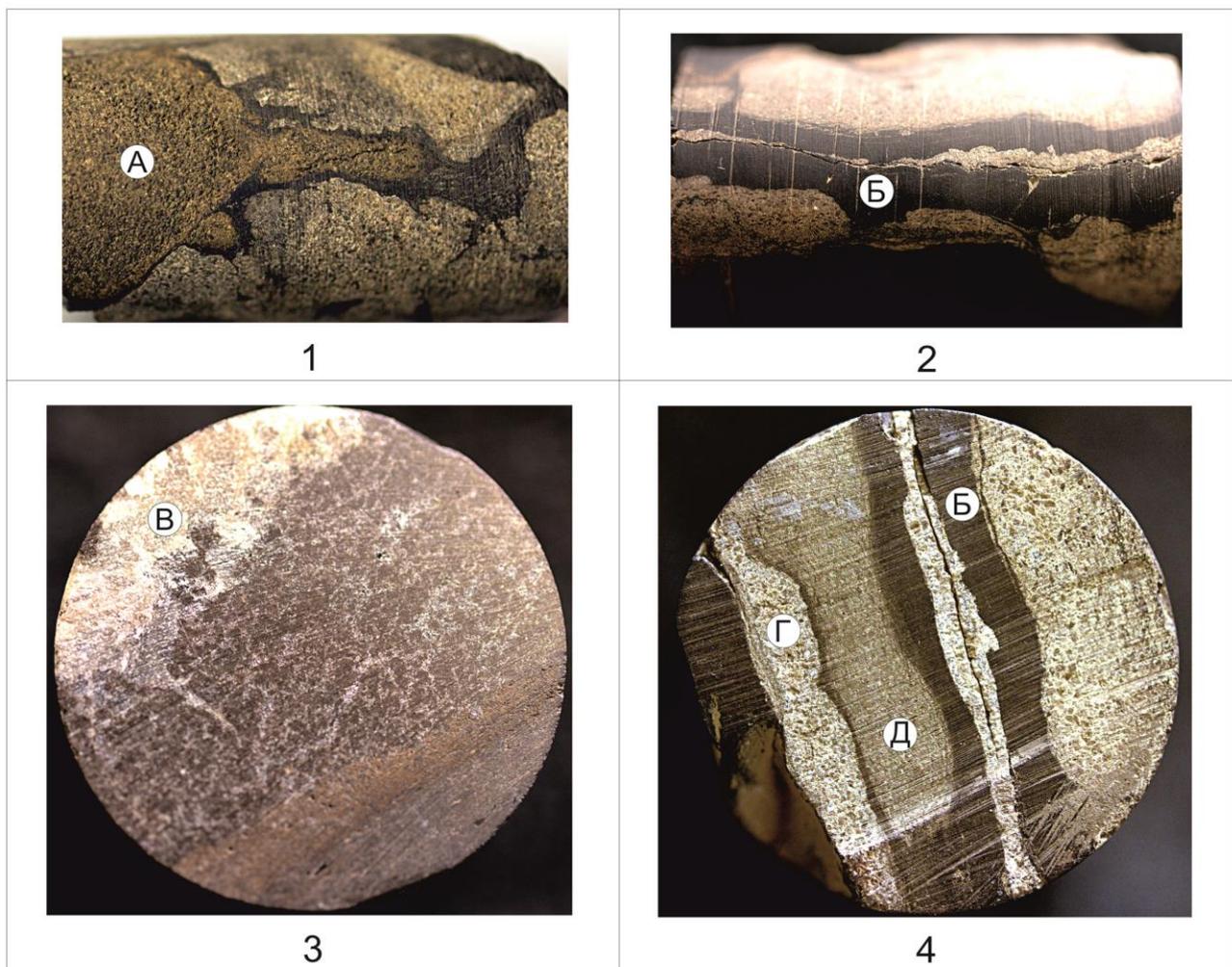
Имеющийся керновый материал представлен образцами со сколами и техногенными трещинами, что не позволяет отнести показания, полученные в ходе анализа керна, к достоверным. Это связано со слоистостью пород и их растрескиванием как во время изготовления образцов, так и во время экстракции. Толщина этого литотипа в среднем 10 м.

Второй литотип представлен глинисто-карбонатно-кремнистыми породами с линзовидными и конкреционными прослоями карбонатов (рис. 5). Карбонатные прослои и конкреции нередко трещиноватые, с кальцитовым выполнением по трещинам; также в залеченных трещинах в гораздо меньших количествах встречается пирит, кварц и каолинит. Толщина прослоев этих отложений не превышает 10 м.

Данные ГИС показали самые высокие значения общей пористости в первом литотипе, хотя он представлен плотными глинисто-кремнистыми породами. На фотографии полноразмерного керна (рис. б) видно, что для второго литотипа модели характерны повсеместные карбонатные прослои и линзы, обладающие хорошей нефтенасыщенностью, судя по снимкам в ультрафиолетовом свете. Результаты сканирования керна на компьютерном томографе показывают, что общая пористость первого литотипа практически вдвое ниже, чем глинисто-карбонатно-кремнистых пород второго литотипа модели и близка по показаниям значений гелиевого порозиметра. Повышенные значения пористости в показаниях геофизического прибора скорее всего связаны с высокой слоистостью пород и горизонтальной трещиноватостью.

Таким образом, для оценки пористости по разрезу баженовской свиты лучше использовать усредненные значения, полученные при анализе керна на гелиевом порозиметре

