

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВОГО АНАЛИЗА КЕРНА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И СТРУКТУРЫ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

В. В. Химуля*,¹ 

¹ Институт проблем механики им. А. Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия

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

В работе представлены результаты исследований порового пространства высокопористых пород-коллекторов подземного хранилища газа (ПХГ) с помощью методов цифрового анализа снимков компьютерной микротомографии. Применена разработанная методика комплексного неразрушающего анализа структурных и фильтрационно-емкостных свойств, а также численного моделирования гидродинамических процессов средствами ПО GeoDict. Выполнена оценка структурных неоднородностей и трещиноватости пород. Созданы 3D-модели внутреннего пространства образцов на базе разномасштабных снимков. Рассчитаны значения открытой и закрытой пористостей, геодезической извилистости, проведен анализ характеристик путей перколяции в исследуемых породах для различных направлений интрузии. Сделаны выводы об однородности распределения путей перколяции по объему породы. Исследовано пространственное распределение пористости в породах, проведен порометрический анализ породы. Проведено численное моделирование процессов фильтрации на полученных структурах в рамках приближения Стокса для трех выделенных направлений в породе. Показано отсутствие выраженной зависимости изменения фильтрационных свойств в выделенных направлениях от количественных характеристик порового пространства. Сделан вывод о степени анизотропии фильтрационно-емкостных свойств пород. Показано хорошее соответствие измеренных в ходе цифрового анализа характеристик с натурными данными и экспериментально полученными лабораторными значениями. Описанная методика позволяет упростить получение данных о характеристиках крупнозернистых пород-коллекторов, и призвана расширить подходы к неразрушающему анализу кернового материала. Совместное применение предложенной методики цифрового анализа низкопрочных коллекторов и лабораторных геомеханических испытаний керна является одним из этапов в развитии комплексного подхода к определению параметров безопасной эксплуатации газовых скважин и снижению рисков пескопроявлений на месторождениях со слабоцементированными коллекторами.

Ключевые слова: пористость коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства, компьютерная томография горных пород, цифровой анализ керна, численное моделирование потока фильтрации, анизотропия проницаемости.

Цитирование: Химуля, В. В. Применение технологии цифрового анализа керна для изучения фильтрационно-емкостных свойств и структуры высокопроницаемых пород подземных хранилищ газа // Russian Journal of Earth Sciences. — 2024. — Т. 24. — ES5012. — DOI: 10.2205/2024es000928 — EDN: ORTBLJ

<https://elibrary.ru/ortblj>

Получено: 3 июня 2024 г.

Принято: 31 июля 2024 г.

Опубликовано: 30 декабря 2024 г.



© 2024. Коллектив авторов.

1. Введение

Исследования последних лет в совокупности с опытом разработки сложных месторождений углеводородов показали, что неоднородность и анизотропия свойств коллекторов оказывают значительное влияние на характер массообменных процессов

в пластах. Учет анизотропии фильтрационных свойств необходим для решения проблем оптимизации добычи и повышения коэффициента извлечения, а также при выборе оптимальной системы разработки месторождения [Krivoshchekov et al., 2022]. Многочисленные экспериментальные, теоретические и численные исследования последних десятилетий были направлены на изучение причин анизотропии проницаемости [Clavaud et al., 2008]. В малых масштабах рассмотрения основными причинами возникновения анизотропии фильтрационных свойств считается ориентация минеральных зерен и пор [Wright et al., 2006] или трещин [Chen et al., 1999], которые возникают вдоль рассматриваемого направления в пласте на этапе формирования породы или в силу действующих полей напряжений. Кроме того, слоистость, напластование, сдвиг и уплотнения могут служить барьерами для распространения потока флюидов. Хорошо известно, что неоднородность строения пласта и распределения фильтрационно-емкостных свойств присутствует в разной мере в большинстве месторождений [Алиев и Котлярова, 2017].

Наличие в породах анизотропии проницаемости сказывается при проведении разного рода операций на скважинах, оказывая влияние на движение закачиваемого в высокопроницаемые пласты флюида от нагнетательных к добывающим скважинам, что особенно проявляется на поздних стадиях разработки месторождений или эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) и может приводить к низкому коэффициенту охвата залежей [Максимов и др., 2010].

Другим немаловажным параметром для наполнения гидродинамических моделей пласта, а также проведения численных исследований, является пористость. Широкий спектр исследований проводится для фундаментального понимания взаимовлияния фильтрационных и емкостных свойств [Backeberg et al., 2017]. Для создания и наполнения геомеханических и гидродинамических моделей месторождения должны быть учтены такие параметры натурального пласта и слагающей его породы, как размер и распределение пор, их геометрия.

До недавнего времени проницаемость горных пород определялась с помощью лабораторных исследований, каротажа скважин или косвенно, путем корреляции с другими свойствами горных пород. На сегодняшний день одним из перспективных подходов к лабораторному изучению фильтрационно-емкостных свойств пород является численное моделирование процессов фильтрации на структурах, полученных с помощью компьютерной рентгеновской томографии. На базе трехмерных структур возможно провести численное моделирование потока флюидов в пористой среде [Daish et al., 2017]. Данный подход существенно дополняет прямые лабораторные исследования и не оказывает влияния на целостность и внутреннюю структуру образцов горных пород [Mostaghimi et al., 2012].

Проведение лабораторных исследований коллекторов зачастую осложнено существенной ограниченностью объема кернового материала, что делает разработку и апробацию методик неразрушающего анализа особенно актуальной, так как с их помощью можно существенно расширить спектр проводимых измерений, сохранив ценный материал для механических испытаний. Это также обуславливает необходимость апробации создаваемых методик для широкого спектра типов пород, с учетом возможных отличий их свойств, что может наблюдаться даже в рамках одной залежи. Исследуемые в работе породы по физическим и механическим свойствам близки к коллекторам северных шельфовых газовых месторождений, что позволяет адаптировать и реализовать для их анализа методику измерений, примененную ранее в [Khimulia, 2024].

