

ЦИФРОВОЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЙ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРА УГЛЕВОДОРОДОВ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

В. В. Химуля* 

Институт проблем механики им. А. Ю. Ишлинского РАН, г. Москва, Россия

* **Контакт:** Валерий Владимирович Химуля, valery.khim@gmail.com

В работе представлены результаты неразрушающих цифровых исследований остаточных изменений структурных и емкостных свойств коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в результате закачки жидкости гидроразрыва пласта. Получены снимки компьютерной рентгеновской томографии с использованием высокоразрешающего томографа ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН. На базе снимков созданы 3D модели коллектора для проведения цифрового анализа изменения свойств коллектора после испытаний. Проведено сравнение структуры и взаимного расположения зерен породы до и после испытаний. Выполнена оценка локальных изменений пористости в объеме образцов, включая построение карт пористости для интегрального анализа порового пространства. Построены распределения пор по размерам, сделаны выводы о характере изменения порометрических характеристик пород. На базе цифрового подхода получены значения пористости пород, показано хорошее соответствие с данными лабораторных измерений. Описаны изменения распределения пористости по объему образца крупнозернистого песчаника. Обнаружена неравномерность распределения пористости в образце после испытаний. Предложены обоснования причин описываемого изменения пористости. Показано, что при наличии существенной неоднородности структуры и порового пространства пород, применение традиционных способов измерения фильтрационно-емкостных свойств может оказаться недостаточным для точного описания изменений в породах. Подтверждено, что применение методов неразрушающего анализа позволяет значительно уточнить полученные лабораторным способом результаты измерений емкостных свойств пород, а в отдельных случаях может стать незаменимым инструментом для их корректной оценки.

Ключевые слова: цифровой анализ керна, рентгеновская томография горных пород, пористость, емкостные свойства коллекторов, распределение пористости, структура порового пространства.

Цитирование: Химуля В. В. Цифровой анализ изменений характеристик порового пространства коллектора углеводородов после проведения фильтрационных испытаний // Russian Journal of Earth Sciences. — 2025. — Т. 25. — ES1013. — DOI: 10.2205/2025es000988 — EDN: HLIWKC

Введение

Исследования порового пространства и структуры коллекторов углеводородов играют важную роль в разработке эффективных моделей месторождений, прогнозировании добычи и повышении продуктивности скважин. Глубокое понимание структуры пор и их распределения в породе позволяет точно оценивать коллекторские свойства пласта, такие как пористость и проницаемость [Ganat, 2020]. Эти параметры оказывают ключевое влияние на процессы фильтрации и накопления, понимание которых важно для создания и наполнения геологических и гидродинамических моделей пластов.

<https://elibrary.ru/HLIWKC>

Получено: 18 сентября 2024 г.

Принято: 14 января 2025 г.

Опубликовано: 18 марта 2025 г.



© 2025. Автор.

Традиционные методы оценки физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, такие как лабораторные испытания керна и каротаж скважин, позволяют получить широкий спектр данных о коллекторе [Иванов и др., 2008]. Однако многие классические методы лабораторных исследований могут вызывать необратимые изменения в образцах пород, а следовательно, требуют изготовления из зачастую ограниченного количества кернавого материала дополнительных образцов. Неразрушающие методы, в частности, рентгеновская компьютерная микротомография (КТ), позволяют получать детальную картину внутренней структуры пород, а также создавать точные трёхмерные модели порового пространства, что значительно расширяет возможности анализа [Jia et al., 2013]. Созданные по снимкам КТ трехмерные модели пород могут использоваться в качестве сетки для проведения компьютерного моделирования разного рода процессов [Menke et al., 2022], а также количественного и статистического исследования порового пространства и структуры коллектора. Применение цифровых методов позволяет оценивать фильтрационно-емкостные свойства пород, изучать их локальное распределение в пространстве образцов, а также отслеживать изменения ФЕС после механического или гидродинамического воздействий [Mostaghimi et al., 2012].

Многие современные исследования и многолетний опыт промышленной разработки месторождений неоднократно подчеркивали важность учета анизотропии или неравномерного распределения ФЕС при описании транспортных процессов в коллекторах. В частности, выраженная слоистость пласта или наличие в породе пространственно распределенных участков различной пористости могут существенно изменять характер переноса флюида в пласте [Vajdova et al., 2004], а также влиять на его путь к скважине [Алиев и Котлярова, 2017].

При этом процессы, протекающие при реализации механических и гидродинамических воздействий в ходе проведения лабораторных испытаний коллекторов, могут приводить к изменениям структуры и ФЕС пород, проявляющимся неравномерно в образцах. Характер изменений может зависеть как от свойств породы, так и от способа воздействия. Неравномерность распределения фильтрационных или емкостных свойств в объеме породы может приводить к некорректной оценке этих характеристик традиционными средствами измерений. В таких случаях применение неразрушающих цифровых методов может быть существенным и незаменимым дополнением к результатам традиционных лабораторных измерений характеристик коллекторов.

В работе представлены результаты цифрового анализа изменений структурных и емкостных свойств коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения после проведения испытаний по закачке жидкости гидроразрыва пласта в барических условиях с дальнейшей продувкой газом. Исследовано распределение пористости в породе, показана неравномерность изменений структуры и емкостных свойств породы после механического и гидродинамического воздействия. Показано, что применение методов неразрушающего анализа позволяет существенно уточнить полученные традиционным способом результаты оценки ФЕС пород.

1. Методика и объекты исследований

Объектами исследования являлись породы коллектора талахского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Изготовленные из кернавого материала образцы пород представляли собой цилиндры с размерами 30 мм и были представлены двумя литотипами: крупнозернистым рыхлым песчаником, а также крепкосцементированной мелкозернистой породой, содержащей вкрапления минеральных соединений и металлов. Результаты описаны на примере характерного для коллектора образца песчаника. После предварительного сканирования образцов проводились экспериментальные лабораторные исследования по определению остаточных ФЕС керна в результате закачки жидкости гидроразрыва пласта и последующей продувки газом в барических (пластовых) условиях. Испытания реализованы на установке УАУИК (фильтрационный блок ФЕСЗА) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Через образец в бари-

ческих условиях осуществлялась прокачка флюида ГРП с дальнейшей длительной статической выдержкой, после чего в обратном направлении производилась продувка азотом. Параметры воздействия для образца крупнозернистого песчаника, представленного в тексте в качестве примера: закачка жидкости с установленным давлением репрессии 10 МПа проводилась в направлении скважина-пласт, время воздействия 1,5 ч, статическое время выдержки 12 ч; продувка азотом при депрессии 1 МПа проводилась в направлении пласт-скважина в течение 77 минут. До и после проведения испытаний выполнялись лабораторные измерения пористости образцов по газу.

