

Изучение изменений структуры пустотности горных пород при создании напряженного состояния методами электронной микроскопии

Б.М. Осовецкий¹, К.П. Казымов¹, И.Ю. Колычев², Я.В. Савицкий², С.В. Галкин^{2*}

¹Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

На примере нефтяной залежи в верейских отложениях одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделены литотипы, различающиеся структурой пустотного пространства. На образцах керн для различных литотипов проведены эксперименты с изменением напряженного состояния пород в условиях объемного (псевдотрехосного) сжатия. Создаваемое в экспериментах давление отождествлено с развитием процессов на удалении от эпицентра появления трещин гидроразрыва. До и после нагружения образцы керн исследованы методами неразрушающего контроля. Изучение структуры образцов стандартными и томографическими методами не позволило установить существенных изменений при нагружении образцов, но было отмечено некоторое увеличение проницаемости пород. С учетом этого дальнейшее изучение образцов проведено с помощью электронной микроскопии, что позволило получить количественную информацию об изменениях пустотного пространства, невидимых при обычной рентгеновской томографии. Установлено, что как для потенциальных коллекторов, так и для непроницаемых пород происходит увеличение протяженности и раскрытости естественных трещин, что может рассматриваться как формирование дополнительных эффективных каналов фильтрации флюидов.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, керн, экспериментальное нагружение образцов, трещиноватость, томография, электронная микроскопия

Для цитирования: Осовецкий Б.М., Казымов К.П., Колычев И.Ю., Савицкий Я.В., Галкин С.В. (2023). Изучение изменений структуры пустотности горных пород при создании напряженного состояния методами электронной микроскопии. *Георесурсы*, 25(2), с. 228–235. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.16>

Введение

Основой стабилизации добычи нефти в современных условиях является масштабное проведение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение нефтеотдачи продуктивных пластов. Одним из направлений повышения эффективности ГТМ является их предварительное моделирование в лабораторных условиях на образцах керн. Методология исследований заключается в последовательном изучении керн до и после воздействия нагружением с проведением анализа количественных изменений в структуре емкостного пространства горных пород. В дополнение к традиционным исследованиям используются современные методы неразрушающего контроля: прежде всего рентгеновская томография и в меньшей мере электронная микроскопия керн.

Метод рентгеновской томографии керн успешно применяется при оценке технологий кислотного воздействия (Хижняк и др., 2015; Равелев и др., 2020), кольматации высокообводненных интервалов (Ketova et al., 2021), действия технологических жидкостей на горные породы (Гаршина и др., 2020). Во всех перечисленных случаях

структура емкостного пространства после воздействия применяемых реагентов существенно меняется, но разрешающая способность томографии (для стандартных образцов керн порядка 40–45 мкм) достаточна для визуализации значимых изменений.

Внедрение технологии гидроразрыва пласта (ГРП) связано с решением многочисленных и сложных задач (Махмутов и др., 2017).

Одним из путей оптимизации технологических характеристик ГРП является предварительное моделирование процессов гидроразрыва пласта на керновых моделях, которое основано на создании напряжений на образцах и определении геомеханических свойств пород в разных состояниях. При этом экспериментальные нагрузки не достигают значений, приводящих к разрушению целостного состояния пород. Поэтому параметры, характеризующие изменение пустотного пространства (в частности, протяженность и раскрытость микротрещин), могут находиться за пределами разрешающей возможности томографического метода.

В данном случае визуализация и количественная оценка возникающих в опытных образцах изменений может быть проведена с применением сканирующей электронной микроскопии, разрешающая способность которой значительно больше. При этом существенной проблемой является то, что каждый микроскопический снимок позволяет визуализировать лишь малую часть

* Ответственный автор: Галкин Сергей Владиславович
e-mail: gnfd@pstu.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

опытного образца и при этом только с поверхности. Этот недостаток в определенной степени может быть компенсирован использованием большого количества микроскопических снимков. Они должны представлять разные участки керна, на которых измеряются параметры (протяженность, раскрытость) присутствующих трещин до и после нагружения образцов.

В настоящей статье рассматривается применение предлагаемой методологии при моделировании гидроразрыва пласта на образцах керна.

Материалы и методы

Объектом исследования являются верейские продуктивные отложения одного из нефтяных месторождений Пермского края. Необходимо заметить, что согласно современной оценке для территории северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции обеспеченность добычи запасами углеводородного сырья не превышает 20 лет при обводненности запасов основных эксплуатационных объектов 62% для месторождений Пермского края и 86% для месторождений Удмуртии (Соколов, Шубина, 2022). На этих территориях в последние годы начинают активно вводиться в промышленную эксплуатацию ранее неразрабатываемые продуктивные пласты, прежде всего каширско-верейские нефтяные залежи, которые к настоящему времени практически не обводнены. Для данного типа залежей Волго-Урала характерна высокая неоднородность пустотного пространства с выделением вторичной пористости, которая развивается унаследованно в результате процессов выщелачивания и растворения по внутри- и межформенным элементам породы (Хисамов и др., 2014). С этим также связано развитие естественной трещиноватости пород, которая имеет подчиненное значение в объеме пустотного пространства.