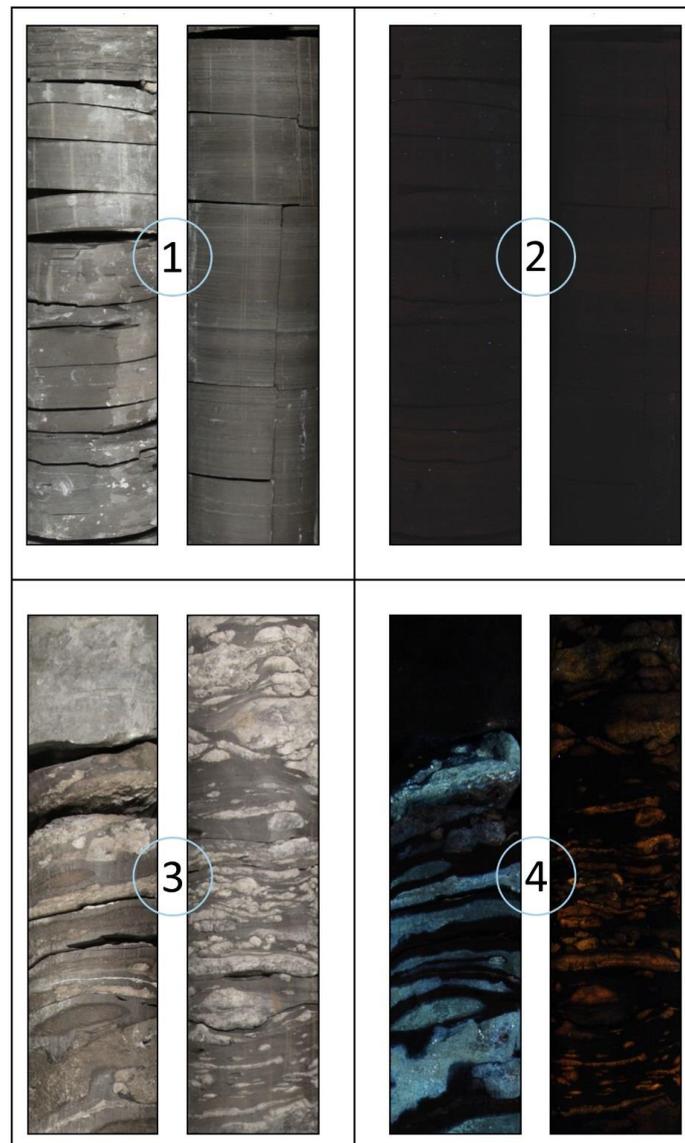
и компьютерном томографе, который может определять, как открытую, так и закрытую пористости.



**Рис. 5. Фотографии кернового материала**

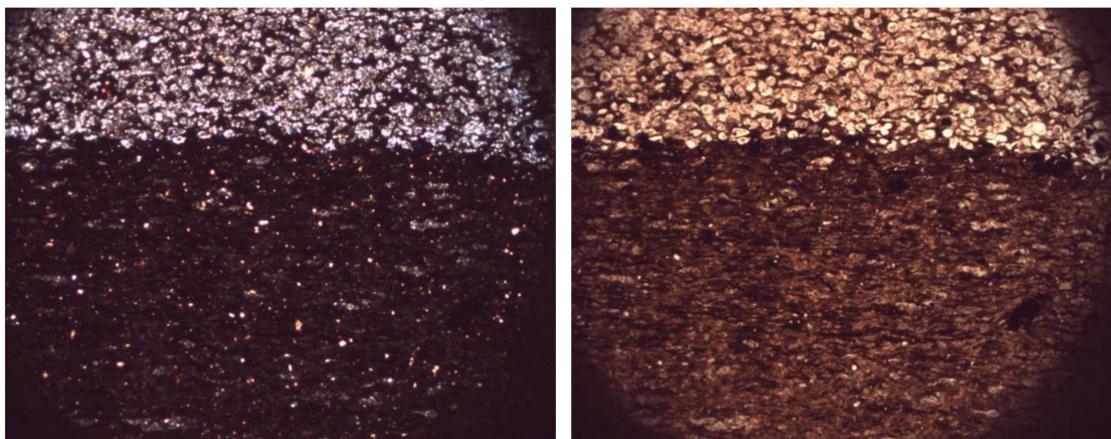
*1, 2 – вид с торца, образцы выбурены параллельно напластованию; 3, 4 – фронтальный вид керна 1 и 2 соответственно. А – тонкомелкозернистый нефтенасыщенный песчаник; Б – битуминозный аргиллит; В – кальцитовый прожилок; Г – трещина, заполненная карбонатным цементом; Д – алеврит.*

Третий литотип модели представлен глинисто-радиолярито-кремнистыми породами. Отличительной чертой пород данного литотипа является чередование слоев глинисто-кремнистых пород, умеренно насыщенных радиоляриями, со слоями с большим количеством радиоляриевых остатков, вплоть до радиоляритов (рис. 7). Толщина данного литотипа в среднем 15-20 м.



**Рис. 6. Фотографии полноразмерного керна скв. 153**

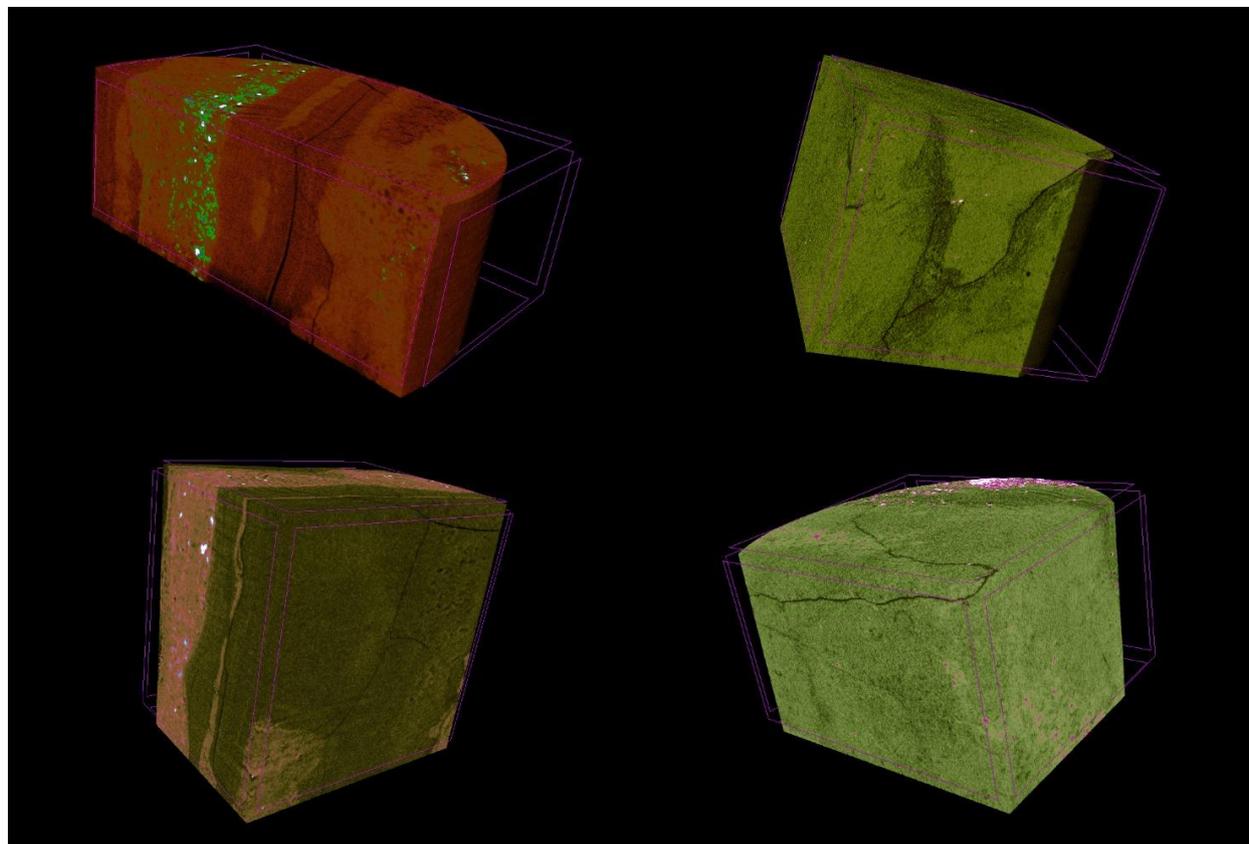
*1, 2 – интервал (2658-2659 м) соответствует первому литотипу модели; 3, 4 – интервал (2665-2666 м) второго литотипа в дневном и ультрафиолетовом свете соответственно.*