Для исследования внутренней структуры и регистрации изменений порового пространства пород использовался неразрушающий подход компьютерной рентгеновской томографии с дальнейшим цифровым анализом снимков. Съемка и получение набора проекций проводились с использованием высокоразрешающего рентгеновского микротомографа ProCon X-Ray CT-MINI [Khimulia et al., 2024] Института проблем механики РАН. Микрофокусная рентгеновская трубка прибора имеет диапазон выходного напряжения 20–90 кВ, диапазон тока составляет 10–160 мкА. Рентгеновский детектор обладает разрешением 2940×2304 пикселей, а размер пикселя детектора составляет 49,5 мкм.

Методика проведения исследований с применением цифрового анализа состоит из трех этапов: образцы пород сканируются в камере прибора; производится компьютерная реконструкция набора проекций для создания трехмерного проекта из тысяч изображений; осуществляется работа по подготовке изображений к бинаризации (сегментации) и непосредственно превращение проекта в 3D модель с дальнейшим ее цифровым анализом на базе специализированного программного обеспечения.

Реконструкция проекций выполнена в полуручном режиме с помощью ПО VGSTUDIO. После создания 3D проекта из реконструированных изображений уже возможно проводить анализ крупных дефектов матрицы и неоднородностей структуры пород на качественном уровне. Далее проект подгружается в специализированное ПО Geodict Math2Market GmbH [GeoDict, 2024], позволяющее проводить детальную обработку 3D изображений, определение свойств материала, численное моделирование процессов и выполнять визуализацию данных цифрового анализа.

Обработка снимков заключается в выравнивании цветового распределения, корректировке яркости, снижения уровня шума, исправлении дефектов съемки (артефактов). После чего выбирается способ бинаризации (сегментации) изображения [Blunt, 2016]. Сегментация изображения заключается в присвоении ярлыков определенных веществ и материалов вокселям снимка по принципу цветовой дифференциации [Ar Rushood et al., 2020]. Результатом данного этапа является создание цифровых 3D моделей породы с выделением в них конкретных материалов, после чего становится возможным проведение цифрового анализа и численного моделирования. В рамках описанного исследования производились несколько видов сегментации для разделения плотных примесей внутри образцов, основного материала матрицы породы и пустотного пространства. Цифровой анализ и определение пористости породы выполнялись средствами модуля PoroDict пакета GeoDict [Becker et al., 2022].

2. Результаты

В рамках первого этапа исследований для образцов был проведен предварительный анализ внутренней структуры до испытаний, детально описанный в [Химуля, 2023]. Сканирования исходных состояний образцов показали, что в породах отсутствовали крупные каверны и макротрещины. Для образца песчаника в результате качественного анализа снимков были обнаружены выделяющиеся чередующиеся области с высокой пористостью, совпадающие с плоскостями залегания. Они могут выступать основными фильтрационными каналами породы, так как вдоль обнаруженных слоев были зарегистрированы упорядоченные минеральные вкрапления, представляющие собой направленные следы движения пластового флюида. Скелет породы песчаника неоднороден по минеральному составу и вмещает минимум 4 вещества с различной

поглощающей способностью, включая соединения металлов, минеральные примеси и глину. Они представлены яркими белыми участками на рис. 1а, г.

На рис. 1б, д представлены фото образца песчаника до и после испытаний. Рамками разного цвета показаны области, подлежащие сканированию в разных масштабах. Слева, на рис. 1а, г, демонстрируются соответственные проекции полномасштабных снимков образца с размером вокселя (объемного пикселя 3D изображения) более 11 мкм. Справа, на рис. 1в, е, показаны соответственные проекции снимков центральной части образца в максимальном разрешении 4,957 мкм. Черный цвет на проекциях соответствует пустотному пространству, серый – основному материалу породы, светлые и белые участки – минеральные примеси. На рис. 1б, д желтыми рамками обозначены идентичные участки до и после испытаний для отслеживания качественных изменений расположения зерен и пор. Можно заметить, что кардинальных изменений порового пространства после проведенных испытаний не наблюдается. Встречаются точечные изменения (рис. 1а, г), заключающиеся в: 1) незначительных изменениях формы крупных пор; 2) небольших смещении и деформации фильтрационного канала; 3) изменении/размытии границы крупного уплотнения; 4) появлении/исчезновении пор малого размера. Таким образом, подтверждается отсутствие значительных изменений структуры и порового пространства в масштабах всего образца, в связи с чем для более детального анализа интегральных изменений использовались количественные измерения пористости, а также анализ снимков высокого разрешения.