До сих пор ввиду низкой производительности скважин при применении стандартных технологий выработка верейских залежей велась низкими темпами. Опыт эксплуатации скважин последнего десятилетия показывает, что наиболее эффективным методом для эффективной разработки каширско-верейских пластов является гидроразрыв пласта (ГРП) (Новокрещенных, Распопов, 2020; Топал и др., 2020; Gilaev et al., 2020).

Типичной проблемой в условиях высокой неоднородности геологического разреза является то, что закономерности изменения коллекторских свойств пород на микроуровне, по данным геофизических исследований скважин (ГИС), обычно «теряются» (Исакова и др., 2021). Так, на основе детального анализа керна в работе (Galkin et al., 2023) обосновано выделение в верейской карбонатной толще четырех литологических типов геологического разреза (литотипов): 1) высокопористый кавернозный; 2) с чередованием пропластков пористых и плотных пород; 3) низкопористый; 4) плотный.

Для низкопористых интервалов геологического разреза литотипов 2 и 3 установлено наличие маломощных интервалов нефтеносности, которые в результате гидроразрыва пласта могут быть введены в разработку, в том числе за счет формирования трещиноватости в объеме изначально слабопроницаемых пород.

Наиболее массовые исследования трещиноватости для рассматриваемой залежи проводились методом

гидродинамических исследований скважин (Черепанов и др., 2014; Ghadami et al., 2015; Li et al., 2017). Исследования ряда скважин проводились с использованием волнового акустического каротажа (ВАК-Д) и азимутального электрического микроимиджера (МЦИ) (Xie et al., 2018; Jin et al., 2022). В целом комплексная оценка промысловыми исследованиями позволяет оценить раскрытость естественных трещин как низкую (порядка 10 мкм) (Хисамов и др., 2014; Galkin, et al., 2022), что является предпосылкой для применения методов интенсификации добычи нефти.

Для наглядного представления пустотного пространства пород были проведены томографические исследования. Томограммы образцов керна разных литотипов в естественном состоянии существенно различаются (рис. 1), что обуславливает необходимость более детального изучения особенностей их пустотного пространства.

Литотип 1 представлен известняком органогенно-детритовым с пористо-кавернозной структурой пустотного пространства (рис. 1, а). Согласно стандартным исследованиям, данный литотип обладает аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): открытая пористость (K_p) составила 22,9%, проницаемость (k) – $5224 \cdot 10^{-3}$ мкм². Пористость интервалов литотипа 1, по данным ГИС, превышает 20%. Форма пор сложная, угловатая, часть пор представлена длинными трубчатыми каналами, выполненными по исходному детриту. Большая доля пустотности представлена крупными порами, которые хорошо визуализируются томографическим методом ($K_{п-том} = 16,0\%$). Необходимо отметить, что нефтенасыщенные интервалы, представленные литотипом 1, эффективно разрабатываются без применения ГТМ.

Интервалы разреза литотипа 2, по данным ГИС, интерпретируются как однородные коллекторы с K_p около 12%. Однако по свойствам керна литотип 2 представлен литологически неоднородным известняком, состоящим из трех прослоев – детритового пористого (темного цвета на томограмме), более плотного пористого и относительно однородного без существенных включений (рис. 1, б). Оценка пористости по томографии $K_{п-том}$ составила 4,1%. По данным исследований с помощью стандартных методов образец керна относится к малопроницаемым коллекторам ($K_p = 8,2\%$; $k = 0,9 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Интервалы разреза для литотипа 3 по запасам нефти относятся к непроницаемым породам, так как согласно данным ГИС K_p оценивается ниже граничных значений коллекторов ($K_p < 7\%$). Для исследованного образца керна данного литотипа K_p , согласно стандартным исследованиям, составила 5,6%. По данным томографии литотип 3 представлен неоднородным известняком, местами сильно кавернозным. Каверны имеют сложную вытянутую форму и, вероятно, выполнены по ходам илоедов и детриту (рис. 1, в). Пористость представлена крупными порами,

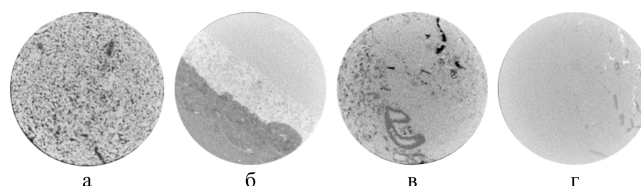


Рис. 1. Томограммы для различных литотипов пород: а – литотип 1, б – литотип 2, в – литотип 3, г – литотип 4

размеры которых больше разрешающей способности метода, поэтому все емкостное пространство хорошо видно на томографических снимках ($K_{\text{п-том}} = 5,6\%$). В связи с большей раскрытостью емкостного пространства проницаемость литотипа 3 несколько выше, чем у литотипа 2 – $k = 1,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Плотный известняк литотипа 4 имеет низкие ФЭС ($K_{\text{п}}$ от 0,8% до 1,7% и k порядка $0,002 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Пористость по томографии оценена в 0,2%, что сопоставимо с погрешностью метода. При этом присутствуют неравномерно распределенные по объему образца плотностные неоднородности: вероятно, органогенный детрит (рис. 1, г). Малое значение $K_{\text{п-том}}$ указывает на то, что все пустоты в образце меньше разрешающей способности томографического метода.