**Рис. 7. Переслаивание кремневого радиоларита и глинисто-кремнистой породы, насыщенной радиолариями. Обр. 13324 (скв. 601)**

*Слева – скрещенные николи, справа – параллельные. 2<sup>x</sup> – объектив×окуляр.*

Ряд исследований, проведенных на рентгеновском микротомографе SkyScan 1173 (рис. 8), а также фотографии шлифов под микроскопом свидетельствуют о наличии трещиноватости. Некоторая часть наблюдаемых трещин залечена кальцитовым цементом, что говорит о их естественном, а не техногенном происхождении.



**Рис. 8. Разрезы 3D моделей кернового материала скв. 153**

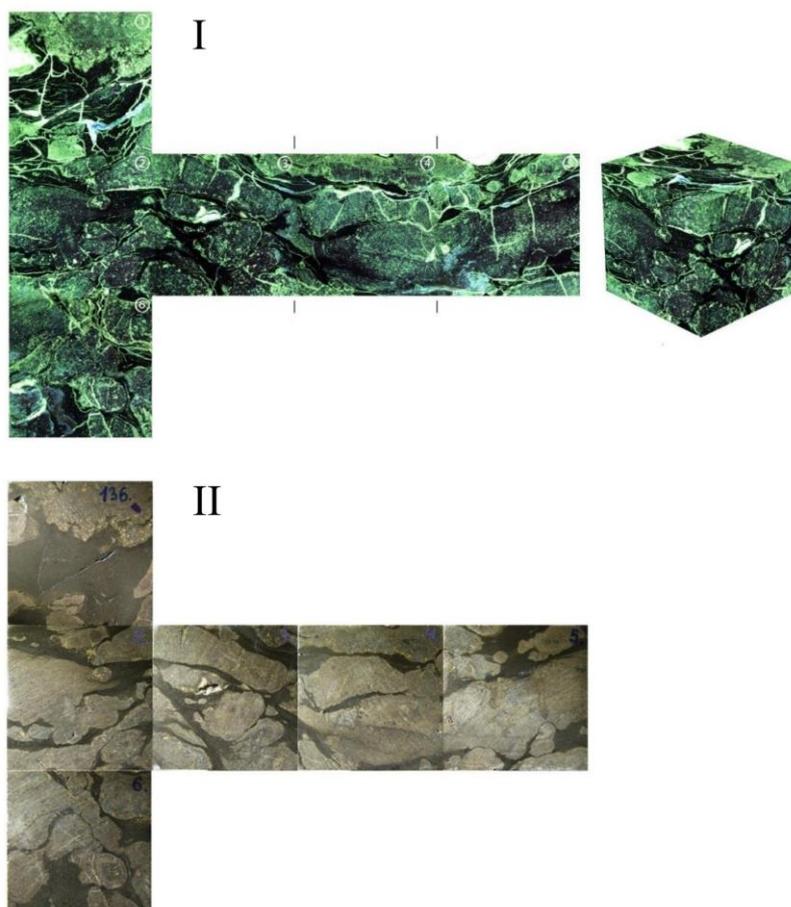
*Интервал отбора соответствует второму структурному элементу.*

Согласно табл. 1, проницаемость трещин в глинисто-карбонатно-кремнистых породах может превышать 1 Дарси при площади одной трещины всего  $2,67 \text{ мм}^2$ , что свидетельствует о наличии высокопроницаемых каналов фильтрации нефти.

Так, например, в скв. 153 на глубине 2665,65 м вскрыта глинисто-карбонатно-кремнистая порода второго литотипа, проницаемый слой которой представлен карбонатно-кремнистыми обломками с пористостью до 3,5-4%. Обломки хорошо окатанны и соединены между собой сетью разноориентированных трещин со средней раскрытостью 35 мкм. Средняя поверхностная плотность трещин в  $1,25 \text{ см/см}^2$  позволяет фильтровать углеводороды из пористых участков. Значение трещинной проницаемости достигает 3,3 мД. Тип коллектора – трещинно-поровый.

Метод определения этих параметров заключается в следующем. Изготавливают кубический образец размером 5x5 или 4x4 см, фотографируют все грани образца при дневном

свете. Определяют проницаемость в трех направлениях на проницаемостемере ГПМ-4 конструкции ВНИГНИ, емкость - на автоматизированных весах «SCALTEC-SBA» (Германия) и «A and D» HF-300 (Япония) путем гидростатического взвешивания. Далее образец насыщают раствором люминофора. Под ультрафиолетовой лампой фотографируют грани и проводят подсчет плотности и раскрытости трещин, а также выявляют соотношения разного типа пустот в породах и определяют тип коллектора (рис. 9).