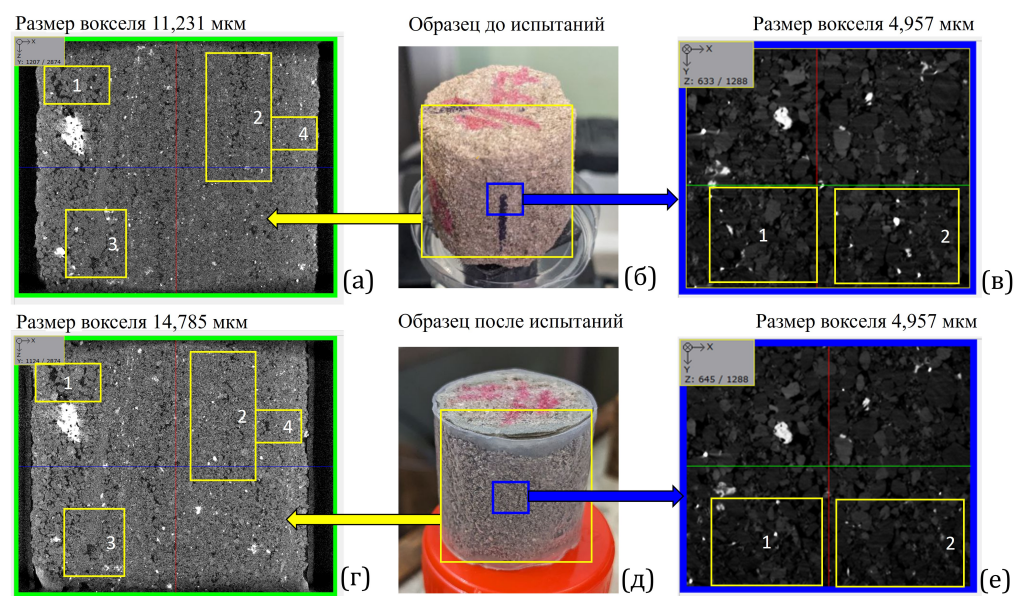


Рис. 1. а – проекция полномасштабного снимка до испытаний; б – фото образца песчаника до испытаний; в – проекция детального снимка центральной части образца до испытания; г – проекция полномасштабного снимка после испытаний; д – фото образца песчаника после испытаний; е – проекция детального снимка центральной части образца после испытания.

На рис. 1в, е показаны проекции снимков в высоком разрешении внутренней центральной части образца до и после испытаний. Качественно наблюдаются изменения положения зерен только в отдельных частях проекции: желтыми рамками выделены участки, на которых произошла смена положения зерен и примесей, уменьшение их размеров. Наиболее подвержены изменениям области с изначально более мелкими фракциями зерен, однако заметные изменения пористости визуально отсутствуют: произошло, преимущественно, перераспределение мелких фракций по объему порового пространства.

Для интегральной оценки пористости образцов была проведена процедура обработки и сегментации изображений, на основе чего созданы трехмерные модели породы,

подлежащие цифровому анализу. Были построены карты пористости вдоль конкретных направлений на основе полномасштабных снимков [Romano et al., 2020]. При этом по осям такой карты откладываются направления в образце (в см или мм), а цветом обозначается суммарная пористость вдоль третьего направления в образце [Naresh et al., 2020]. Таким образом можно проанализировать суммарную пористость вдоль каждого из направлений в 3D модели. Для создания такой карты суммируются все проекции модели вдоль выбранного направления и определяется средняя их пористость по каждому участку выбранного размера. Из созданных на основе сегментации цилиндрических 3D моделей образцов были вырезаны параллелепипеды для удаления всех участков наружного воздуха вдоль боковой поверхности цилиндра (рис. 2).

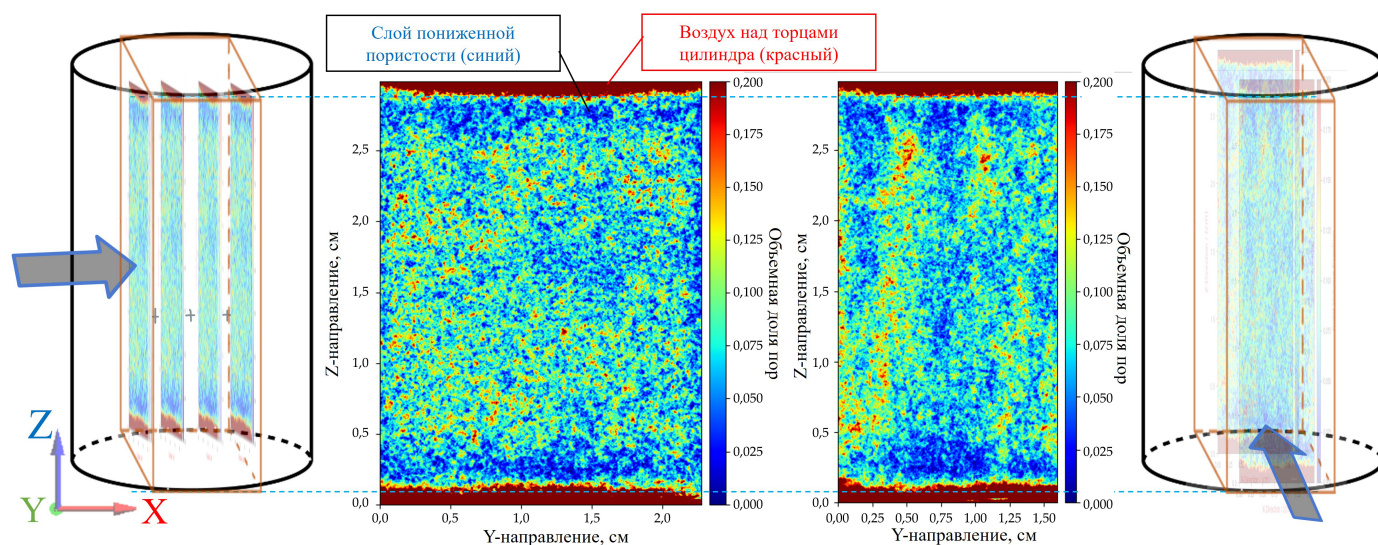


Рис. 2. Интегральные карты пористости образца песчаника после испытаний с пояснительными схемами их составления.

На рис. 2 показаны две карты пористости, построенные для двух боковых направлений полномасштабного снимка образца после испытаний: при прохождении проекций снимка в направлении слева направо (вдоль оси X, схема слева), и при прохождении в ортогональном горизонтальном направлении (вдоль оси Y, схема справа). В правой части карт изображена цветовая шкала пористости. Стоит отметить, что абсолютные значения пористости на картах, построенных при анализе полномасштабных снимков образцов, не отражают точной пористости образца, так как используется грубая модель породы [Кривошёрков и Кочнев, 2013], позволяющая достаточно различить лишь самые крупные поры. Тем не менее, качественная картина отражает реальное распределение пористости в образце, что представляет отдельный интерес. Для точного измерения значений пористости пород будут использованы снимки высокого разрешения. Обнаруженные ранее высокопористые слои в породе проходят вертикально сверху вниз на рис. 2, но при текущем рассмотрении боковых направлений не регистрируются полноценно в силу угла поворота модели. Их анализ и обсуждение приведены детально в [Химуля, 2023].