2. Методика и объекты исследований

Для проведения компьютерной томографии и получения изображений образцов использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI [Химуля и Барков, 2022] Института проблем механики им. А. Ю. Ишлинского РАН (ИПМех РАН). Методика исследования с использованием данного прибора состоит из трех основных этапов: сканирование образца породы в камере томографа; компью-

терная реконструкция снимков и создание 3D-проекта; обработка данных и цифровой анализ. В процессе получения данных источник и детектор неподвижны, а образец вращается вокруг своей оси. Полученный массив проекций затем математически обрабатывается (реконструируется) оператором с помощью специализированного программного обеспечения VGSTUDIO. Реконструированный набор данных загружается в специализированное ПО Geodict Math2Market GmbH, позволяющее проводить многомасштабную обработку 3D-изображений, моделирование, визуализацию и определение свойств материалов [Math2Market GmbH, 2024b].

В данной работе исследовались фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов водоносного пласта ПХГ, расположенного в пределах Восточно-Европейской платформы, породы которого представляли собой слабосцементированные высокопористые песчаники с низкой прочностью. Все образцы были взяты из одного интервала отбора керна. Проведены разномасштабные съемки кернового материала: крупномасштабный снимок области с охватом $40 \times 40 \times 40$ мм и низким разрешением для анализа кавернозности и неоднородности материала, после чего сделаны снимки высокого разрешения небольших областей образцов с характерными размерами 3–10 мм для получения детальной картины порового пространства (разрешение получаемого снимка зависит от положения образца перед детектором). Перед сканированием на уникальной Испытательной системе трехосного независимого нагружения ИПМех РАН (ИСТНН) было проведено измерение фильтрационных свойств породы [Карев и др., 2021]. В ходе испытаний была измерена газопроницаемость исследуемого интервала в направлении напластования. Измеренная проницаемость данных пород составила в среднем 8–9 Д. Полученные значения были использованы для сравнения результатов численной цифровой оценки.

После сканирования и реконструкции всех снимков детальная работа с изображениями проводилась в ПО GeoDict. Данные были обработаны единообразно: применены корректировки яркости изображений Gauss и Gradient Brightness correction, задействован фильтр Non Local Means для сглаживания изображения и упрощения процедуры сегментации [Shreyamsha Kumar, 2012]. Сегментация проводилась методом Otsu, который был применен для мелкомасштабного снимка наибольшего размера из выборки, после чего значение полученного порога переносилось на всю выборку методом Global Thresholding в целях единообразия [Bali and Singh, 2015]. На базе созданных структур были проведены вычисления пористости средствами пакета PoroDict. Модуль позволяет определять количество пор, открытых или частично открытых в выбранном направлении образца, т.е. частично воссоздает условия лабораторного измерения пористости методом интрузии. Для каждого образца проводился анализ вдоль трех направлений. Таким образом вычислялись открытая (эффективная) и закрытая пористости для данного направления фильтрации.

С целью изучения геометрической и статистической однородности порового пространства для всех образцов был проделан порометрический анализ и визуализация геометрии пор средствами модулей MatDict и PoroDict на базе сегментированных снимков. Используемый метод основан на вычислении геометрических параметров структур, полученных в результате сегментации 3D-снимков [Taud et al., 2005] и имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами порометрии на рассматриваемых масштабах пор и типах пород [Kovářová et al., 2012].

Поля фильтрации были рассчитаны с помощью модуля FlowDict пакета GeoDict [Math2Market GmbH, 2024a]. Модуль FlowDict прогнозирует эффективные свойства материала путем моделирования потока и постобработки результатов моделирования. Для численного моделирования фильтрационных процессов в данной работе использовалась модель течения Стокса [Versteeg and Malalasekera, 2007] с решателем LIR [Linden et al., 2015]. При моделировании потока выставлялись следующие параметры: рабочий флюид – воздух, перепад давлений 100 Па, температура 20 °С.

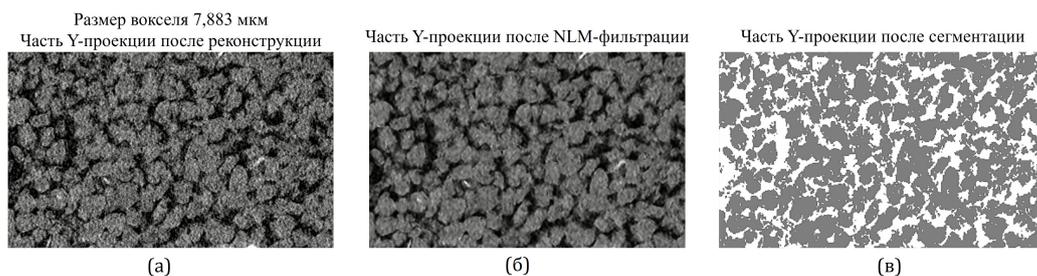


Рис. 2. а – часть проекции изображения после реконструкции, б – эта же проекция после применения фильтров и выравнивания яркости изображения, в – результат проведенной пороговой сегментации для этой проекции.

Для оценки однородности порового пространства образцов были измерены значения геодезической извилистости вдоль трех осей образцов, на основе чего построены карты минимальной длины сквозных фильтрационных путей средствами пакета PoroDict. Для каждого вокселя входной поверхности алгоритм находит кратчайший путь через выбранный материал структуры [Holzer et al., 2023]. На рис. 3 черным изображена часть рассчитанных путей перколяции, а также представлена картина изменения минимальной длины путей перколяции вдоль осей X и Z в образце, соответствующих направлениям перпендикулярно и параллельно напластованию. Цветом обозначена минимальная длина пути от входной поверхности вдоль выбранного направления до противоположной. Приведенная в качестве примера структура имеет линейные размеры 485 вокселя в каждом направлении, что соответствует физическим размерам около 3,82 мм.