**Рис. 9. Пример результата исследований фильтрационно-емкостных свойств кубического образца скв. 153, глубина 2665,65 м**

*I – фотография кубического образца в УФ-свете с насыщением люминофором, II – фотография кубического образца в дневном свете. Емкость – 4%. Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см<sup>2</sup>): 1 – 1,44; 2 – 1,25; 3 – 1,19; 4 – 0,98; 5 – 1,69; 6 – 0,94; среднее – 1,25. Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 130; сред. – 35.*

В скв. 601 эффективная пористость определена 6,4% в карбонатно-кремнистых линзах, окружённых глинистым матриком глинисто-карбонатно-кремнистых отложений. Трещины разноориентированные, короткие, средняя поверхностная плотность 0,57 см/см<sup>2</sup>. Фильтрация происходит по поровым каналам и редким трещинам; проницаемость трещин обычно не превышает 1 мД. В этой же скважине глинисто-радиолярито-кремнистые породы, относящиеся к третьему литотипу, представлены сильно деформированными радиоляритами.

В них развита система секущих горизонтальных трещин с раскрытостью 15 мкм и поверхностной плотностью 1,84 см/см<sup>2</sup>. Пористость пород достигает 2% за счёт сильно развитой системы микротрещин, трещинная проницаемость – до 0,004 мД.

Исходя из вышеизложенного, можно с уверенностью утверждать, что по разрезу баженовской свиты отмечается наличие высокопроницаемых трещин, являющихся хорошими проводниками для сланцевой нефти баженовской свиты. Из рассмотренного кернового материала баженовской свиты по шести скважинам наблюдается наличие трещин только по скв. 153, практически по всему интервалу свиты и только в ней получен фонтанный приток нефти с начальным дебитом более 100 м<sup>3</sup>/сут. При бурении скв. 153 на глубинах, соответствующих второму и третьему литотипам, процесс сопровождался обильным поглощением бурового раствора и в конечном счете произошел выброс нефти. Выход баженовской свиты на Фонтан из отложений баженовской свиты в процессе бурения неоднократно отмечался на Салымском месторождении и подробно описывается в работе [Алексеев, 2014]. Авторы отмечают карбонатный прослой (1-4 м) на границе баженовской и абалакской свит, который и считается источником неконтролируемых нефтяных фонтанов. Данный интервал в некоторых случаях представлен трещинно-кавернозным доломитом, проницаемость которого предположительно могла достигать нескольких дарси.

Для получения притока нефти необходимо обладать не только информацией о пропластках-коллекторах, но и информацией о содержании «подвижной нефти» в повсеместно нефтенасыщенных породах баженовской свиты. Для получения такого рода данных специалистами ЗАО «МиМГО» был проведен геохимический анализ образцов на анализаторе Rock-Eval 6. Как показал анализ, отложения баженовской свиты в пределах Пальяновской площади являются не только нефтематеринскими породами, находящимися в главной зоне нефтеобразования, но и содержат в разрезе «нефтенасыщенные» интервалы. Эти интервалы в верхней части изученного разреза приурочены к существенно карбонатным породам, а в нижней части – к радиоляритам (рис. 10).

Все вышеописанное хорошо подтверждается анализом результатов промысловых геофизических исследований. В скв. 27 отдающие нефть интервалы в разрезе баженовской свиты приурочены к пропласткам уплотненных отложений второго и третьего литотипов (рис. 11). На графическом планшете можно увидеть, что из 22 м общей толщины свиты в работе находятся только 9,1 м (41%).