Красными областями сверху и снизу на картах обозначен воздух снаружи торцов образца (его пористость равна 1 и выходит за пределы оси пористости). Цветом (от темно-синего до красного) отражены суммарные значения пористости в каждой точке: синим оттенкам соответствует меньшая пористость, красным – большая. Из левой карты видно, что среднее значение пористости в целом равномерно по образцу при суммировании в данном направлении. На правой карте пористость более локализована и увеличивается на отдельных участках, что является следствием наличия параллельных плоскостей напластования. При этом заметна тенденция падения пористости

сразу под поверхностями торцов цилиндра (темно-синие горизонтальные линии сверху и снизу на картах). Эти локальные уплотнения имеются по всей поверхности под торцами образца и пористость на этих участках оказывается ниже средней в 1,5–3 раза. Толщина этих участков составляет 1–2 мм, однако наличие данных уплотнений может сказываться на лабораторных измерениях пористости и проницаемости. При анализе одного из этих участков на снимке до испытаний также прослеживается наличие данной области, однако в меньшей степени: толщина слоя и величина падения пористости значительно ниже. Таким образом, можно утверждать, что расширение/появление данной прослойки связано с последствиями проведенных испытаний или процессом изготовления и подготовки образцов.

Детализированные снимки внутренних малых областей образцов проводились с размером вокселя 4,957 мкм для максимально возможного разрешения границ зерен и пор. Из полученных снимков были вырезаны одинаковые области для сравнения. Опорными точками для подбора идентичных областей являлись крупные включения в матрице породы. При этом сами области были выбраны так, чтобы охватывать области как с повышенной, так и пониженной пористостями для возможности интегральной оценки средней пористости по участку образца. На первом этапе для анализа изменений были взяты области из центра образцов. Их линейные размеры составили 5–9 мм. Сегментация, т.е. разделение снимка на поры и материал, проводилась для случаев до и после синхронно, сопоставляя идентичность границ крупных зерен. Таким образом соблюдалась одинаковая процедура, позволяющая зафиксировать только различия между снимками до и после испытаний.

С целью количественного анализа изменений порового пространства был проведен статистический анализ распределения пор по размерам [Nimmo, 2013] в центральной области образца. По результатам анализа построены гистограммы объемной доли пор в зависимости от их диаметра. На базе такого подхода возможно определить, поры каких размеров составляют основную часть пустотного пространства, а также их абсолютное и относительное количество, чтобы описать характер изменений после испытаний [Njeru et al., 2024].

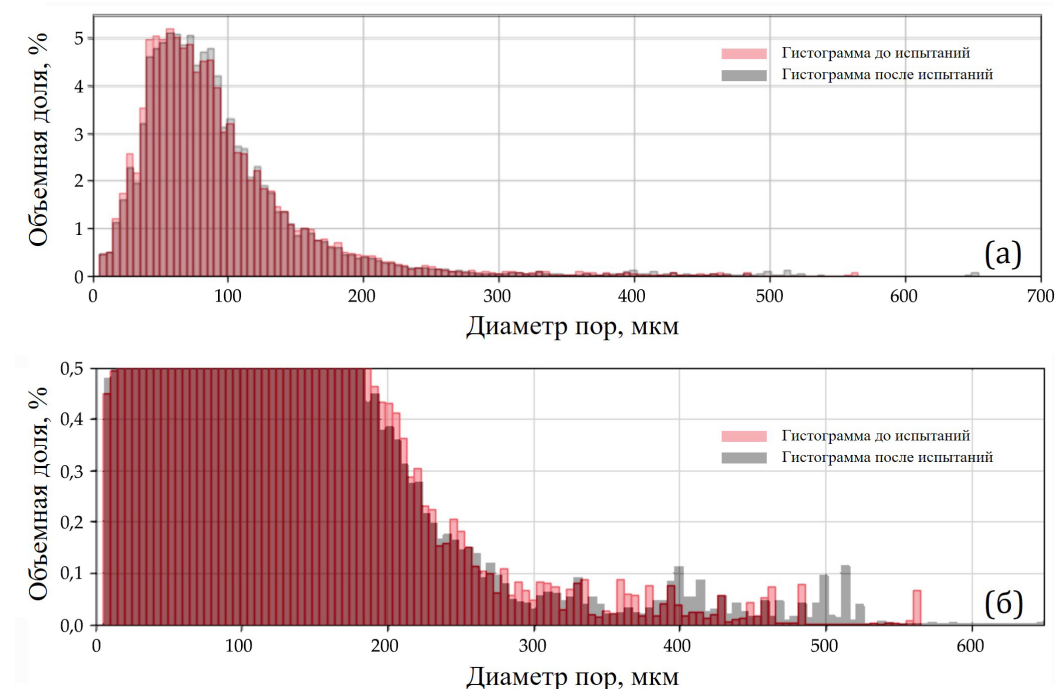


Рис. 3. а – гистограммы распределения пор по размерам в центральной части образцов песчаника до и после испытания; б – детализированная хвостовая часть гистограммы распределения пор по размерам до и после испытания.

На [рис. 3](#) представлены наложенные друг на друга гистограммы объемной доли пор в зависимости от их характерного диаметра до и после испытаний. Красным цветом изображено распределение до испытаний, серым – после. Как видно из [рис. 3а](#), форма гистограммы практически не изменилась, наибольшее количество пор имеют размеры 50–100 мкм. Гистограммы практически идентичны как по форме, так и по величинам столбцов. Разброс размеров пор очень большой, как видно из длины хвостовой части (значения более 200 мкм) гистограммы: данный участок характеризует наибольшие по размеру поры, присутствующие преимущественно в высокопористых слоях образца (вплоть до 700 мкм в диаметре). По значению объемной доли видно, что поры большого диаметра (более 200 мкм) составляют малую часть всего порового пространства, однако, очевидно, вносят решающий вклад в транспортные свойства породы. Для их визуализации на [рис. 3б](#) представлена отмасштабированная хвостовая часть наложения гистограмм. Видно, что до испытаний регистрировалось большее количество пор с размерами до 300–350 мкм, а после испытаний увеличилось количество больших пор с размерами более 400 мкм. Аналогичный тренд наблюдается и для диапазона 30–100 мкм на [рис. 3а](#): в этом промежутке произошло уменьшение числа малых пор (30–60 мкм) в пользу пор с размерами 70–100 мкм.