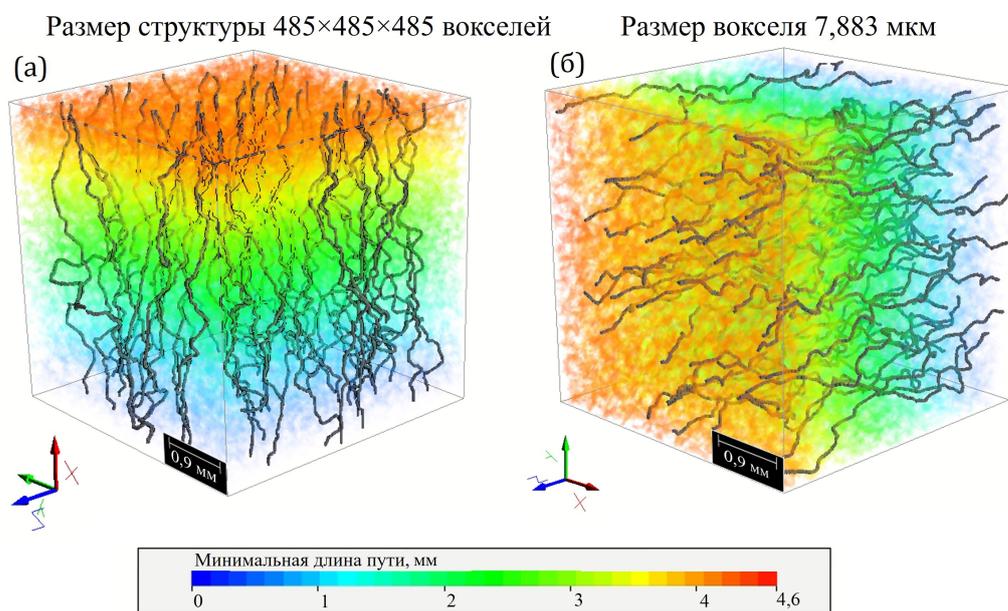


Рис. 3. Пространственная визуализация распределения минимальной длины пути перколяции в направлениях X и Y в образце (градиент), а также визуализация выборочных путей перколяции (черные линии).

Из рисунков видно, что изменение длины перколяционных путей происходит равномерно вдоль разных осей, отсутствуют заметные изолированные области порового пространства или крупные неоднородности, локально увеличивающие длину пути за счет необходимости огибания. При этом длина полных путей практически одинакова в разных направлениях. Для лучшего количественного сравнения была посчитана средняя геодезическая извилистость для всех направлений в образцах. Средняя геоде-

зическая извилистость количественно определяет длину доступных фильтрационных путей. Она определяется как среднее значение всех длин кратчайших путей, деленное на толщину материала [Stenzel et al., 2016]. Результаты измерений представлены ниже в табл. 1. Также был проведен анализ характеристик путей перколяции, который включал измерение длины перколяционных путей, а также максимальный размер сферической частицы, проходящей по данному каналу. Для 100 построенных перколяционных путей максимальный диаметр фильтрующейся частицы составил в среднем 35–40 мкм.

На базе созданных структур были проведены вычисления пористости средствами пакета PoroDict. Полные результаты анализа представлены в табл. 1. Значение открытой пористости для всех образцов в среднем составило 29–30%, что характерно для высокопроницаемых пород водоносных структур и хорошо согласуется с натурными данными по данному пласту, а также пластам аналогичных ПХГ. Высокие значения открытой пористости также указывают на то, что поровое пространство обладает высокой степенью связности, закрытая пористость, как было измерено, составляет менее 0.13%.

Таблица 1. Сводные результаты проведенного цифрового анализа и численного моделирования.

Образец	Ось	Линейный размер, воксель	Средняя извилистость	Открытая пористость, %	Закрытая пористость, %	Проницаемость, Д
A1.9	X	671	1,07088	29,7919	0,0449	7,21
	Y	634	1,06391	29,7932	0,0438	7,43
	Z	429	1,06273	29,7927	0,0430	7,64
A10.2	X	755	1,06152	32,4843	0,0496	8,80
	Y	764	1,05793	32,4836	0,0512	9,21
	Z	435	1,06101	32,4858	0,0487	9,00
A1.7.2	X	485	1,07878	30,4449	0,1241	7,89
	Y	485	1,06664	30,4439	0,1247	8,61
	Z	485	1,07059	30,4450	0,1229	7,90

На базе созданных моделей был проведен порометрический цифровой анализ порового пространства пород для получения более детальных количественных характеристик. График суммарного распределения пор по размерам на примере характерного образца представлен на рис. 4а. По горизонтальной оси отложены диапазоны размеров регистрируемых пор, а по вертикальной оси отложена доля пор данного размера от общего объема. Как видно из графика, наибольшее число пор имеют размеры 31–47 мкм. Суммарная доля таких пор в поровом пространстве всех образцов составляет в среднем 29–35%. При этом вторым по распространенности является диапазон размеров пор 55–71 мкм, составляющий в среднем 21–24% от всего пустотного пространства. Поры, размерами более 79 мкм составили всего от 5 до 6% от общего объема. При этом самые большие поры имеют размеры до 170 мкм, т.е. крупные пустотные области и каверны отсутствуют, что также подтверждается визуализацией на рис. 4б. На нем показано пространственное распределение пор разных размеров в объеме рассматриваемого образца. Цветом обозначены поры разного размера, согласно шкале справа. Наименьшие по размеру поры (синий цвет) скрыты для удобства визуализации. Такой подход позволяет наглядно проанализировать однородность распределения пор или локальных уплотнений, а также провести точечный анализ геометрических характеристик любой поры.

Как видно из визуализации, поры распределены равномерно по объему, без явно выраженной неоднородности. Участки значимых локальных уплотнений отсутствуют, то есть процесс фильтрации вдоль каждой оси будет происходить преимущественно по всему объему образца, без сильного преобладания отдельных высокопроницаемых участков. Полученная картина распределения хорошо коррелирует с рассчитанными

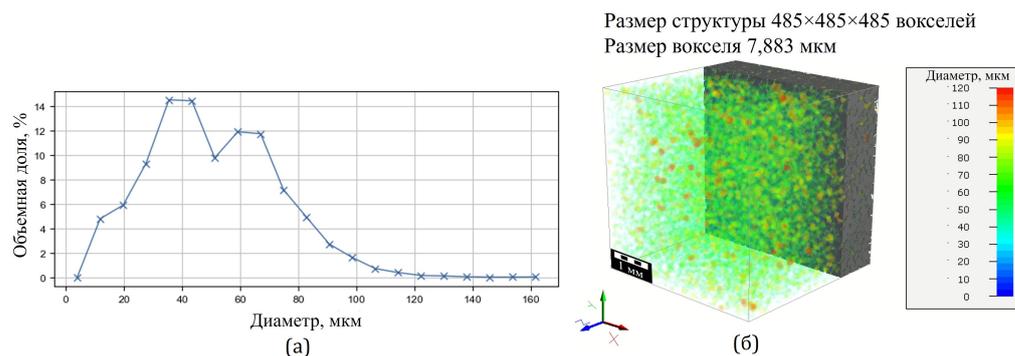


Рис. 4. а – гистограмма распределения пор по размерам, б – визуализация пространственного распределения пор по размерам.