Таким образом, показано, что технология ГРП может быть использована только для повышения нефтеотдачи пластов литотипов 2 и 3.

Для дополнительного анализа микропустотного пространства литотипов использован сканирующий электронный микроскоп марки QUATTRO-C (США). Режим работы микроскопа: рабочее напряжение – 30 кВ, рабочее расстояние – 10 мм, сила тока – 0,1 нА. С помощью электронного микроскопа выполнено сканирование поверхности образцов керна литотипов с фотографированием основных особенностей микропустотного пространства.

Результаты

Электронно-микроскопические исследования позволили выявить дополнительные особенности каждого из литотипов, которые оказались разными модификациями биогенных известняков. На снимках, полученных в широком диапазоне увеличений микроскопа (от 100× до нескольких тысяч), установлено присутствие специфических органических остатков, свидетельствующих о разном генезисе известняков исследованных литотипов.

Структура высокопористого кавернозного литотипа 1 сформирована относительно крупными по размерам кальцитовыми псевдоморфозами по органическим остаткам (остракодам) типичной округлой формы или их обломками в достаточно плотной упаковке. Процессы диа- и катагенеза лишь в небольшой степени привели к заполнению вторичным карбонатным веществом межзерновых пустот в породе. В итоге сформировался высокопористый нефтяной коллектор.

Основу пустотного пространства в этом литотипе составляют широко распространенные микрокаверны и межзерновые поры, которые отличаются большим разнообразием форм, размеров и характера группировок. Часто присутствуют обширные каналы, образованные за счет соприкасающихся пустот, но почти полностью отсутствуют трещины. Все это типичные признаки межформенного вида порового пространства карбонатного коллектора (Гальянова и др., 1987) (рис. 2, а).

Для интервалов с чередованием пористых и плотных пропластков (литотипа 2) основой биоценоза на стадии седиментогенеза являлись колонии фораминифер достаточно крупного размера, однако условия для их массового распространения были неблагоприятными. В ходе диа- и катагенеза колонии были сцементированы вторичными карбонатными новообразованиями. Пустотное

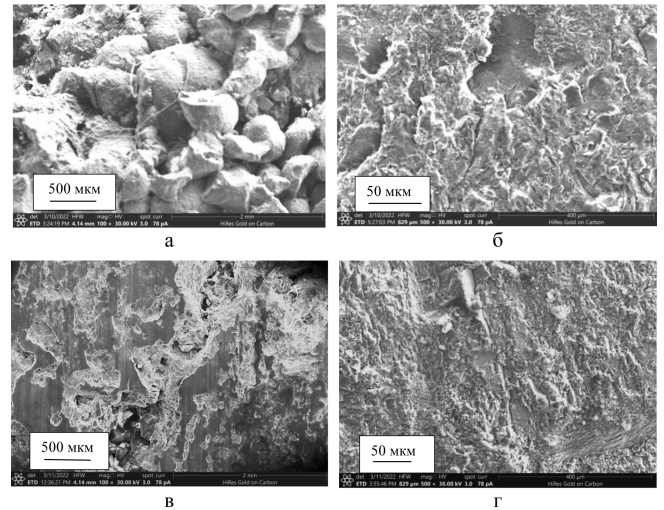


Рис. 2. Характерные детали структуры микропустотного пространства литотипов: а – литотип 1, б – литотип 2, в – литотип 3, г – литотип 4

пространство в породе в основном представлено трещинами разного происхождения (литологическими, тектоническими, естественного гидроразрыва и др.). Кроме того, в ходе процесса межпластового растворения на стадии катагенеза появились внутриформенные поры за счет растворения кальцита во внутренних камерах раковин (рис. 2, б; 3, а). Таким образом, в данном литотипе пустотное пространство имеет происхождение, характерное для трещинно-поровых коллекторов.

Интервалы низкопористого разреза литотипа 3 относятся к водорослевым известнякам. Пустотное пространство в нем представлено в основном узкими каналами между кальцитовыми псевдоморфозами по волокнам водорослей. По данным электронной микроскопии пустоты частично заполнены цементирующим карбонатным веществом (рис. 2, в; 3, б).

Микроструктура известняка плотного литотипа 4 обусловлена микритовым (чрезвычайно мелким) составом разнородных биогенных компонентов, сцементированных вторичным карбонатным веществом в ходе катагенеза. По результатам электронной микроскопии здесь также присутствуют микротрещины, но их существенно меньше, и раскрытость обычно не превышает 5 мкм.