Сравнительная интегральная статистика в процентилях [Merkus, 2009] порового пространства образца до испытаний выглядит следующим образом: 10% пор с характерным диаметром до 36,6 мкм; 50% пор с характерным диаметром до 77,867 мкм; 90% пор с характерным диаметром до 162,149 мкм [Химуля, 2023]. После испытаний 10% пор имеют диаметр менее 37,848 мкм; 50% пор имеют характерный диаметр менее 79,043 мкм; 90% пор имеют характерный диаметр 160,583 мкм. Таким образом, переустройство порового пространства коснулось в основном пор большого размера и имеет тенденцию к слиянию границ исходных пор.

Созданные модели также использовались для оценки абсолютной величины пористости пород. При этом цифровой анализ данных томографии позволяет оценивать не только открытую пористость, но и полную, закрытую, тупиковую, позволяя получить больший спектр информации о породе [Ren et al., 2023]. Полученные цифровым способом значения открытой пористости центральных частей образцов сравниваются с лабораторными измерениями. Данные пористости по описанному в примере образцу представлены в [табл. 1](#).

Таблица 1. Результаты оценки пористости образца песчаника

Образец	Общая пористость, %	Открытая пористость, %	Закрытая пористость, %	Лабораторно измеренная пористость, %
До испытаний	22,4417	22,2287	0,2129	23,3
После испытаний	27,6784	27,5204	0,1580	18,5

3. Обсуждение результатов

Проведенный на основе снимков компьютерной томографии анализ изменений структуры породы подтвердил обнаруженное ранее наличие в образцах явно выраженных слоев с различной пористостью [Химуля, 2023], расположенных вдоль напластования и направления фильтрации. Данные прослойки высокой пористости вносят решающий вклад в фильтрационную способность породы. Первичный качественный анализ до и после испытаний показал отсутствие регулярных изменений порового пространства и смещения или деформации зерен.

Как видно из [табл. 1](#), имеется очень хорошее соответствие величин пористости до испытаний, полученных лабораторным (23,3%) и цифровым методами (22,4%) для центральной части образца. Это также свидетельствует о равномерности исходного распределения пористости в образце и отсутствии низкопористых областей, препятствующих корректному лабораторному измерению пористости. При этом цифровой подход позволяет получить более широкий спектр характеристик, позволяя проводить оценку

закрытой пористости или измерения свойств выборочных областей в образце. Значение закрытой пористости менее 0,25% говорит о высокой связности порового пространства породы [Абросимов и др., 2021]. При этом заметно расхождение значений открытой пористости, полученных двумя способами, после проведения испытаний, что может подтверждает предположение о неравномерности изменения пористости по образцу после механико-гидродинамического воздействия. Лабораторные измерения позволяют оценить пористость или проницаемость интегрально по всему образцу, и наличие даже малых участков пониженной пористости может занижить реальные значения ФЕС породы.

Построенные на базе полномасштабных снимков карты пористости образца песчаника после испытаний демонстрируют в целом равномерное распределение пористости в основной части образца. При этом были обнаружены слои пониженной пористости, расположенные под поверхностями торцов цилиндрического образца. Расположение и геометрия данных прослоек указывает на то, что их появление является следствием воздействий на образец. Так как по снимкам с охватом целого образца нельзя провести точное измерение пористости в силу недостаточного разрешения снимка, были проведены дополнительные сканирования областей под торцами цилиндра. Были сделаны детальные снимки торцов образца после испытаний, размер вокселя также составил 4,957 мкм. Измеренная пористость приграничной к торцу образца области с линейными размерами около 7 мм составила 18,4%. Была также измерена пористость конкретных прослоек обнаруженных локальных уплотнений. Пористость данных участков изменялась в диапазоне от 5 до 13%, однако их толщина мала и составляет до 2 мм. На рис. 4 представлены фото образца до и после испытаний с итоговыми значениями измеренной пористости в разных частях образца.

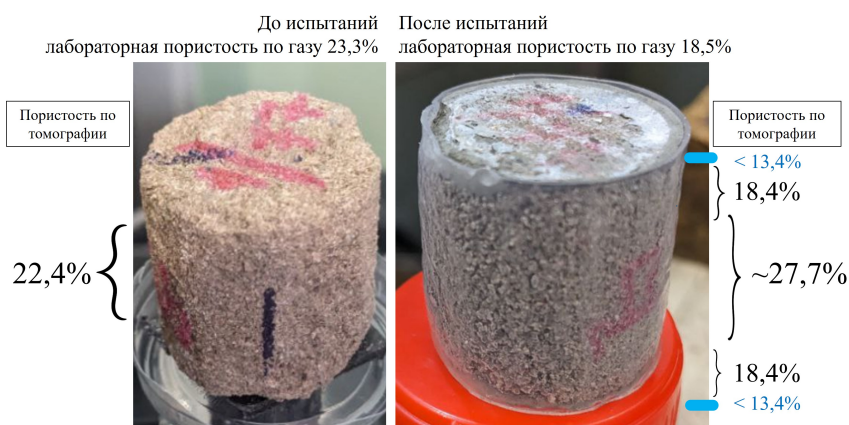


Рис. 4. Сводные результаты оценки пористости образцов.