значениями пористостей вдоль выделенных направлений из табл. 1. Проведенный анализ подтверждает однородность пустотного пространства пород и отсутствие неравномерности геометрического распределения пор в объеме образцов.

На базе созданных структур было проведено численное моделирование потоков фильтрации вдоль выделенных осей в образцах с целью оценки фильтрационных свойств и степени анизотропии проницаемости. На рис. 5 визуализировано распределение скоростей рассчитанных потоков фильтрации в направлении трех осей в описываемом образце. Цветом обозначены различные значения скорости потока в ходе фильтрации, согласно шкале снизу. Наименьшие значения скорости сделаны прозрачными для возможности корректной визуализации. Из рисунка видно, что характер распределение потоков фильтрации вдоль осей визуально одинаков. Форма потоков говорит об отсутствии значимых расширений или сужения путей в ходе фильтрации. Отсутствуют зоны, не занятые фильтрацией, что говорит о высокой связности порового пространства. Для количественного анализа различий были вычислены значения средней проницаемости вдоль каждого направления фильтрации.

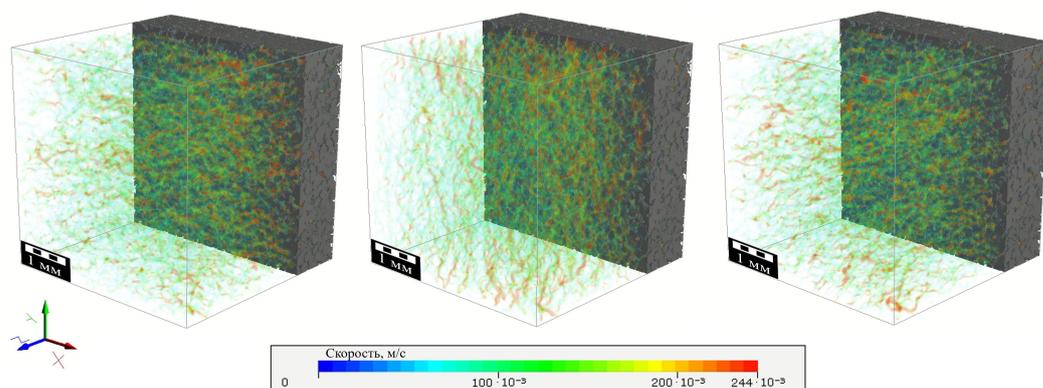


Рис. 5. Визуализация распределения скоростей потока фильтрации вдоль каждого из направлений (X, Y, Z).

Сводные результаты оценки проницаемости образцов представлены в табл. 1. Указано значение вычисленной проницаемости в единицах Дарси (Д) для каждого направления в образцах. Как видно из таблицы, имеется закономерность отношения проницаемости в направлении X по отношению к двум другим направлениям. На основе полученных данных можно сделать вывод о том, что фильтрационные свойства исследуемых пород обладают слабой степенью трансверсальной анизотропии. Отличие проницаемости в направлениях напластования также незначительно отличается для разных образцов: для первых двух образцов отличие не превышает 3%, для последнего образца – 9%. Стоит отметить, что ориентация осей в образцах Y и Z может отличаться

в силу особенностей изготовления образцов, поэтому основное внимание уделяется однозначно выровненной плоскости напластования и перпендикулярной ей оси керна. Проницаемость вдоль осей напластования для разных образцов оказывается на 1–9% больше проницаемости по оси керна. При этом полученные численные оценки хорошо совпадают с экспериментально измеренными значениями проницаемости (лабораторно измеренная проницаемость составляла в среднем 8–9 Д для данного интервала пород), что говорит о достоверности методики обработки и метода сегментации для дальнейшего анализа.

4. Обсуждение результатов

Относительные значения открытой пористости и средней проницаемости, полученные в работе, хорошо соотносятся с результатами полевых специальных исследований методом откачек и нагнетаний, выполненных для соседнего с исследуемым интервала пласта [Гарайшин и Кантюков, 2017], а также согласуются с петрографическими исследованиями коллекторов ПХГ того же типа [Гришин, 2019]. Полученные в ходе цифрового анализа результатов компьютерной томографии ядерного материала данные о фильтрационных характеристиках хорошо согласуются с результатами серии лабораторных испытаний образцов данного интервала пород [Карев и др., 2021]. Значение физически измеряемой в упомянутой работе проницаемости по газу экстрагированных образцов данного коллектора для разных условий варьируется от 8,5 до 9 Д. По имеющимся натурным данным, пористость пласта для исследуемого интервала глубин составила 24–27,4% в пластовых условиях всестороннего сжатия. Стоит отметить, что вычисляемые путем цифрового анализа томографических снимков значения поровой проницаемости зачастую дают лишь сравнительную оценку свойств, в то время как абсолютные полученные значения могут отклоняться от физических измерений на 50% и более процентов. Особенно это касается мелкозернистых и плотносцементированных глинистых пород и часто обусловлено разрешением прибора, ограниченностью применяемых моделей и существенным упрощением структуры в ходе сегментации [Кривошеков и Кочнев, 2014]. Благодаря высокому разрешению и подобранным параметрам съемки, равно как и примененным методикам работы с изображениями, получено адекватное соответствие представленных данных с результатами полевых и лабораторных исследований аналогичных пород.