Таким образом, получены дополнительные основания, которые позволяют рассчитывать на благоприятные результаты применения технологии гидроразрыва с целью повышения нефтеотдачи коллекторов. В частности, в трещинно-поровом коллекторе литотипа 2 подходящими для появления каналов миграции нефти являются

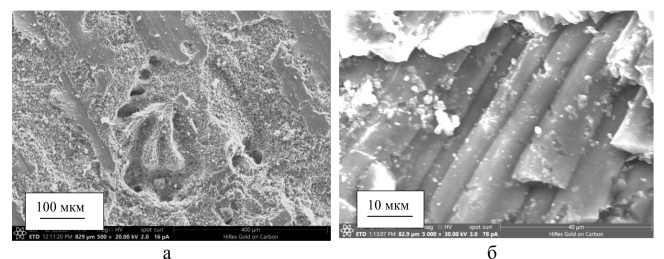


Рис. 3. Типичные признаки генетических типов известняка: а – фораминиферовый (литотип 2), б – водорослевый (литотип 3)

участки скопления многочисленных мелких трещин и фораминифер с незалеченными камерами, а в литотипе 3 – присутствующие протяженные пустоты между псевдоморфозами кальцита по водорослям и микротрещины, фиксирующие, вероятно, промежутки между отдельными колониями водорослей (рис. 4). Отметим, что последние надежно зафиксированы только на снимках с очень высоким увеличением (5000× и более).

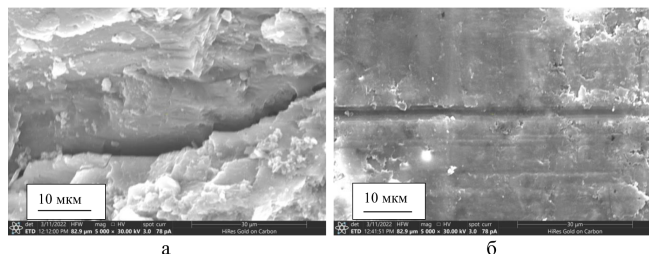


Рис. 4. Типичные микротрещины раскрытостью менее 5 мкм в образце литотипа 3

Эксперименты по созданию напряженного состояния образцов керна

С целью проведения экспериментов по имитации гидроразрыва пласта для литотипов 2 и 3 изготовлено по два цилиндрических образца керна диаметром 30 мм. Для всех образцов в естественном состоянии проведены стандартные, томографические и микроскопические исследования, результаты которых представлены выше.

Для количественной оценки параметров (протяженность, раскрытость) трещин использовали методы электронной микроскопии. На поверхности каждого образца керна выбирали площадку размером 10×10 мм. В процессе сканирования в пределах этой площадки выбирали еще 10 участков с трещинами, параметры которых (длина, раскрытость) замеряли.

Для оценки изменений напряженного состояния пластов при ГРП на исследованных образцах проведена серия экспериментов в условиях объемного (псевдотрехосного) сжатия на установке ПИК-УИДК/ПЛ (Многофункциональная система для выполнения стандартных и нестандартных тестов с целью измерения механических и петрофизических свойств породы в пластовых условиях, изготовитель АО «Геологика», Россия). На первом этапе с постоянной скоростью осевых деформаций ($v = 10^{-5} \text{ с}^{-1}$) при давлении, соответствующем исходному напряженному состоянию, проводили как минимум два цикла нагрузки – разгрузки с неперевышением предела упругости. С учетом пластовых условий изучаемого месторождения обжимное давление принималось равным 16,8 МПа, поровое давление – 11,4 МПа.

На втором этапе при постоянном обжимном (16,8 МПа) и вертикальном (26,4 МПа) давлениях на образцы проводили пять последовательных циклов увеличения порового давления от пластовых условий в 11,4 МПа до предельного значения в 15,8 МПа, что оставляло запас в 1 МПа от давления обжима. В целом с учетом реальных пластовых условий рассматриваемого месторождения создаваемое в экспериментах давление может быть отождествлено с ситуацией развития процессов на удалении от эпицентра появления трещин гидроразрыва.

После экспериментов по нагружению повторно проведены стандартные, томографические и микроскопические исследования образцов, в результате которых не выявлено значимых изменений образцов для всех литотипов. Однако анализ фильтрационных характеристик образцов после нагружения показал, что существуют некоторые различия, имеющие принципиальное значение. Так, установлен рост величины k (для литотипа 2 и литотипа 3 соответственно $1,6 \cdot 10^{-3}$ и $2,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). В обоих случаях такая проницаемость уже может рассматриваться как приемлемая для возможности фильтрации флюидов.

При повторном сканировании под электронным микроскопом поверхности тех же 10 участков в пределах ранее выбранных площадок выполнен замер параметров всех обнаруженных трещин. Следует заметить, что для трещин характерна непостоянная величина раскрытости. Замер раскрытости на снимках производился нами на расширенных участках трещин с целью получения наибольшего эффекта при сравнении результатов.