Как видно из рис. 4, изменение пористости после проведенных испытаний произошло неравномерно по объему образца. Наблюдается ожидаемое увеличение пористости в основной части образца, при этом произошло снижение пористости у торцов. Лабораторно измеренная пористость после испытаний составила 18,5% и имеет хорошее соответствие со значениями пористости вблизи торцов цилиндра (18,4%). Как следует из полученных результатов, появление в образцах после испытаний областей пониженной пористости и наличие в исходной структуре породы вертикальных частично изолированных высокопористых участков [Химуля, 2023] не позволяют достоверно измерить интегральную пористость образца по газу, что может приводить к некорректным выводам при анализе результатов лабораторных измерений. Неравномерность изменений может быть следствием совместного влияния процессов изготовления и подготовки образца, проведения предварительных измерений ФЕС или последствиями испытаний как с гидродинамической стороны (влияние флюида), так и с чисто механической. На характер проявления данного эффекта может влиять состав и тип породы, особенно при наличии в составе цементирующих глинистых веществ. Как было

отмечено ранее, основной поток фильтрации в представленном для примера образце идет по вертикальным высокопроницаемым прослойкам, частично изолированным друг от друга напластованием породы [Химуля, 2023]. Вследствие этого, если с торца образца имеется уплотнение, даже небольшое, оно может ограничивать или закрывать доступ к конкретному каналу фильтрации, исключая его вклад в измеряемое значение интегральной пористости при лабораторной оценке по стандартной методике. Кроме того, вынужденная цементация образца перед испытаниями также может вносить вклад в измерение лабораторно измеряемой пористости для пород с аналогичными выраженными структурными особенностями в силу частичного закупоривания при размывании цемента входной поверхности торцов до или во время проведения опытов. В таком случае вклад в общие проницаемость и пористость конкретного фильтрационного канала будет либо отсутствовать при физических измерениях, либо существенно уменьшен в силу отсутствия прямого доступа к нему. Для конкретизации описанных предположений необходимо проведение дополнительных исследований на большей выборке аналогичного по составу и свойствам кернового материала.

Результаты проведенного сравнения изменений распределения пор по размерам в образце (рис. 3) указывают на присутствие незначительных изменений порового пространства в основной части образца. Исходное распределение пор в породе неравномерно: преобладают поры малого и средних размеров (50–100 мкм), однако присутствуют и крупные поры (более 200 мкм), упорядоченные в высокопористых прослойках и вносящие решающий вклад в ФЕС породы. После испытаний наблюдается незначительное увеличение объемной доли крупных (более 400 мкм) пор с одновременным уменьшением доли пор среднего размера (150–300 мкм), что сказывается на незначительном увеличении емкостных характеристик основной части образца.

Как видно из табл. 1, по данным цифрового анализа после испытаний закрытая пористость основной части образца уменьшилась на 30% относительно исходного значения, в то время как открытая пористость увеличилась на 20%. Стоит отметить, что участки с наименьшей пористостью (до 13%), регистрируемые у самых торцов образца, были обнаружены и в образце до испытаний, однако их проявление было существенно менее заметно. Сопоставляя данные измерений до и после испытаний, можно заключить, что влияние данных малых прослоек на лабораторные измерения мало в силу их малой толщины. Полученные в работе результаты могут быть дополнены данными расчета путей перколяции в породе, точечного анализа пор, гранулометрии, включая анализ изменения характеристик и формы зерен скелета породы. Таким образом подтверждено, что полученные при помощи технологий неразрушающего анализа данные могут существенно дополнить и уточнить результаты традиционных лабораторных измерений, а в некоторых случаях могут являться незаменимым инструментом для корректной оценки характеристик пород.

4. Заключение и выводы

В статье представлены результаты томографических исследований остаточных изменений коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения после механического и гидродинамического воздействий. Компьютерная томография пород проводилась с использованием рентгеновского микротомографа ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН. Проведена регистрация качественных изменений структуры и взаимного расположения зерен породы после испытаний. На базе созданных 3D моделей породы выполнена оценка локальных изменений пористости в объеме образцов, построены карты пористости для интегрального анализа порового пространства. Проведен статистический анализ распределения пор по размерам, сделаны выводы о тенденции изменения пустотного пространства пород. Измерена пористость пород на базе цифрового подхода, показано хорошее соответствие с данными лабораторных измерений. Описано распределение пористости по объему образца на примере крупнозернистого песчаника, показана неравномерность распределения пористости после испытаний.

Появление слоев пониженной пористости в совокупности с наличием в исходной структуре породы частично изолированных высокопроницаемых участков может приводить к некорректным выводам при анализе результатов лабораторных измерений интегральной пористости образцов по газу. Это связано с возможным ограничением или закрытием прямого доступа к части пористых участков породы. Предложены обоснования причин описываемого изменения пористости.

При наличии существенной неоднородности структуры и порового пространства пород, применение традиционных способов измерения ФЕС может оказаться недостаточным для точного описания изменений в породе. Использование методов неразрушающего анализа позволяет значительно уточнить полученные лабораторным способом результаты измерений емкостных свойств пород, а в отдельных случаях может стать незаменимым инструментом для их корректной оценки. Применение полученных результатов в сочетании с традиционными методами оценки свойств горных пород призвано расширить существующие подходы к комплексному анализу кернового материала коллекторов, а также дополнить и уточнить математические и операционные модели изучаемых объектов.

Благодарности. Работа выполнена в рамках государственного задания, номер госрегистрации 124012500441-6. Автор выражает благодарность начальнику лаборатории комплексных исследований кернового материала Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Семенову Евгению Олеговичу, а также заместителю начальника лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Мизину Андрею Витальевичу за предоставление материала для исследования и проведение цикла лабораторных испытаний образцов.