Полученные данные подтверждают ранее обнаруженное [Khimulia et al., 2024] отсутствие выраженной зависимости пористости от направления интрузии в образце, часто характерное для многих типов коллекторов [Wan et al., 2015], что говорит об однородности и высокой связности порового пространства по трем направлениям. При этом проницаемость в среднем оказывается выше в направлениях с более высоким значением открытой пористости, однако чувствительность этих изменений довольно низкая, так как в рамках одного образца могут наблюдаться увеличенные значения проницаемости при более низких показателях открытой пористости или более высоких значениях закрытой пористости. Значения закрытой пористости для отдельных направлений также не позволяют сделать вывод о связи количественных характеристик пустотного пространства с фильтрационными. Значения открытой пористости практически одинаковы в направлениях каждой оси образцов. Эти факты свидетельствуют о том, что незначительное различие фильтрационных свойств данных пород в направлениях вдоль и перпендикулярно напластованию может быть связано с геометрией порового пространства и особенностью напластования, но не связана с трещиноватостью коллектора. Более качественную оценку можно получить из результатов оценки извилистости.

Сравнение результатов измерения геодезической извилистости по трем осям показывает, что величины отличаются незначительно. Это подтверждает вывод о высокой связности порового пространства по всем осям. Можно заметить, что значение извилистости перпендикулярно плоскости напластования имеет меньшую величину. В связи с этим проницаемость вдоль этого направления оказывает ниже, чем в других направле-

ниях. В то же время извилистость в обоих направлениях вдоль плоскости напластования отличается незначительно, несмотря на разницу в значениях проницаемости. Однако тенденция корреляции сохраняется: большая извилистость соответствует меньшей проницаемости. Таким образом, подтверждается возможность использования извилистости при сравнительной оценке фильтрационных свойств пород. Точность этой оценки будет зависеть от диапазона сравниваемых значений проницаемости. В то же время параметр извилистости учитывает только длину направления пути фильтрации, но не принимает во внимание ширину и размер частиц, способных пройти по этому пути. Поэтому гидродинамические модели, основанные только на этом параметре, могут не отражать реальных значений проницаемости.

Построение путей перколяции позволило интегрально оценить минимальную раскрытость фильтрационных каналов на их протяженности, которая равна максимальному диаметру фильтрующейся частицы. Полученное значение в 35–40 мкм хорошо согласуется с пиком гистограммы порометрического анализа, что свидетельствует о корректности сделанной оценки и преобладании вклада порового пространства в фильтрационную способность пород.

Результаты анализа трещиноватости и неоднородностей структуры матрицы породы показали, что породы преимущественно однородны по составу. Трещины с габаритами более 20 мкм в материале отсутствуют, неоднородности и точечные примеси оставлены преимущественно фильтрующимся в пласте флюидом и составляют не более 2,3% от общего объема.

Полученные для данных пород пласта ПХГ значения физических параметров очень хорошо коррелируют с оценкой характеристик пород пласта газоконденсатного месторождения, проведенных по описанной методике [Химуля и др., 2024]. Это обосновывает высказанное на основе механических испытаний предположение о принадлежности пород к одному типу, а также подтверждает корректность применяемой методики.

Для данных пород также проведена оценка представительного элементарного объема (Representative Elementary Volume, REV) – наименьшего объема, за пределами которого свойства области не изменяются [Pelissou et al., 2009]. Для его оценки на исходных цифровых 3D-моделях рассчитывалась пористость, после чего из моделей вырезалось определенное количество подвыборок с поэтапно уменьшающимся количеством ячеек и проводилось повторное измерение пористости [Khimulia et al., 2024]. Данная оценка показала, что при размере исследуемой структуры более $3,4 \times 10^6$ вокселей результаты измерений не изменяются. Конечные результаты данного исследования представлены для представительных структур с количеством ячеек более 100×10^6 значительно превышающих вычисленный представительный объем.

5. Заключение и выводы

В работе описаны результаты неразрушающих исследований порового пространства пород-коллекторов водоносного пласта подземного хранилища газа с применением технологий цифрового анализа керна. Проведен анализ структурных, емкостных и фильтрационных свойств крупнозернистых песчаников на базе снимков разномасштабной компьютерной томографии. Применена и апробирована методика комплексного цифрового анализа внутренней структуры пород-коллекторов крупнозернистых высокопористых пород газосодержащего пласта. Созданы 3D-структуры внутреннего пространства образцов, проведен количественный анализ фильтрационно-емкостных свойств породы. На основе крупномасштабного анализа структуры пород сделаны выводы об отсутствии трещиноватости и кавернозности, отсутствии минеральных и металлических примесей в структуре скелета, визуальной неразличимости стратификации и напластования в породе. Содержание примесей, оставленных движением пластового флюида, составляет менее 2,3%

Получены значения открытой и закрытой пористостей вдоль трех направлений в породе, а также проведено вычисление путей перколяции и геодезической извили-

стости фильтрационных путей. Измерена минимальная раскрытость фильтрационных каналов, сделаны выводы об однородности распределения путей перколяции по объему породы. Проведен порометрический анализ, получены геометрические характеристики порового пространства пород, на основе которого сделаны выводы о равномерности распределения пор в образцах и отсутствии каверн или значимых областей уплотнения матрицы.

Проведено численное моделирование процессов фильтрации в рамках для трех выделенных направлений в породе, для каждого из которых вычислены значения проницаемости. Показано отсутствие выраженной зависимости изменения фильтрационных свойств в выделенных направлениях от количественных характеристик пустотного пространства. Сделан вывод о том, что фильтрационные свойства пород близки к изотропным, что позволяет не учитывать данный фактор при дальнейшем построении геолого-гидродинамических моделей месторождения и выборе способов разработки. Проведено сравнение вычисленных в ходе цифрового анализа фильтрационных и емкостных характеристик с натурными данными и экспериментально полученными лабораторными значениями.