По результатам анализа установлено, что для литотипа 2 характерно не только уменьшение общего количества трещин после воздействия на образец (до эксперимента 30 трещин, после – 16), но и увеличение их раскрытости (примерно в 3 раза) и протяженности (табл. 1). Такой же результат получен для литотипа 3, для которого установлены максимальные значения раскрытости. Оценить изменение количества трещин не удалось, поскольку значительная их часть до нагружения выходила за пределы снимка (табл. 2).

По данным электронной микроскопии, при создании напряженного состояния для литотипа 4 также характерны процессы развития трещиноватости. Однако образование трещин зафиксировано в значительно меньшей степени, что исключало возможность детальных количественных сопоставлений. Это, вероятно, является следствием расщепления существовавших трещин и перемещения образовавшихся фрагментов под влиянием разнонаправленных сдвигов при экспериментальном воздействии.

Наиболее значимым результатом исследований является то, что после экспериментального воздействия на образец зафиксированы увеличение раскрытости и уменьшение количества трещин. Причиной этого является образование на образцах в результате воздействия протяженных широких зон трещиноватости за счет объединения нескольких коротких, близко расположенных и однонаправленных микротрещин. Такие зоны могут быть дополнительными эффективными каналами фильтрации нефти.

Действительно, значительное увеличение протяженности и раскрытости трещин после эксперимента отчетливо зафиксировано с помощью электронной микроскопии. Их особенностями являются наличие расширенных участков, ответвлений, расщеплений и других признаков внешнего воздействия. Конкретные фрагменты таких вновь сформированных каналов в образцах литотипов 2 и 3 показаны на рис. 5.

Таким образом, полученные результаты являются дополнительным основанием использования технологии ГРП при разработке верейской толщи, а также аналогичных по строению пластов.

| До нагружения образцов керна | | | | После нагружения образцов керна | | | |
|------------------------------|---------------|------------|------------------|---------------------------------|---------------|-----------|------------------|
| Номер снимка | Номер трещины | Длина, мкм | Раскрытость, мкм | Номер снимка | Номер трещины | Длина, мм | Раскрытость, мкм |
| 1 | 1 | 450 | 10 | 1 | 1 | > 3,0 | 20 |
| | 2 | 600 | 20 | 2 | 2 | > 2,5 | 20 |
| | 3 | 300 | 15 | 3 | 3 | > 3,5 | 20 |
| 2 | 4 | 400 | 5 | | 4 | > 2,0 | 50 |
| | 3 | 5 | 450 | | 10 | 5 | > 1,5 |
| 4 | | 6 | 600 | 10 | 4 | 6 | > 0,6 |
| | 7 | 750 | 10 | 7 | | > 0,5 | 20 |
| 5 | 8 | 300 | 10 | 5 | 8 | > 0,8 | 15 |
| | 9 | 450 | 5 | | 9 | 0,2 | 15 |
| 6 | 10 | 150 | 10 | 6 | 10 | > 0,8 | 15 |
| | 7 | 11 | 500 | 5 | 7 | 11 | > 5,0 |
| 12 | | 400 | 20 | 12 | | > 3,0 | 25 |
| 8 | 13 | 750 | 5 | 8 | 13 | > 5,0 | 50 |
| | 14 | 800 | 5 | | 14 | > 1,5 | 25 |
| 9 | 15 | 600 | 20 | 9 | 15 | > 5,0 | 50 |
| | 16 | 400 | 15 | 10 | 16 | > 0,5 | 15 |
| 9 | 21 | 130 | 5 | Среднее значение | | | 27,8 |
| | 22 | 130 | 10 | | | | |
| | 23 | 180 | 5 | | | | |
| 10 | 24 | 350 | 10 | | | | |
| | 25 | 500 | 10 | | | | |
| | 26 | 300 | 10 | | | | |
| | 27 | 350 | 15 | | | | |
| | 28 | 150 | 5 | | | | |
| 29 | 200 | 10 | | | | | |
| 30 | 100 | 10 | | | | | |
| Среднее значение | | | 10,2 | | | | |

Табл. 1. Параметры трещин до и после создания напряженного состояния пород для литотипа 2 (по данным электронной микроскопии керна)

| До нагружения образцов керна | | | | После нагружения образцов керна | | | |
|------------------------------|---------------|------------|------------------|---------------------------------|---------------|-----------|------------------|
| Номер снимка | Номер трещины | Длина, мкм | Раскрытость, мкм | Номер снимка | Номер трещины | Длина, мм | Раскрытость, мкм |
| 1 | 1 | > 400 | 15 | 1 | 1 | 1,2 | 50 |
| 2 | 2 | 50 | 5 | 2 | 2 | 0,4 | 40 |
| | 3 | 350 | 5 | 3 | 3 | 1,3 | 50 |
| 3 | 4 | > 2500 | 15 | 4 | 4 | > 2,0 | 50 |
| 4 | 5 | > 2000 | 10 | | 5 | 5 | 1,5 |
| | 5 | 6 | > 2000 | 15 | 5 | 6 | > 2,0 |
| 7 | | > 2000 | 50 | 7 | | > 2,0 | 50 |
| 6 | 8 | 1500 | 15 | 6 | 8 | > 2,0 | 45 |
| | 9 | > 100 | 5 | | 9 | > 2,0 | 60 |
| 7 | 10 | > 100 | 5 | 7 | 10 | > 2,0 | 50 |
| 8 | 11 | 150 | 5 | | 11 | > 1,5 | 75 |
| 9 | 12 | 100 | 5 | 8 | 12 | > 1,0 | 50 |
| 10 | 13 | > 2000 | 10 | 9 | 13 | > 2,0 | 60 |
| | 14 | 1500 | 10 | 10 | 14 | > 2,0 | 40 |
| Среднее значение | | | 12,1 | Среднее значение | | | 50,4 |