Список литературы

- Абросимов К. Н., Фомин Д. С., Романенко К. А. и др. Связность порового пространства почв. Показатели связности на примере различных типов порового пространства // Почва как связующее звено функционирования природных и антропогенно-преобразованных экосистем. — Иркутск : Иркутский государственный университет, 2021. — С. 206–210. — EDN: [IGOWHR](#).
- Алиев З. С., Котлярова Е. М. Приближенный метод создания и эксплуатации ПХГ в неоднородных по толщине пластах с использованием горизонтальных скважин // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Оренбургский филиал. Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий: Материалы научно-практической конференции. — Саратов : ООО «Амирит», 2017. — С. 46–55. — EDN: [ZBVNGD](#).
- Иванов М. К., Бурлин Ю. К., Калмыков Г. А. и др. Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения). Учебное пособие. Книга 1. — Москва : Издательство Московского университета, 2008. — 112 с.
- Кривощёков С. Н., Кочнев А. А. Опыт применения рентгеновской компьютерной томографии для изучения свойств горных пород // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2013. — Т. 12, № 6. — С. 32–42. — EDN: [SGLWLL](#).
- Химуля В. В. Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2023. — № 43. — С. 44–57. — DOI: [10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4](#).
- Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y. D., et al. Segmentation of X-Ray Images of Rocks Using Deep Learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — SPE, 2020. — DOI: [10.2118/201282-ms](#).
- Becker J., Hilden J., Planas B. GeoDict User Guide – PoroDict 2022. — Math2Market GmbH, 2022. — DOI: [10.30423/userguide.geodict2022-porodict](#).
- Blunt M. J. Multiphase Flow in Permeable Media: A Pore-Scale Perspective. — Cambridge University Press, 2016. — DOI: [10.1017/9781316145098](#).
- Ganat T. A.-A. O. Fundamentals of Reservoir Rock Properties. — Springer International Publishing, 2020. — DOI: [10.1007/978-3-030-28140-3](#).
- GeoDict. The Digital Material Laboratory. — 2024. — URL: <https://www.math2market.de/> (visited on 09/23/2024).

- Jia L., Chen M., Jin Y. 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. — 2013. — Vol. 29, no. 2. — P. 147–153. — DOI: [10.1007/s13146-013-0179-9](https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9).
- Khimulia V., Karev V., Kovalenko Yu., et al. Changes in filtration and capacitance properties of highly porous reservoir in underground gas storage: CT-based and geomechanical modeling // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. — 2024. — Vol. 16, no. 8. — P. 2982–2995. — DOI: [10.1016/j.jrmge.2023.12.015](https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2023.12.015).
- Menke H. P., Gao Y., Linden S., et al. Using Nano-XRM and High-Contrast Imaging to Inform Micro-Porosity Permeability During Stokes-Brinkman Single and Two-Phase Flow Simulations on Micro-CT Images // Frontiers in Water. — 2022. — Vol. 4. — DOI: [10.3389/frwa.2022.935035](https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035).
- Merkus H. G. Particle Size, Size Distributions and Shape // Particle Size Measurements. — Springer Netherlands, 2009. — P. 13–42. — DOI: [10.1007/978-1-4020-9016-5_2](https://doi.org/10.1007/978-1-4020-9016-5_2).
- Mostaghimi P., Blunt M. J., Bijeljic B. Computations of Absolute Permeability on Micro-CT Images // Mathematical Geosciences. — 2012. — Vol. 45, no. 1. — P. 103–125. — DOI: [10.1007/s11004-012-9431-4](https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4).
- Naresh K., Khan K. A., Umer R., et al. The use of X-ray computed tomography for design and process modeling of aerospace composites: A review // Materials & Design. — 2020. — Vol. 190. — P. 108553. — DOI: [10.1016/j.matdes.2020.108553](https://doi.org/10.1016/j.matdes.2020.108553).
- Nimmo J. R. Porosity and Pore Size Distribution // Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences. — Elsevier, 2013. — DOI: [10.1016/B978-0-12-409548-9.05265-9](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.05265-9).
- Njeru R. M., Halisch M., Szanyi J. Micro-scale investigation of the pore network of sandstone in the Pannonian Basin to improve geothermal energy development // Geothermics. — 2024. — Vol. 122. — P. 103071. — DOI: [10.1016/j.geothermics.2024.103071](https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2024.103071).
- Ren D., Xu J., Su Sh., et al. Characterization of internal pore size distribution and interconnectivity for asphalt concrete with various porosity using 3D CT scanning images // Construction and Building Materials. — 2023. — Vol. 400. — P. 132751. — DOI: [10.1016/j.conbuildmat.2023.132751](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2023.132751).
- Romano C. R., Zahasky Ch., Garing Ch., et al. Subcore Scale Fluid Flow Behavior in a Sandstone With Cataclastic Deformation Bands // Water Resources Research. — 2020. — Vol. 56, no. 4. — DOI: [10.1029/2019wr026715](https://doi.org/10.1029/2019wr026715).
- Vajdova V., Baud P., Wong T.-F. Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. — 2004. — Vol. 109, B10. — DOI: [10.1029/2003jb002942](https://doi.org/10.1029/2003jb002942).

DIGITAL ANALYSIS OF CHANGES IN HYDROCARBON RESERVOIR PORE SPACE CHARACTERISTICS AFTER FILTRATION TESTS

V. V. Khimulia** 

Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**Correspondence to: Valerii Khimulia, valery.khim@gmail.com.

The paper presents the results of non-destructive digital studies of remaining changes in the structural and reservoir volumetric properties of the rocks of the Chayanda oil and gas condensate field as a result of hydraulic fracturing fluid injection. Computed X-ray tomography images were obtained using a high-resolution ProCon X-Ray CT-MINI scanner of the Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences. 3D models of the reservoir were created on the basis of the images for digital analysis of the change in reservoir properties after the tests. The structure and relative disposition of rock grains before and after the tests were compared. Local porosity changes in the specimen volume were assessed, including plotting of porosity maps for integral pore space analysis. Pore size distributions were drawn, and conclusions were made about the nature of changes in porometric characteristics of rocks. On the basis of the digital approach the porosity values of rocks were calculated, good agreement with the laboratory measurement data was shown. Changes in porosity distribution over the volume of a specimen of coarse-grained sandstone are described. Uneven distribution of porosity in the specimen after tests is found. Reasons for the described changes in porosity are proposed. It is shown that in the presence of significant heterogeneity of structure and pore space of rocks, the application of traditional methods of reservoir flow properties measurement may be insufficient for accurate characterization of changes in rocks. It is confirmed that the application of nondestructive analysis methods allows to significantly clarify the results of measurements of rock reservoir properties obtained by laboratory method, and in some cases can become an indispensable tool for their correct assessment.