Описанная и апробированная в работе методика цифрового анализа данных компьютерной томографии слабощементированных коллекторов позволяет упростить получение данных о характеристиках кернового материала, а также дополнить результаты лабораторных и натуральных исследований свойств пластов. Результаты исследования призваны расширить существующие подходы к неразрушающему анализу кернового материала и могут быть использованы для создания и уточнения моделей пластов-объектов хранения газа, интегральной оценки свойств коллектора и разработки эксплуатационной модели ПХГ. Применение предложенной методики для анализа свойств низкопрочных коллекторов, совместно с проведением геомеханических испытаний, позволяет внести вклад в развитие комплексного научного подхода к определению параметров безопасной эксплуатации газовых скважин и снижению рисков пескопроявлений на месторождениях со слабощементированными коллекторами.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-77-01037, <https://rscf.ru/project/23-77-01037/>. Автор выражает признательность заместителю директора по научной работе Института проблем механики им. А. Ю. Ишлинского РАН (ИПМех РАН) В. И. Кареву и заведующему лабораторией геомеханики ИПМех РАН Ю. Ф. Коваленко за предоставленную возможность использования экспериментального оборудования и вычислительных ресурсов, а также ценные замечания и содействие.

Список литературы

- Алиев З. С. и Котлярова Е. М. Приближенный метод создания и эксплуатации ПХГ в неоднородных по толщине пластах с использованием горизонтальных скважин // Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий. — Амирит, 2017. — EDN: ZBVNGD.
- Гарайшин А. С. и Кантюков Р. Р. Выбор пласта-аккумулятора для захоронения промышленных стоков Арбузовского ПХГ // Георесурсы. — 2017. — Т. 1, № 19. — С. 82–89. — DOI: [10.18599/grs.19.1.13](https://doi.org/10.18599/grs.19.1.13). — EDN: YRWLOV.
- Гришин Д. В. Комплексная технология повышения производительности скважин подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора : дис. . . канд. / Гришин Д. В. — 2019. — EDN: GYWDSR.
- Карев В. И., Коваленко Ю. Ф., Химуля В. В. и др. Физическое моделирование метода направленной разгрузки пласта // Газовая промышленность. — 2021. — № 7. — С. 66–73. — EDN: QJFUXF.
- Кривошеков С. Н. и Кочнев А. А. Определение емкостных свойств пород-коллекторов с применением рентгеновской томографии керна // Master's journal. — 2014. — Т. 1. — С. 120–128. — EDN: SKFCHR.
- Максимов В. М., Дмитриев Н. М. и Антонец Ю. С. Эффекты тензорного характера относительных фазовых проницаемостей при взаимном вытеснении газа водой в анизотропных пластах // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. — 2010. — 1(1). — С. 25–34. — EDN: SIYMFR.

- Химуля В. В. и Барков С. О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2022. — № 39. — С. 27–42. — DOI: [10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3](https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3).
- Химуля В. В., Барков С. О. и Шевцов Н. И. Цифровое исследование характеристик порового пространства и структурных свойств коллектора газоконденсатного месторождения на основе микротомографии // Процессы в геосредах. — 2024. — № 1. — С. 2332–2340. — EDN: CSQXZO.
- Backeberg N. R., Iacoviello F., Rittner M., *et al.* Quantifying the anisotropy and tortuosity of permeable pathways in clay-rich mudstones using models based on X-ray tomography // Scientific Reports. — 2017. — Vol. 7, no. 1. — DOI: [10.1038/s41598-017-14810-1](https://doi.org/10.1038/s41598-017-14810-1).
- Bali A. and Singh Sh. N. A Review on the Strategies and Techniques of Image Segmentation // 2015 Fifth International Conference on Advanced Computing & Communication Technologies. — IEEE, 2015. — P. 113–120. — DOI: [10.1109/ACCT.2015.63](https://doi.org/10.1109/ACCT.2015.63).
- Chen M., Bai M. and Roegiers J.-C. Permeability tensors of anisotropic fracture networks // Mathematical Geology. — 1999. — Vol. 31, no. 4. — P. 335–373. — DOI: [10.1023/A:1007534523363](https://doi.org/10.1023/A:1007534523363).
- Clavaud J.-B., Mainault A., Zamora M., *et al.* Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. — 2008. — Vol. 113, B1. — DOI: [10.1029/2007JB005004](https://doi.org/10.1029/2007JB005004).
- Daish C., Blanchard R., Gulati K., *et al.* Estimation of anisotropic permeability in trabecular bone based on microCT imaging and pore-scale fluid dynamics simulations // Bone Reports. — 2017. — Vol. 6. — P. 129–139. — DOI: [10.1016/j.bonr.2016.12.002](https://doi.org/10.1016/j.bonr.2016.12.002).
- Holzer L., Marmet Ph., Fingerle M., *et al.* Tortuosity and Microstructure Effects in Porous Media: Classical Theories, Empirical Data and Modern Methods. — Springer International Publishing, 2023. — DOI: [10.1007/978-3-031-30477-4](https://doi.org/10.1007/978-3-031-30477-4).
- Khimulia V. V. Digital Examination of Pore Space Characteristics and Structural Properties of a Gas Condensate Field Reservoir on the Basis of μ CT Images // Proceedings of the 9th International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes. — Springer Nature Switzerland, 2024. — P. 23–34. — DOI: [10.1007/978-3-031-54589-4_3](https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_3).
- Khimulia V. 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).
- Kovářová K., Ševčík R. and Weishauptová Z. Comparison of mercury porosimetry and X-ray microtomography for porosity study of sandstones // Acta Geodynamica et Geomaterialia. — 2012. — Vol. 9, no. 4. — P. 168–178.
- Krivoshchekov S., Kochnev A., Kozyrev N., *et al.* Factoring Permeability Anisotropy in Complex Carbonate Reservoirs in Selecting an Optimum Field Development Strategy // Energies. — 2022. — Vol. 15, no. 23. — P. 8866. — DOI: [10.3390/en15238866](https://doi.org/10.3390/en15238866).
- Linden S., Wiegmann A. and Hagen H. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // Graphical Models. — 2015. — Vol. 82. — P. 58–66. — DOI: [10.1016/j.gmod.2015.06.003](https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003).
- Math2Market GmbH. FlowDict: Single-Phase Fluid Flow. — 2024a. — URL: <https://www.math2market.com/geodict-software/geodict-base-modules/simulation/flowdict> (visited on 06/02/2024).
- Math2Market GmbH. GeoDict - The Digital Material Laboratory. — 2024b. — URL: <https://www.math2market.de> (visited on 06/02/2024).
- Mostaghimi P., Blunt M. J. and 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).
- Pelissou C., Baccou J., Monerie Y., *et al.* Determination of the size of the representative volume element for random quasi-brittle composites // International Journal of Solids and Structures. — 2009. — Vol. 46, no. 14/15. — P. 2842–2855. — DOI: [10.1016/j.ijsolstr.2009.03.015](https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2009.03.015).
- Shreyamsha Kumar B. K. Image denoising based on non-local means filter and its method noise thresholding // Signal, Image and Video Processing. — 2012. — Vol. 7, no. 6. — P. 1211–1227. — DOI: [10.1007/s11760-012-0389-y](https://doi.org/10.1007/s11760-012-0389-y).
- Stenzel O., Pecho O., Holzer L., *et al.* Predicting effective conductivities based on geometric microstructure characteristics // AIChE Journal. — 2016. — Vol. 62, no. 5. — P. 1834–1843. — DOI: [10.1002/aic.15160](https://doi.org/10.1002/aic.15160).
- Taud H., Martinez-Angeles R., Parrot J. F., *et al.* Porosity estimation method by X-ray computed tomography // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2005. — Vol. 47, no. 3/4. — P. 209–217. — DOI: [10.1016/j.petrol.2005.03.009](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.03.009).
- Versteeg H. K. and Malalasekera W. An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method. — Pearson (England) : Pearson Education Limited, 2007.