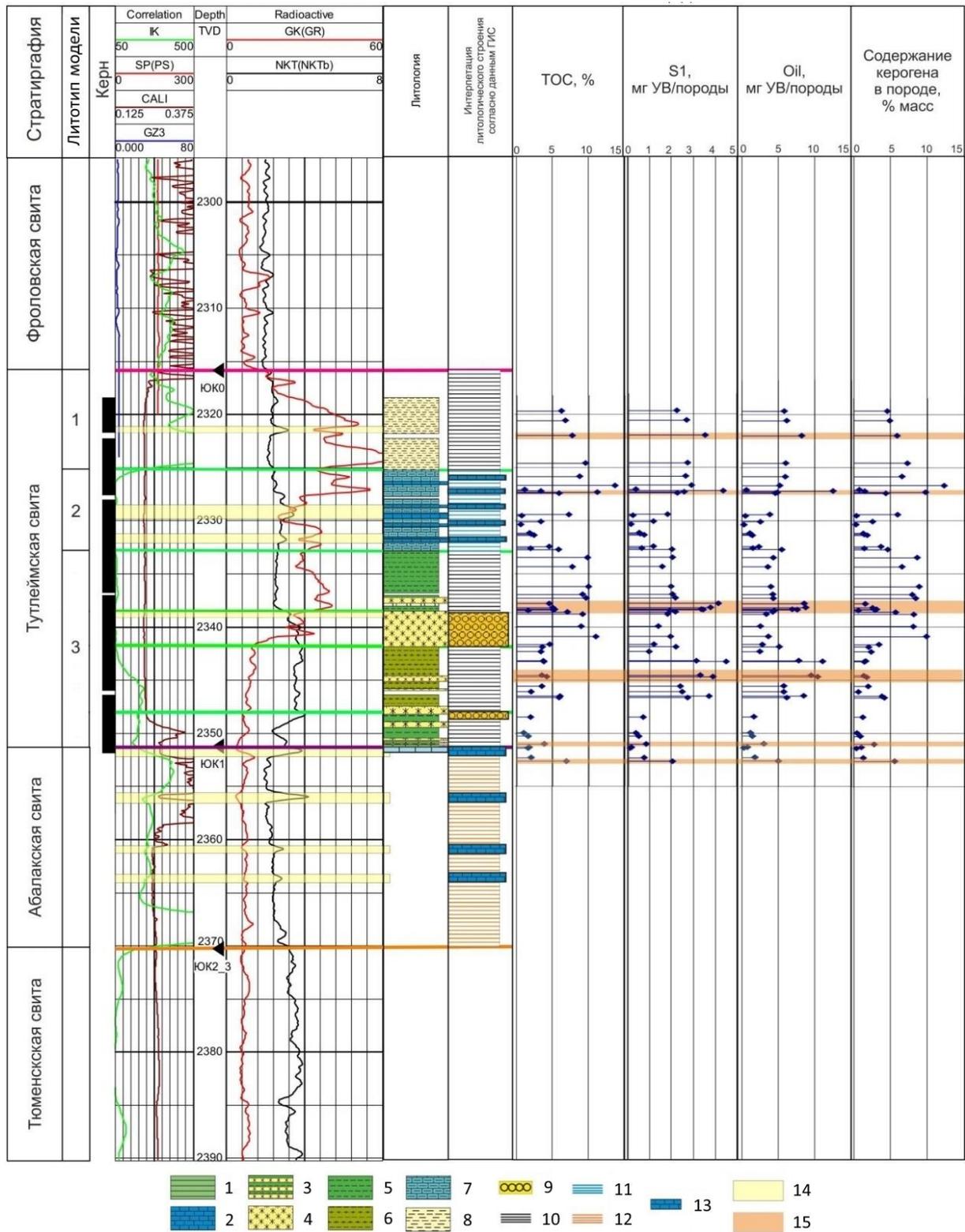
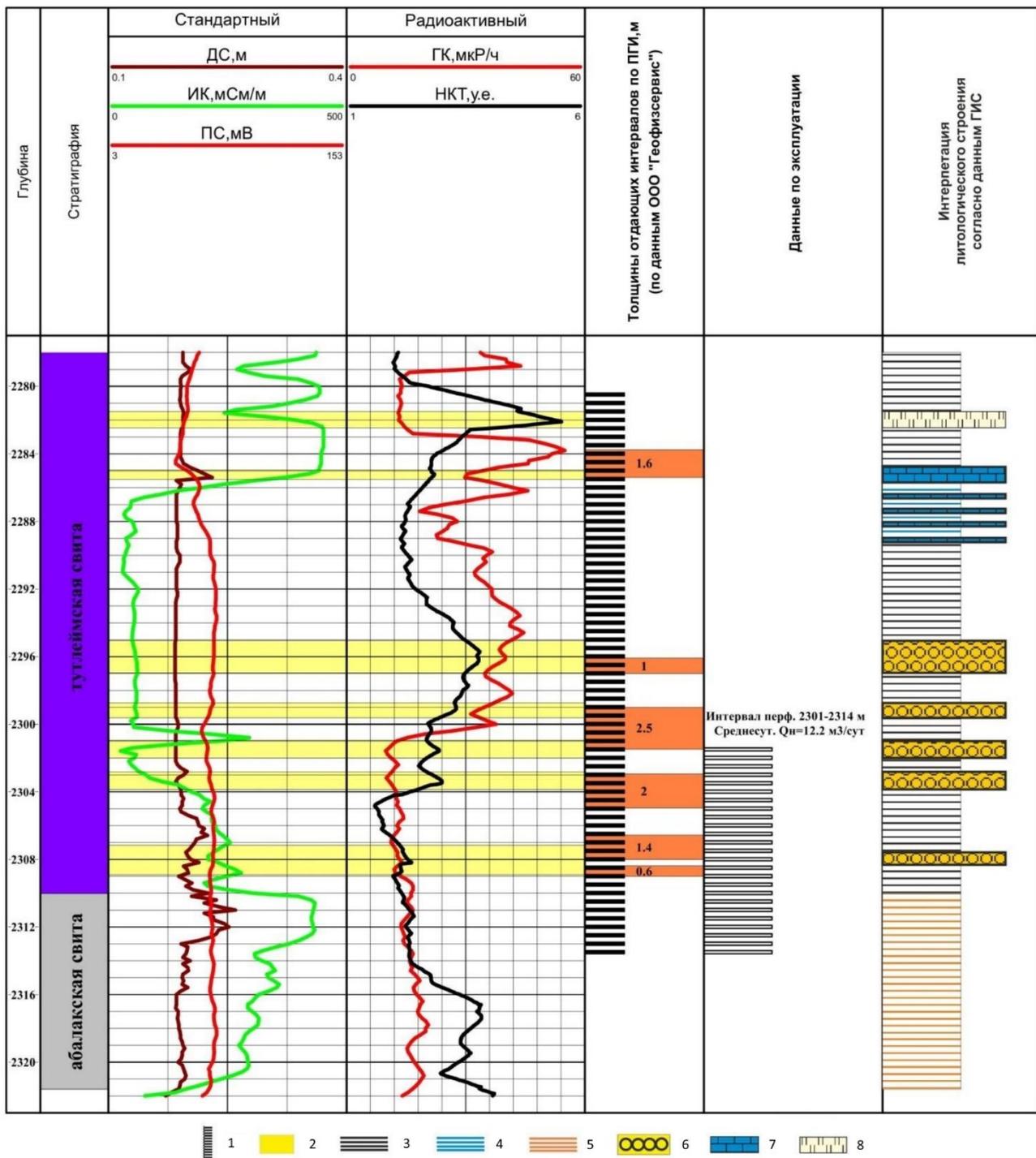


Рис. 10. Сопоставление данных литологического и геохимического анализов по скв. 600.

#### Выявление нефтенасыщенных интервалов разреза

1 – кремнисто-глинистые алевритистые породы, 2 – карбонатные породы, 3 – тонкое чередование глинисто-кремнистых пород и радиоляритов, 4 – радиоляриты, 5 – глинисто-кремнистые породы, 6 – глинисто-кремнистые породы с повышенным содержанием радиолярий, 7 – глинисто-карбонатно-кремнистые породы с линзами карбонатных пород, 8 – аргиллиты слабокремнистые, 9 – радиоляриты, 10 – глинисто-кремнистые породы, 11 – кремнисто-глинисто-карбонатные породы, 12 – кремнисто-глинистые породы, 13 – карбонатные породы, 14 – уплотненные интервалы по ГИС, 15 – нефтенасыщенные интервалы по данным геохимии.



**Рис. 11. Графический планшет методов ГИС по скв. 27Р Пальяновской площади с вынесенными результатами промысловых геофизических исследований**

1 – интервал перфорации, 2 – уплотненный интервал, 3 – глинисто-кремнистые породы, 4 – глинисто-карбонатно-кремнистые породы, 5 – кремнисто-глинистые породы, 6 – радиоляриты, 7 – карбонатные породы, 8 – кремневые породы.

Благодаря проведению перфорации суммарный среднесуточный дебит радиоляритовых прослоев составил всего 12,2 м³/сут. Это в очередной раз доказывает пагубные последствия бурения на репрессии в условиях маломощных низкопроницаемых интервалов баженовской свиты.