Табл. 2. Параметры трещин до и после создания напряженного состояния пород для литотипа 3 (по данным электронной микроскопии керна)

Заключение

Для обоснования возможностей проведения ГРП в карбонатных потенциально продуктивных пластах большое значение имеют экспериментальные исследования на образцах керна. Совместное использование электронной

микроскопии со стандартными и томографическими исследованиями позволяет установить особенности пустотного пространства карбонатных коллекторов, обусловленные их структурой и генезисом.

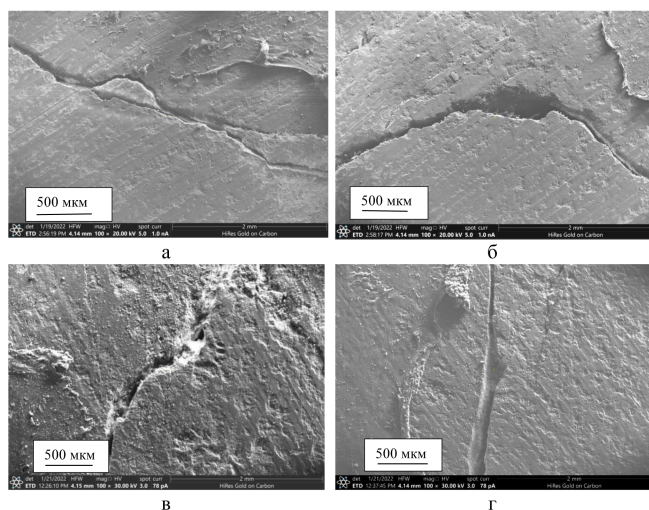


Рис. 5. Типичные трещины в образцах керна для литотипа 2 (а, б) и литотипа 3 (в, з), образованные после создания напряженного состояния пород

Микроскопические исследования в процессе экспериментов с изменением напряженного состояния пород позволили получить количественную информацию об изменении пустотного пространства на уровне, недоступном рентгеновской томографии. Замер параметров микротрещин под электронным микроскопом до и после экспериментов показал, что как для потенциальных коллекторов, так и для непроницаемых пород происходит увеличение протяженности и раскрытости ранее существовавших трещин, что может рассматриваться как формирование дополнительных эффективных каналов фильтрации флюидов.

Таким образом, показана эффективность применения лабораторных методов имитации процессов гидроразрыва пласта на образцах керна.

Полученные результаты существенно расширяют представление о процессе развития трещиноватости и могут учитываться при расчете технологических показателей и определении дизайна ГРП.

Финансирование/Благодарности

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Работы выполнены на оборудовании Центра коллективного пользования уникальным научным оборудованием ПГНИУ и Центра фильтрационно-емкостных свойств горных пород ПНИПУ.

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г., Прошляков Б.К. (1987). Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 200 с.
 Гаршина О.В., Казаков Д.А., Некрасова И.Л., Хвошин П.А., Предеин А.А., Казымов К.П., Жданов В.М., Осовецкий Б.М., Конесев Г.В. (2020). Применение метода рентгеновской томографии для оценки влияния технологических жидкостей на горные породы в процессе бурения и освоения скважин. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 40–44. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-40-44>

Гиляев Ген.Г., Хабибуллин М.Я., Гиляев Г.Г. (2020). Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 33–41.

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиншин А.В., Яценко В.М. (2021). Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС. *Георесурсы*, 23(2), с. 170–178. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>

Махмутов И.Х., Салимов О.В., Гирфанов И.И., Зиятдинов Р.З., Мансуров А.У., Кочетков А.В. (2017). Результаты научно-технического сопровождения работ в области гидроразрыва пласта. *Георесурсы*, 19(4), с. 374–378. <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.11>

Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. (2020). Направления повышения эффективности гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. *Нефтегазовое и горное дело*, 20(2), с. 175–181. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.7>

Равелев К.А., Вяткин К.А., Илюшин П.Ю. (2020). Исследование процессов создания высокопроводящих каналов фильтрации в образцах керна при моделировании кислотного воздействия на фильтрационной установке. Известия высших учебных заведений. *Геология и разведка*, 63(5), с. 17–27. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>

Соколов А.В., Шубина А.В. (2022). Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти – о достоверности расчетов. *Георесурсы*, 24(3), с. 10–16. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2>