Keywords: X-ray computed tomography of rocks (CT), porosity, pore space structure, digital core analysis, reservoir capacity properties, porosity distribution.

Received: 18 September 2024

Accepted: 14 January 2025

Published: 18 March 2025



© 2025. The Authors.

Citation: Khimulia, V. V. (2025), Digital Analysis of Changes in Hydrocarbon Reservoir Pore Space Characteristics After Filtration Tests, *Russian Journal of Earth Sciences*, 25, ES1013, <https://doi.org/10.2205/2025ES000988>, EDN: HLIWKC

References

- Abrosimov K. N., Fomin D. S., Romanenko K. A., et al. Connectivity of Soil Pore Space. Connectivity Indicators on the Example of Different // Soil as a link in the functioning of natural and anthropogenically transformed ecosystems. — Irkutsk : Irkutsk State University, 2021. — P. 206–210. — EDN: [IGOWHR](#) ; (in Russian).
- Aliyev Z. S., Kotlyarova E. M. Approximate method for creating and operating UGS in formations of heterogeneous thickness using horizontal wells // Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Orenburg branch. Environmental responsibility of oil and gas enterprises: Proceedings of the scientific and practical conference. — Saratov : «Amirit» LLC, 2017. — P. 46–55. — EDN: [ZBVNGD](#) ; (in Russian).
- Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y. D., et al. Segmentation of X-Ray Images of Rocks Using Deep Learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — SPE, 2020. — DOI: [10.2118/201282-ms](#).
- Blunt M. J. Multiphase Flow in Permeable Media: A Pore-Scale Perspective. — Cambridge University Press, 2016. — DOI: [10.1017/9781316145098](#).
- Ganat T. A.-A. O. Fundamentals of Reservoir Rock Properties. — Springer International Publishing, 2020. — DOI: [10.1007/978-3-030-28140-3](#).

- GeoDict. The Digital Material Laboratory. — 2024. — URL: <https://www.math2market.de/> (visited on 09/23/2024). <https://www.math2market.de/>.
- Ivanov M. K., Burlin Yu. K., Kalmykov G. A., et al. Petrophysical methods of studying core material (Terrigenous deposits). Study guide. Book 1. — Moscow : Publishing House of Moscow University, 2008. — P. 112. — (In Russian).
- Jia L., Chen M., Jin Y. 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. — 2013. — Vol. 29, no. 2. — P. 147–153. — DOI: [10.1007/s13146-013-0179-9](https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9).
- Khimulia V. Study of Structural Characteristics of Hydrocarbon Reservoir Pore Space Based on X-Ray Computed Tomography Images // Actual problems of oil and gas. — 2023. — No. 43. — P. 44–57. — DOI: [10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4](https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4). — (In Russian).
- Khimulia V., Karev V., Kovalenko Yu., et al. Changes in filtration and capacitance properties of highly porous reservoir in underground gas storage: CT-based and geomechanical modeling // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. — 2024. — Vol. 16, no. 8. — P. 2982–2995. — DOI: [10.1016/j.jrmge.2023.12.015](https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2023.12.015).
- Krivoshchekov S. N., Kochnev A. A. Experience of using X-ray computed tomography to study the properties of rocks // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and Gas and Mining. — 2013. — Vol. 12, no. 6. — P. 32–42. — EDN: [SGLWLL](https://www.edn.ru/SGLWLL) ; (in Russian).
- Math2Market GmbH, Becker J., Hilden J., et al. GeoDict User Guide - PoroDict 2022. — 2022. — DOI: [10.30423/userguide.geodict2022-porodict](https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2022-porodict).
- Menke H. P., Gao Y., Linden S., et al. Using Nano-XRM and High-Contrast Imaging to Inform Micro-Porosity Permeability During Stokes-Brinkman Single and Two-Phase Flow Simulations on Micro-CT Images // Frontiers in Water. — 2022. — Vol. 4. — DOI: [10.3389/frwa.2022.935035](https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035).
- Merkus H. G. Particle Size, Size Distributions and Shape // Particle Size Measurements. — Springer Netherlands, 2009. — P. 13–42. — DOI: [10.1007/978-1-4020-9016-5_2](https://doi.org/10.1007/978-1-4020-9016-5_2).
- Mostaghimi P., Blunt M. J., Bijeljic B. Computations of Absolute Permeability on Micro-CT Images // Mathematical Geosciences. — 2012. — Vol. 45, no. 1. — P. 103–125. — DOI: [10.1007/s11004-012-9431-4](https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4).
- Naresh K., Khan K. A., Umer R., et al. The use of X-ray computed tomography for design and process modeling of aerospace composites: A review // Materials & Design. — 2020. — Vol. 190. — P. 108553. — DOI: [10.1016/j.matdes.2020.108553](https://doi.org/10.1016/j.matdes.2020.108553).
- Nimmo J. R. Porosity and Pore Size Distribution // Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences. — Elsevier, 2013. — DOI: [10.1016/B978-0-12-409548-9.05265-9](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.05265-9).
- Njeru R. M., Halisch M., Szanyi J. Micro-scale investigation of the pore network of sandstone in the Pannonian Basin to improve geothermal energy development // Geothermics. — 2024. — Vol. 122. — P. 103071. — DOI: [10.1016/j.geothermics.2024.103071](https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2024.103071).
- Ren D., Xu J., Su Sh., et al. Characterization of internal pore size distribution and interconnectivity for asphalt concrete with various porosity using 3D CT scanning images // Construction and Building Materials. — 2023. — Vol. 400. — P. 132751. — DOI: [10.1016/j.conbuildmat.2023.132751](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2023.132751).
- Romano C. R., Zahasky Ch., Garing Ch., et al. Subcore Scale Fluid Flow Behavior in a Sandstone With Cataclastic Deformation Bands // Water Resources Research. — 2020. — Vol. 56, no. 4. — DOI: [10.1029/2019wr026715](https://doi.org/10.1029/2019wr026715).
- Vajdova V., Baud P., Wong T.-F. Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. — 2004. — Vol. 109, B10. — DOI: [10.1029/2003jb002942](https://doi.org/10.1029/2003jb002942).