Таким образом, изученные породы баженовской свиты характеризуются слоистостью, низкими коллекторскими свойствами, литологической неоднородностью, высокой насыщенностью и неравномерным распределением органического вещества и нефти.

Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (по данным различных исследований, проводимых как на самих скважинах, так и на керновом материале Пальяновского месторождения) по разрезу баженовской свиты обладают трещинно-поровые и трещинно-кавернозные породы:

а) в карбонатных прослоях отложений, относящихся ко второму литотипу и представленных на рис. 2 упрощенной фильтрационно-емкостной модели баженовской свиты. Их толщина обычно не превышает 1-2 м;

б) в прослоях вторично преобразованных радиоларитов, характерных для третьего литотипа модели, также обладающими повышенными значениями емкости.

### **Технологии интенсификации притоков нефти**

Несмотря на наличие в разрезах баженовской свиты пропластков с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и высокой нефтенасыщенностью, как было показано ранее, более 75% скважин не обеспечивают промышленных притоков нефти. В большинстве случаев такое значительное количество «сухих» скважин вызвано применением неадаптированных к условиям баженовской свиты буровых растворов, жидкостей для первичного вскрытия пласта, а также интенсифицирующих составов.

На сегодняшний день основным путем освоения углеводородов баженовской свиты является использование опыта разработки сланцевых формаций в США, а именно применение технологии многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) на горизонтальных скважинах. При бурении горизонтальных скважин на баженовской свите с проведением многостадийного ГРП в разработку могут быть вовлечены только высокопроницаемые карбонатизированные пропластки и система трещин. Как известно, технология ГРП скорее позволяет увеличить раскрытость и протяженность уже имеющихся трещин, чем создавать новые. Учитывая тот факт, что в разрезе баженовской свиты встречаются трещины, заполненные кальцитом, более рациональным подходом к разработке, по мнению авторов, является предварительная обработка пласта кислотными составами.

В свою очередь, хотелось бы отметить, что согласно данным EIA разработка сланцевой формации Monterey в Калифорнии началась с бурения горизонтальных скважин и проведения на них различных вариаций ГРП. В конечном счете, компания-оператор отказалась от такого способа разработки, поскольку он оказался нецелесообразным, и в некоторых зонах формации такие скважины не работали вовсе. В настоящее время базовой технологией освоения

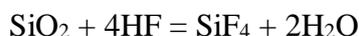
формации Monterey является бурение вертикальных скважин в сочетании с кислотной стимуляцией [Выгон и др., 2013].

Хорошая успешность применения кислотных обработок пород баженовской свиты с целью интенсификации притока нефти отмечается на Средне-Назымском месторождении [Литвин, Рязанов, Фарманзаде, 2015]. В некоторых случаях геолого-технологических мероприятий кислотная обработка сопровождалась здесь вдвое большими значениями прироста дебитов в сравнении с применением технологии ГРП.

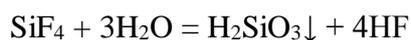
Высокая пластовая температура, аномально высокое пластовое давление, различные по гидродинамике и минералогии пропластки-проводники накладывают определенные ограничения на применение «стандартных» составов и технологий кислотной обработки продуктивных интервалов баженовской свиты.

Использование грязевой кислоты не представляется возможным по нескольким причинам. Во-первых, из-за высокого содержания карбонатов, которые при реакции с HF образуют нерастворимые соли фторидов кальция  $\text{CaF}_2$ , магния –  $\text{MgF}_2$ , железа –  $\text{FeF}_2$ ,  $\text{FeF}_3$ , за исключением растворимого  $\text{AlF}_3$ . Во-вторых, взаимодействие плавиковой кислоты с кремнистой составляющей пород, а именно с  $\text{SiO}_2$ , может идти по двум направлениям:

1) с образованием хорошо растворимой комплексной кремнефтористоводородной кислоты  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  по реакциям:



2) с образованием метакремниевой кислоты, переходящей в золь, а затем в гель по схеме:



Образование геля  $\text{H}_2\text{SiO}_3$  приоритетнее по скорости реакции, что не исключает кольматации продуктивных интервалов и является доказательством невозможности применения грязевой кислоты, в состав которой входит плавиковая.

Что касается солянокислотных обработок пласта, то высокая пластовая температура накладывает свои ограничения. Средняя пластовая температура баженовской свиты на Пальяновской площади –  $105^\circ\text{C}$ . Такие высокие значения температуры способствуют ускорению всех реакций и требуют применения замедлителей. Например, можно заменить часть соляной кислоты на менее реакционноспособную – уксусную. Скорость нейтрализации составов в этом случае по данным Ш.К. Гиматудинова замедляется до 4,5 раза [Гиматудинов, 1983].

Низкая проницаемость и аномально высокое пластовое давление исключает возможность использования кислотных эмульсий и пенокислотных систем в качестве технологий интенсификации притока нефти. Рациональным решением, при наличии

различных по гидродинамике пропластков, будет использование вязких отклонителей при кислотной обработке баженовской свиты. Закачка по схеме: пачка кислоты → пачка отклонителя → пачка кислоты позволит направить следующую за вязким отклонителем порцию кислоты в низкопроницаемые зоны, микротрещины и увеличить время контакта с залеченными трещинами за счет создания дополнительных сопротивлений при продвижении кислот.

Учитывая вышеизложенное, дальнейшие исследования будут направлены на изучение характеристик кернового материала новых скважин, подбор кислотных составов [Фарманзаде, Литвин, Рошин, 2015] с замедленным временем реакции и тестирование технологии последовательной обработки пласта на фильтрационной установке в приближенных к пластовым условиям (по данным скважин, находящихся в эксплуатации).

### **Заключение**

Проведено ранжирование отдельных литотипов по емкостным характеристикам с учетом специфики минерального состава. Исходя из анализа, сопоставления емкостных и фильтрационных характеристик, можно сделать вывод, что в верхней части баженовской свиты сосредоточены глинисто-кремнистые породы с большим количеством рассеянного пирита, выступающие в качестве покрышки. Ниже по разрезу располагаются трещиноватые глинисто-карбонатно-кремнистые и глинисто-радиоляритно-кремнистые породы, обладающие хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Для них характерно наличие «подвижной» нефти.