Топал А. Ю., Фирсов В. В., Усманов Т. С., Зорин А.М., Хайдар А.М., Горин А.Н. (2020). Региональные аспекты проведения ГРП в ОАО «Удмуртнефть». *Нефтяное хозяйство*, (4), с. 44–48. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-44-48>

Хижняк Г.П., Амиров А.М., Гладких Е.А., Козлов А.А., Колесов В.А., Захарян А.Г., Пестриков А.В., Чикин А.Е., Комин М.А., Харрис Р. (2015). Исследование воздействия кислотогенерирующего состава ДЕЕРА на керны продуктивных отложений Куюмбинского лицензионного участка. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. *Нефтегазовое и горное дело*, (3), с. 18–31. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.3>

Хисамов Р.С., Хазилов Р.Г., Базаревская В.Г., Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р. (2014). Изучение структуры пустотного пространства сложно-построенных карбонатных пород каширского горизонта методом электрического микросканирования. *Геология нефти и газа*, (3), с. 47–53.

Черепанов С.С., Пономарева И.Н., Ерофеев А.А., Галкин С.В. (2014). Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 94–96.

Galkin S.V., Martyushev D.A., Osovetsky V.M., Kazymov K.P., Song H. (2022). Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods. *Energy Reports*, 8, pp. 6245–6257. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.04.070>

Galkin S., Savitckii I.a., Shustov D., Kukhtinskii A., Osovetsky V., Votinov A. (2023). Modeling of crack development associated with proppant hydraulic fracturing in a clay-carbonate oil deposit. *Fluid Dynamics Materials Processing*, 19(2), pp. 273–284. <https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021697>

Ghadami N., Rasaei M.R., Hejri Sh., Sajedian A., Afsari K. (2015). Consistent porosity – permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, pp. 58–69. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.017>

Jin G., Xing H., Li T., Zhang R., Liu J., Guo Z., Ma Z. (2022) An integrated approach of numerical well test for well intersecting fractures based on FMI image. *Lithosphere*, 4421135. <https://doi.org/10.2113/2022/4421135>

Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev I.J. (2021). Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107998. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107998>

Li J., Zhao G., Jia X., Yuan W. (2017). Integrated study of gas condensate reservoir characterization through pressure transient analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 46, pp. 160–171. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.017>

Xie F., Zhang C., Liu R., Xiao C. (2018). Production prediction for fracture – vug carbonate reservoir using electric imaging logging data. *Petroleum Exploration and Development*, 45(2), pp. 349–356. <https://doi.org/10.11698/PED.2018.02.19>

Сведения об авторах

Борис Михайлович Осовецкий – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры минералогии и петрографии, заслуженный деятель науки РФ, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Константин Павлович Казымов – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Игорь Юрьевич Колычев – кандидат тех. наук, инженер, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29

Ян Владимирович Савицкий – старший преподаватель, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29

Сергей Владиславович Галкин – доктор геол.-мин. наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: gnfd@pstu.ru

Статья поступила в редакцию 20.01.2023;
Принята к публикации 31.03.2023;
Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of texture changes in the emptiness of rocks under the tension conditions by electron microscopy methods

B.M. Osovetsky¹, K.P. Kazymov¹, I.Yu. Kolychev², Ya.V. Savitskii², S.V. Galkin^{2}*

¹Perm State University, Perm, Russian Federation

²Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey V. Galkin, e-mail: gnfd@pstu.ru

Abstract. On the example of an oil deposit of the Vereisk age which is one of the deposits in the Volga-Urals, lithotypes of rocks are distinguished, characterized by a fundamentally different structure of the void space. For selected lithotypes experiments were carried out on core samples with a change in the stress state of rocks under conditions of volumetric (pseudo-triaxial) compression. The pressure created in the experiments is identified with the development of processes at a distance from the epicenter of the hydraulic fractures appearance. Core samples were studied before and after exposure by non-destructive testing methods. The study of the sample structures by standard and tomographic methods did not allow us to establish significant changes during loading of the samples. At the same time, some increase in rock permeability was established in experiments. With this in mind, the samples were studied according to a technique specially developed by the authors using electron microscopy. The use of microscopic studies made it possible to obtain quantitative information about the change in the void space at a level inaccessible to X-ray tomography. As a result, it was found that both for potential reservoirs and for impermeable rocks, there is an increase in the length and opening of pre-existing fractures, which can be considered as the formation of additional effective fluid filtration channels. The experiments performed have changed the idea of the process of hydraulic fracture development and can be used in geological and technological calculations.

Keywords: hydraulic fracturing, core, experimental loading of samples, fracturing, tomography, electron microscopy

Acknowledgements

The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

The studies were carried out using the equipment of the Center for Collective Use of Unique Scientific Equipment of PSNRU and the Center for Filtration and Capacity Properties of Rocks of PNRPU.