- Wan Y., Pan Zh., Tang Sh., *et al.* An experimental investigation of diffusivity and porosity anisotropy of a Chinese gas shale // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. — 2015. — Vol. 23. — P. 70–79. — DOI: [10.1016/j.jngse.2015.01.024](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.01.024).
- Wright H. M. N., Roberts J. J. *and* Cashman K. V. Permeability of anisotropic tube pumice: Model calculations and measurements // *Geophysical Research Letters*. — 2006. — Vol. 33, no. 17. — DOI: [10.1029/2006GL027224](https://doi.org/10.1029/2006GL027224).

APPLICATION OF DIGITAL CORE ANALYSIS TECHNOLOGY TO STUDY FILTRATION-CAPACITY PROPERTIES AND STRUCTURE OF HIGHLY PERMEABLE ROCKS OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

V. V. Khimulia*,¹ ¹Ishlinsky 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 pore space studies of highly porous reservoir rocks of underground gas storage (UGS) facilities using the digital analysis of computed microtomography images. The methodology of complex nondestructive analysis of structural and filtration-capacitance properties has been developed. Structural heterogeneities and rock fracturing were evaluated. 3D-models of specimen inner space were created on the basis of multi-scale images. The values of open and closed porosity, geodesic tortuosity were calculated, the characteristics of percolation paths in the studied rocks were analyzed for different directions of intrusion. Conclusions were made about the homogeneity of percolation path distribution over the rock volume. The spatial distribution of porosity in the rocks was studied, and porometry analysis of the rocks was carried out. Numerical modeling of filtration processes on the obtained structures in the framework of Stokes approximation for three selected directions in the rock by means of GeoDict software was carried out. It is shown that there is no pronounced dependence of changes in filtration properties in the selected directions on the quantitative characteristics of the pore space. The conclusion is made about the degree of anisotropy of filtration-capacitance properties of rocks. The good correspondence of the characteristics measured in the course of digital analysis with in-situ data and experimentally obtained laboratory values is shown. The described technique allows to simplify data acquisition on the characteristics of fine-grained reservoir rocks, and is designed to extend the approaches to nondestructive analysis of core material. Combined application of the proposed methodology of digital analysis of low-strength reservoirs and laboratory geomechanical core testing is one of the stages in the development of a comprehensive approach to determining the parameters of safe operation of gas wells and reducing the risks of sanding in fields with weakly cemented reservoirs.

Keywords: reservoir porosity, filtration-capacitance properties, CT scanning of rocks, digital core analysis, numerical modeling of filtration flow, permeability anisotropy.

Citation: Khimulia, V. V. (2024), Application of Digital Core Analysis Technology to Study Filtration-Capacity Properties and Structure of Highly Permeable Rocks of Underground Gas Storage Facilities, *Russian Journal of Earth Sciences*, 24, ES5012, <https://doi.org/10.2205/2024ES000928>, EDN: ORTBLJ

Received: 3 June 2024

Accepted: 31 July 2024

Published: 30 December 2024



© 2024. The Authors.

References

- Aliyev Z. S. and Kotlyarova E. M. Approximate method of creation and operation of UGS in layers of heterogeneous thickness using horizontal wells // Environmental responsibility of oil and gas enterprises. — Amirit, 2017. — EDN: ZBVNGD.
- Backeberg N. R., Iacoviello F., Rittner M., *et al.* Quantifying the anisotropy and tortuosity of permeable pathways in clay-rich mudstones using models based on X-ray tomography // Scientific Reports. — 2017. — Vol. 7, no. 1. — DOI: [10.1038/s41598-017-14810-1](https://doi.org/10.1038/s41598-017-14810-1).
- Bali A. and Singh Sh. N. A Review on the Strategies and Techniques of Image Segmentation // 2015 Fifth International Conference on Advanced Computing & Communication Technologies. — IEEE, 2015. — P. 113–120. — DOI: [10.1109/ACCT.2015.63](https://doi.org/10.1109/ACCT.2015.63).