Для более достоверного выявления перспективных интервалов на приток нефти из отложений баженовской свиты и прогнозирования зон повышенной трещиноватости при заложении новых скважин необходимо производить отбор ориентированного по сторонам света кернового материала. В комплексе с сейсморазведочными работами, геофизическими и гидродинамическими исследованиями скважин это позволит повысить эффективность разработки такого сложного объекта.

Применение комплексного подхода при изучении кернового материала повысит достоверность данных в ходе оценки фильтрационно-емкостных свойств баженовской свиты и поможет выделять продуктивные интервалы, которые в последствии могут быть интересны с точки зрения физико-химического воздействия на них. Например, современные рентгеновские компьютерные томографы позволяют производить сканирование как небольших образцов керна, так и полноразмерных - высотой до 200 мм, что в сочетании с классическими способами изучения пород позволит добиться синергетического эффекта.

В качестве технологий интенсификации притока нефти рекомендуется использование кислотной обработки трещинно-поровых и трещинно-кавернозных интервалов с прослоями

карбонатов и радиоляритов адаптированными непосредственной к каждой скважине составами. Первичная кислотная обработка позволит изменить скин-эффект призабойной зоны пласта в сторону отрицательных значений благодаря растворению кольматантов. Последующие обработки - растворить в той или иной степени залеченные кальцитом трещины и матрицу, что увеличит зону питания скважины, а также создаст дополнительные каналы для проникновения в них геля ГПП.

Наконец, необходимо эксплуатировать скважину штуцерами малого диаметра для предотвращения быстрого снижения пластового давления с целью продления «жизни» скважины.

### Литература

*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: сборник научных трудов. – 1986. – С. 111.

*Алексеев А.Д.* Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 2. // Rogtec. – 2014. – №35. – С. 38-51.

*Буриштейн Л.М., Казаненков В.А., Киреева А.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Пономарева Е.В., Сафронов П.И., Фомин А.Н.* Нефтегазопроизводящий потенциал баженовской свиты и ее аналогов (центральные и южные районы Западно-Сибирского бассейна) // Tyumen 2015-Deep Subsoil and Science Horizons. – 2015.

*Выгон Г., Рубцов А., Клубков С., Ежов С., Белова М., Козлова Д., Ли Д.* Нетрадиционная нефть: станет ли Бажен вторым Баккеном? Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2013. – 68 с. - <http://energy.skolkovo.ru/news/354>

*Гиматудинов Ш.К.* Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

*Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев В.А., Петрова Г.В., Позиненко Б.В.* Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.

*Жерлыгин А.Л., Роцин П.В., Литвин В.Т., Орлов М.С.* Применение трехмерной рентгеновской компьютерной томографии для обоснования технологии разработки месторождений высоковязкой нефти Самарской области // Практическая микротомография: материалы III Всероссийской научной конференции. – 2014. - №1 (1). – С. 59-62.

*Захаров В.А.* Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразие. - М.: Т-во научных изданий КМК, 2006. – С. 552-568.

*Литвин В.Т., Рязанов А.А., Фарманзаде А.Р.* Теоретические аспекты и опыт проведения работ по интенсификации притока нефти на коллекторах баженовской свиты // Нефтепромысловое дело. – 2015. – №5. – С. 24-29.

*Нестеров И.И.* Нефтегазоносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири // Сов. геология. – 1980. – Т. 11911. – С. 3-10.

Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.

*Петухов А.В.* Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 276 с.

*Роцин П.В., Рогачев М.К., Васкес Карденас Л.К., Кузьмин М.И., Литвин В.Т., Зиновьев А.М.* The research of core sample of Pecherskoe bitumen formation by SkyScan 1174v2 micro-ct scanner // Международный научно-исследовательский журнал. – 2013. – №2 (8). - С. 45-48.

*Саранча А.В., Гарина В.В., Митрофанов Д.А., Левитина Е.Е.* Результаты опытно-промышленной разработки баженовской свиты на западно-сахалинском месторождении // Фундаментальные исследования. – 2015. – №2-14.

*Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н.* Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №8. – С. 100-104.

*Стрижнев К.В., Литвин В.Т.* Повышение эффективности технологии интенсификации добычи нефти для коллекторов баженовской свиты // Нефть. Газ. Промышленность. – 2013. – №50. – С. 26-31.

*Фарманзаде А.Р., Литвин В.Т., Роцин П.В.* Подбор основы кислотного состава и специальных добавок для обработки призабойной зоны пласта баженовской свиты // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – №3-4 (34), С. 68-72.

*Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С.* Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. - М.: Наука, 1984. – 36 с.

*Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С.* О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. – 1980. – №6. – С. 1-10.

*Ясович Г.С.* Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1981. – №166. – С. 51-60.

**Litvin V.T.**

National Mineral Resources University (Mining University), Saint-Petersburg, Russia, LitvinVT@bk.ru

**Strizhnev K.V.**

Ltd Gazpromneft-Angara, Saint-Petersburg, Russia, Strizhnev.KV@gazprom-neft.ru

**Roschin P.V.**

National Mineral Resources University (Mining University), Saint-Petersburg, Russia, PaulForrest@yandex.ru

## FEATURES OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND STIMULATION OF COMPLEX OIL RESERVOIRS OF BAZHENOV FORMATION, PALYANOVSK OIL FIELD

*The results of special investigation at exploration and producing wells, core samples investigation of Tutleimskaya formation, which is the prototype of Bazhenov Formation at Palyanovskoye oil field, are presented. The conceptual poroperm model of Bazhenov Formation at Palyanovskoye oil field (Krasnoleninskoye fields cluster) is presented on the basis of the aggregation of these data with facies description. Some recommendations for further studies of Bazhenov Formation unconventional reserves and special technologies of wells stimulation at producing zones are proposed.*

**Keywords:** *unconventional resources, poroperm model, tight reservoir, shale oil, acidizing, Bazhenov Formation, Tutleimskaya Formation, Palyanovskoye oil field.*

### References

Aksenov A.A., Alenin V.V., Zonn M.S., Ryzhik V.M. *K metodike prognoznoy otsenki resursov nefi bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [On the methods of forecast evaluation of oil resources of Bazhenov Formation of Western Siberia]. Problemy neftenosnosti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri: collection of scientific papers, 1986, p. 111.