Recommended citation: Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Kolychev I.Yu., Savitskii Ya.V., Galkin S.V. (2023). Study of texture changes in the emptiness of rocks under the tension conditions by electron microscopy methods. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 228–235. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.16>

References

- Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. (2014). Determination of fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of the data core studies, hydrodynamic and geophysical well tests. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, (2), pp. 94–96. (In Russ.)
- Galkin S.V., Martyushev D.A., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Song H. (2022). Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods. *Energy Reports*, 8, pp. 6245–6257. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.04.070>
- Galkin S., Savitskii I.A., Shustov D., Kukhtinskii A., Osovetsky B., Votinov A. (2023). Modeling of crack development associated with proppant hydraulic fracturing in a clay-carbonate oil deposit. *Fluid Dynamics Materials Processing*, 19(2), pp. 273–284. <https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021697>
- Galyanova T.I., Pimenov Y.G., Proshlyakov B.K., (1987). Collector properties of sedimentary rocks in big depths. Moscow: Nedra, 200 p. (In Russ.)

Garshina O.V., Kazakov D.A., Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Predeen A.A., Kazymov K.P., Zhdanov V.M., Osovetsky B.M., Konesev G.V. (2020). Application of X-ray tomography method for estimation of drilling agents influence on sedimentary rocks in the process of borehole drilling and completion. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, (6), pp. 40–44. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-40-44>

Ghadami N., Rasaei M.R., Hejri Sh., Sajedian A., Afsari K. (2015). Consistent porosity – permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, pp. 58–69. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.017>

Gilaev Gen.G., Khabibullin, M.Ya., Gilaev G.G. (2020). Basic Aspects of Using Acid Gel for Proport Injection During Fracturing Works in Carbonate Reservoirs in the Volga-Ural Region. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 33–41. (In Russ.)

Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov D.A., Akinshin A.V., Yatsenko V.M. (2021). Prognosis valuation of thin-layered collector filtration capacity of Nikulovskaya suite under the results of kern study and GIS. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 170–178. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>

Jin G., Xing H., Li T., Zhang R., Liu J., Guo Z., Ma Z. (2022) An integrated approach of numerical well test for well intersecting fractures based on FMI image. *Lithosphere*, 4421135. <https://doi.org/10.2113/2022/4421135>

Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev I.J. (2021). Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107998. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107998>

Khisamov R.S., Khazipov R.G., Bazarevskaya V.G., Abdullin R.N., Rakhmatullina A.R. (2014). Studying the structure of void space of complex carbonate rocks of the kashirskian horizon using electric microscanning technique. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, (3), pp. 47–53. (In Russ.)

Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A., Kozlov A.A., Kolesov V.A., Zakharian A.G., Pestrikov A.V., Chikin A.E., Komin M.A., Harris R. (2015). Laboratory tests of DEEPAacid-generating compound. Bulletin of PNRPU. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 14, pp.18–31. (In Russ.) DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.3

Li J., Zhao G., Jia X., Yuan W. (2017). Integrated study of gas condensate reservoir characterization through pressure transient analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 46, pp. 160–171. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.017>

Makhmutov I.K., Salimov O.V., Girfanov I.I., Ziyatdinov R.Z., Mansurov A.U., Kochetkov A.V. (2017). The results of scientific-technical accompaniment of works in the sphere of hydrofracturing. *Georesursy = Georesources*, 19(4), pp. 374–378. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.11>

Novokreshchennykh D.V., Raspopov A.V. (2020). Trends in improving hydraulic fracturing efficiency in carbonate deposits at Komi Republic and Nenets Autonomous District fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 20(2), pp.175–181. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.7>

Ravelev K.A., Vyatkin K.A., Ilyushin P.Yu. (2020). Creation of high-conductive filtration channels in core samples when simulating acid exposure at a filtering unit. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 63(5), pp. 17–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27>

Sokolov A.V., Shubina A.V. (2022). Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 10–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2>

Topal A.Y., Firsov V.V., Usmanov T.S., Zorin A.M., Khaidar A.M., Gorin A.N. (2020). Regional aspects of GRP in “Udmurtneft”. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, (4), pp. 44–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-44-48>

Xie F., Zhang C., Liu R., Xiao C. (2018). Production prediction for fracture – vug carbonate reservoir using electric imaging logging data. *Petroleum Exploration and Development*, 45(2), pp. 349–356. <https://doi.org/10.11698/PED.2018.02.19>

About the Authors

Boris M. Osovetsky – DSc (Geology and Mineralogy), Head of Mineralogy and Petrology Department, Perm State University

15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

Konstantin P. Kazymov – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Mineralogy and Petrology Department, Perm State University

15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

Igor Y. Kolychev – PhD (Engineering), Engineer, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky st., Perm, 614990, Russian Federation

Yan V. Savitckii – Senior Lecturer, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky st., Perm, 614990, Russian Federation

Sergey V. Galkin – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Mining and Oil Faculty, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky st., Perm, 614990, Russian Federation

e-mail: gnfd@pstu.ru

*Manuscript received 20 January 2023;
Accepted 31 March 2023; Published 30 June 2023*