- Chen M., Bai M. and Roegiers J.-C. Permeability tensors of anisotropic fracture networks // *Mathematical Geology*. — 1999. — Vol. 31, no. 4. — P. 335–373. — DOI: [10.1023/A:1007534523363](https://doi.org/10.1023/A:1007534523363).
- Clavaud J.-B., Mainault A., Zamora M., *et al.* Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. — 2008. — Vol. 113, B1. — DOI: [10.1029/2007JB005004](https://doi.org/10.1029/2007JB005004).
- Daish C., Blanchard R., Gulati K., *et al.* Estimation of anisotropic permeability in trabecular bone based on microCT imaging and pore-scale fluid dynamics simulations // *Bone Reports*. — 2017. — Vol. 6. — P. 129–139. — DOI: [10.1016/j.bonr.2016.12.002](https://doi.org/10.1016/j.bonr.2016.12.002).
- Garayshin A. S. and Kantukov R. R. Selecting Formation-Accumulator for Industrial Waste Disposal of Arbuzovsky Underground Gas Storage Facility // *Georesursy*. — 2017. — Vol. 1, no. 19. — P. 82–86. — DOI: [10.18599/grs.19.1.13](https://doi.org/10.18599/grs.19.1.13). — EDN: YRWLOV.
- Grishin D. V. Complex technology for increasing the productivity of underground gas storage wells in conditions of reservoir destruction : PhD thesis / Grishin D. V. — 2019. — EDN: GYWDSR.
- Holzer L., Marmet Ph., Fingerle M., *et al.* Tortuosity and Microstructure Effects in Porous Media: Classical Theories, Empirical Data and Modern Methods. — Springer International Publishing, 2023. — DOI: [10.1007/978-3-031-30477-4](https://doi.org/10.1007/978-3-031-30477-4).
- Karev V. I., Kovalenko Yu. F., Khimulya V. V., *et al.* Physical modeling of directional unloading method // *Gazovaya promyshlennost'*. — 2021. — No. 7. — P. 66–73. — EDN: QJFUXF.
- Khimulia V. V. Digital Examination of Pore Space Characteristics and Structural Properties of a Gas Condensate Field Reservoir on the Basis of μ CT Images // *Proceedings of the 9th International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes*. — Springer Nature Switzerland, 2024. — P. 23–34. — DOI: [10.1007/978-3-031-54589-4_3](https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_3).
- Khimulia V. V. and Barkov S. O. Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method // *Actual Problems of Oil and Gas*. — 2022. — No. 39. — P. 27–42. — DOI: [10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3](https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3).
- Khimulia V. V., Barkov S. O. and Shevtsov N. I. Digital study of pore space and structural properties of a gas condensate field reservoir based on computed tomography IMA // *Processes in geoenvironments*. — 2024a. — No. 1. — P. 2332–2340. — EDN: CSQXZO.
- Khimulia V. 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*. — 2024b. — 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).
- Kovářová K., Ševčík R. and Weishauptová Z. Comparison of mercury porosimetry and X-ray microtomography for porosity study of sandstones // *Acta Geodynamica et Geomaterialia*. — 2012. — Vol. 9, no. 4. — P. 168–178.
- Krivoshchekov S., Kochnev A., Kozyrev N., *et al.* Factoring Permeability Anisotropy in Complex Carbonate Reservoirs in Selecting an Optimum Field Development Strategy // *Energies*. — 2022. — Vol. 15, no. 23. — P. 8866. — DOI: [10.3390/en15238866](https://doi.org/10.3390/en15238866).
- Krivoshchekov S. N. and Kochnev A. A. Determination of reservoir properties of reservoir rocks using X-ray imaging core // *Master's journal*. — 2014. — Vol. 1. — P. 120–128. — EDN: SKFCHR.
- Linden S., Wiegmann A. and Hagen H. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // *Graphical Models*. — 2015. — Vol. 82. — P. 58–66. — DOI: [10.1016/j.gmod.2015.06.003](https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003).
- Maksimov V. M., Dmitriev N. M. and Antonevich Yu. S. Tensor character effects of the relative phase permeabilities during mutual gas displacement by water through anisotropic porous media // *Georesources, geoenergetics, geopolitics*. — 2010. — 1(1). — P. 25–34. — EDN: SIYMFR.
- Math2Market GmbH. FlowDict: Single-Phase Fluid Flow. — 2024a. — (visited on 2024/06/02). <https://www.math2market.com/geodict-software/geodict-base-modules/simulation/flowdict>.
- Math2Market GmbH. GeoDict - The Digital Material Laboratory. — 2024b. — (visited on 2024/06/02). <https://www.math2market.de>.
- Mostaghimi P., Blunt M. J. and 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).
- Pelissou C., Baccou J., Monerie Y., *et al.* Determination of the size of the representative volume element for random quasi-brittle composites // *International Journal of Solids and Structures*. — 2009. — Vol. 46, no. 14/15. — P. 2842–2855. — DOI: [10.1016/j.ijsolstr.2009.03.015](https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2009.03.015).
- Shreyamsha Kumar B. K. Image denoising based on non-local means filter and its method noise thresholding // *Signal, Image and Video Processing*. — 2012. — Vol. 7, no. 6. — P. 1211–1227. — DOI: [10.1007/s11760-012-0389-y](https://doi.org/10.1007/s11760-012-0389-y).
- Stenzel O., Pecho O., Holzer L., *et al.* Predicting effective conductivities based on geometric microstructure characteristics // *AIChE Journal*. — 2016. — Vol. 62, no. 5. — P. 1834–1843. — DOI: [10.1002/aic.15160](https://doi.org/10.1002/aic.15160).

- Taud H., Martinez-Angeles R., Parrot J. F., *et al.* Porosity estimation method by X-ray computed tomography // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2005. — Vol. 47, no. 3/4. — P. 209–217. — DOI: [10.1016/j.petrol.2005.03.009](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.03.009).
- Versteeg H. K. *and* Malalasekera W. An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method. — Pearson (England) : Pearson Education Limited, 2007.
- Wan Y., Pan Zh., Tang Sh., *et al.* An experimental investigation of diffusivity and porosity anisotropy of a Chinese gas shale // Journal of Natural Gas Science and Engineering. — 2015. — Vol. 23. — P. 70–79. — DOI: [10.1016/j.jngse.2015.01.024](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.01.024).
- Wright H. M. N., Roberts J. J. *and* Cashman K. V. Permeability of anisotropic tube pumice: Model calculations and measurements // Geophysical Research Letters. — 2006. — Vol. 33, no. 17. — DOI: [10.1029/2006GL027224](https://doi.org/10.1029/2006GL027224).