Alekseev A.D. *Bazhenovskaya svita: v poiskakh bol'shoy slantsevoy nefi na Verkhnem Salyme. Chast' 2* [Bazhenov Formation: In Search of a large shale oil in the Upper Salym. Part 2]. Rogtec, 2014, no. 35, p. 38-51.

Burshteyn L.M., Kazanenkov V.A., Kireeva A.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Ponomareva E.V., Safronov P.I., Fomin A.N. *Neftegazoproizvodyashchy potentsial bazhenovskoy svity i ee analogov (tsentral'nye i yuzhnye rayony Zapadno-Sibirskogo basseyna)* [Oil and gas producing potential of Bazhenov suite and its analogs (central and southern areas of the West Siberian basin)]. Tyumen 2015-Deep Subsoil and Science Horizons, 2015.

Dorofeeva T.V., Krasnov S.G., Lebedev V.A., Petrova G.V., Pozinenko B.V. *Kollektory nefi bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Reserves of oil Bazhenov Formation in Western Siberia]. Leningrad: Nedra, 1983, 131 p.

Farmanzade A.R., Litvin V.T., Roshchin P.V. *Podbor osnovy kislotnogo sostava i spetsial'nykh dobavok dlya obrabotki prizaboynoy zony plasta bazhenovskoy svity* [Selection of basis of acid composition and special additives for the treatment of bottomhole formation zone of Bazhenov Formation]. Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal, 2015, no. 3-4 (34), p. 68-72.

Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. *Paleografiya i neftenosnost' bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Paleogeography and oil potential of Bazhenov Formation in Western Siberia]. Moscow: Nauka, 1984, 36 p.

Gitatudinov Sh.K. *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefi* [Guidelines on development and exploitation of oil deposits. Petroleum production]. Moscow: Nedra, 1983, 455 p.

Khalimov E.M., Melik-Pashaev V.S. *O poiskakh promyshlennykh skopleniy nefi v bazhenovskoy svite* [On the search for industrial clusters oil Bazhenov formation]. Geologiya nefi i gaza, 1980, no. 6, p. 1-10.

Litvin V.T., Ryazanov A.A., Farmanzade A.R. *Teoreticheskie aspekty i opyt provedeniya rabot po intensivatsii pritoka nefi na kollektorakh bazhenovskoy svity* [Theoretical aspects and experience of the work on the stimulation of oil reservoirs in the Bazhenov Formation]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no. 5, p. 24-29.

*Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevyykh tolshch – rezerv syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii* [Oil and gas of low-permeability shale strata - Reserve of hydrocarbon resource base in Russia]. O.M. Prishchepa, O.Yu. Aver'yanova, A.A. Il'inskiy, D. Morariu; editor O.M. Prishchepy. Saint Petersburg: VNIGRI, 2014, 323 p.

Nesterov I.I. *Neftegazonosnost' bituminoznykh glin bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Petroleum potential of bituminous clays of Bazhenov Formation of Western Siberia]. *Sov. geologiya*. – 1980. – T. 11911. – S. 3-10.

Petukhov A.V. *Teoriya i metodologiya izucheniya strukturno-prostranstvennoy zonal'nosti treshchinnykh kollektorov nefi i gaza* [Theory and methodology of the study of structural and spatial zoning fractured reservoirs of oil and gas]. Ukhta: Ukhtinskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiy universitet, 2002. 276 p.

Roshchin P.V., Rogachev M.K., Vaskes Kardenas L.K., Kuz'min M.I., Litvin V.T., Zinov'ev A.M. The research of core sample of Pecherskoe bitumen formation by SkyScan 1174v2 micro-ctscanner. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal*, 2013, no. 2 (8), p. 45-48.

Sarancha A.V. Garina V.V. Mitrofanov D.A. Levitina E.E. *Rezultaty opytno-promyshlennoy razrabotki bazhenovskoy svity na zapadno-sakhalinskom mestorozhdenii* [Results of research and industrial development of the Bazhenov Formation in the West Sakhalin field]. *Fundamental'nye issledovaniya*, 2015, no. 2-14.

Slavkin B.C., Alekseev A.D., Koloskov V.N. *Nekotorye aspekty geologicheskogo stroeniya i perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity na zapade Shirotnogo Priob'ya* [Some aspects of the geological structure and prospects of the oil-bearing Bazhenov Formation in the west Latitude Ob]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2007, no. 8, p. 100-104.

Strizhnev K.V., Litvin V.T. *Povyshenie effektivnosti tekhnologii intensivatsii dobychi nefi dlya kollektorov bazhenovskoy svity* [Improving the efficiency of technology for stimulation of oil reservoirs Bazhenov Formation]. *Neft'. Gaz. Promyshlennost'*, 2013, no. 50, p. 26-31.

Vygon G., Rubtsov A., Klubkov S., Ezhov S., Belova M., Kozlova D., Li D. *Netraditsionnaya nefi: stanet li Bazhen vtorym Bakkenom? Energeticheskiy tsentr Moskovskoy shkoly upravleniya SKOLKOVO* [Unconventional oil: Will the Bazhen be second Bakken? Energy Centre SKOLKOVO]. 2013, 68 p, available at: <http://energy.skolkovo.ru/news/354>

Yasovich G.S. *Perspektivy neftegazonosnosti zon razvitiya anomal'nykh razrezov bazhenovskoy svity Srednego Priob'ya* [Oil and gas potential development zones of anomalous sections of the Bazhenov Formation Middle Ob]. *Trudy ZapSibNIGNI*, 1981, no. 166, p. 51-60.

Zakharov V.A. *Usloviya formirovaniya volzhsko-berriasskoy vysokouglerodistoy bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri po dannym paleoekologii* [Conditions of formation of the Volga-Berriasian high-carbon Bazhenov Formation in Western Siberia according to paleoecology]. *Evolutsiya biosfery i bioraznoobraziya*. Moscow: T-vo nauchnykh izdaniy KMK, 2006, p. 552-568.

Zherlygin A.L., Roshchin P.V., Litvin V.T., Orlov M.S. *Primenenie trekhmernoy rentgenovskoy komp'yuternoy tomografii dlya obosnovaniya tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefi Samarskoy oblasti* [The use of three-dimensional computed tomography technology to support the development of heavy oil fields of the Samara region]. *Practical microtomography: Materials III All-Russian scientific conference*, 2014, no.1 (1), p. 59-62.