

Применение технологии цифрового анализа керн для изучения фильтрационно-емкостных свойств и структуры высокопроницаемых пород подземных хранилищ газа

В. В. Химуля*¹(0000-0003-2116-6483)

¹ Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, г. Москва, Россия
* **Контакт:** Химуля Валерий Владимирович, valery.khim@gmail.com

Аннотация: 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. Полученные данные о свойствах коллектора необходимы для разработки эксплуатационных моделей ПХГ, уточнения интегральных свойств пласта и наполнения гидродинамических моделей объектов хранения и добычи углеводородов.

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

Получено: ДАТА 2024 г.
Принято:
Опубликовано:
© 2024. Коллектив авторов

36



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 (0000-0003-2116-6483)

¹Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

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

48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69

Received: DATE 2024.
Accepted
Published:
© 2024. The Authors.

Abstract: 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. The obtained reservoir properties data is necessary for the operational models development of UGS, clarifying integral reservoir properties and filling hydrodynamic models of hydrocarbon storage and production facilities.



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

72

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. Зачастую модели коллекторов, не учитывающие анизотропию проницаемости, могут завышать или занижать количественные характеристики пластов. Это может приводить к значительным экономическим потерям для отрасли. Кроме того, данные об анизотропии проницаемости пластов могут быть полезны при выборе оптимальной системы разработки месторождения [1].

Многочисленные экспериментальные, теоретические и численные исследования последних десятилетий были направлены на изучение причин анизотропии проницаемости [2]. В малых масштабах рассмотрения основными причинами возникновения анизотропии фильтрационных свойств считается ориентация минеральных зерен и пор [3] или трещин [4, 5], которые возникают вдоль рассматриваемого направления в пласте на этапе формирования породы или в силу действующих полей напряжений [6]. Кроме того, слоистость, напластование, сдвиг и уплотнение могут служить барьерами для распространения потока флюидов или, по крайней мере, уменьшать его [7, 8].

Современное программное обеспечение, используемое для моделирования пласта, позволяет включать в модель различные данные и отслеживать их влияние на параметры добычи [9]. В настоящее время анизотропия проницаемости пласта играет важную роль для оптимальной разработки новых месторождений и повышения нефтеотдачи на последующих стадиях. Хорошо известно, что неоднородность строения пласта и распределения фильтрационно-емкостных свойств присутствует в разной мере в большинстве месторождений [10].

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 [11]. Особенно это касается объектов с горизонтальными скважинами.

Для ПХГ, зачастую сложенных высокопроницаемыми низкопрочными породами, анизотропия проницаемости может также сказываться на неравномерном изменении пластового давления в ходе циклов закачки и отбора газа, что в свою очередь может приводить к существенной неравномерности полей напряжений в пластах. Следствием этого может стать образование трещин и появление локальных неоднородностей в пластах, усиливая в дальнейшем неравномерность протекания гидродинамических процессов при циклической эксплуатации.

Другим немаловажным параметром для наполнения гидродинамических моделей пласта, а также проведения численных исследований, является

119 пористость. Пористость коллекторов учитывается при подсчете запасов
120 углеводородов, а также при прогнозировании процессов фильтрации в
121 пористых средах. Объемная изменчивость структуры пустотного пространства
122 пород-коллекторов является также одним из основных факторов, влияющих на
123 повышение уровня неоднородности фильтрационной среды [12]. Широкий
124 спектр исследований проводится для фундаментального понимания их
125 взаимовлияния [13, 14]. Для создания и наполнения геомеханических и
126 гидродинамических моделей месторождения должны быть учтены такие
127 параметры натурального пласта и слагающей его породы, как размер и
128 распределение пор, их геометрия [15]

129 До недавнего времени проницаемость горных пород определялась с
130 помощью лабораторных исследований, каротажа скважин или косвенно, путем
131 корреляции с другими свойствами горных пород [16]. На сегодняшний день
132 одним из перспективных подходов к лабораторному изучению
133 фильтрационно-емкостных свойств пород является численное моделирование
134 процессов фильтрации на структурах, полученных с помощью компьютерной
135 рентгеновской томографии [17]. На базе трехмерных структур возможно
136 провести численное моделирование потока флюидов в пористой среде [18].
137 Данный подход существенно дополняет прямые лабораторные исследования и
138 не оказывает влияния на целостность и внутреннюю структуру образцов
139 горных пород. Эксперименты по визуализации внутреннего пространства в
140 сочетании с моделированием фильтрационных процессов являются ценными
141 инструментами, используемыми в промышленности для прогнозирования
142 таких геолого-физических свойств, как пористость и проницаемость [19, 20].

143 Проведение лабораторных исследований коллекторов зачастую
144 осложнено существенной ограниченностью объема кернового материала, что
145 делает разработку и апробацию методик неразрушающего анализа особенно
146 актуальной, так как с их помощью можно существенно расширить спектр
147 проводимых измерений, сохранив ценный материал для механических
148 испытаний. Это также обуславливает необходимость апробации создаваемых
149 методик для широкого спектра типов пород, с учетом возможных отличий их
150 свойств, что может наблюдаться даже в рамках одной залежи. Исследуемые в
151 работе породы по физическим и механическим свойствам близки к
152 коллекторам северных шельфовых газовых месторождений, что позволяет
153 адаптировать и реализовать для их анализа методику измерений,
154 примененную ранее в [21].

155 В статье описаны результаты серии микротомографических
156 исследований фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов
157 подземного хранилища газа, расположенного в пределах Восточно-
158 Европейской платформы. Применена и апробирована технология
159 комплексного цифрового анализа внутренней структуры пород-коллекторов
160 для крупнозернистых высокопористых пород газосодержащего пласта.
161 Проведен анализ неоднородности внутренней структуры материала на базе
162 разномасштабных снимков образцов. Созданы 3D модели внутреннего
163 пространства образцов, на базе которых проведен количественный анализ
164 фильтрационно-емкостных свойств породы. Рассчитаны значения открытой и
165 закрытой пористостей исследуемых пород, исследовано пространственное

распределение пор по размерам. Проведено численное моделирование процессов фильтрации на полученных структурах в рамках приближения Стокса для трех выделенных направлений. Получены оценки значений проницаемости вдоль трех осей материала, сделаны выводы о степени анизотропии фильтрационных свойств пород и необходимости ее учета при создании моделей пласта и выбора способов разработки. Проведено сравнение вычисленных в ходе цифрового анализа фильтрационных данных с экспериментально полученными лабораторными значениями.

1. Методика и объекты исследований

Для проведения компьютерной томографии и получения изображений образцов использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI [22] Института проблем механики РАН. Прибор имеет жесткое основание (монокристаллическая гранитная плита) для практического исключения влияния температурного дрейфа и точной установки рентгенооптических и других компонентов системы внутри прибора, что обеспечивает точность и стабильность измерений во всем диапазоне рабочего пространства. Рентгеновская трубка с высоким разрешением, микрофокусом и замкнутым контуром имеет регулируемый диапазон выходного напряжения от 20 кВ до 90 кВ и регулируемый диапазон тока от 10 мкА до 160 мкА. Максимальная выходная мощность трубки составляет 8 Вт. Наименьший размер фокусного пятна - 5 мкм. Высокочувствительный рентгеновский детектор с низким уровнем шума имеет число пикселей 2940 x 2304 и размер пикселя 49,5 мкм. Размер активной (чувствительной) области составляет 146 x 114 мм [23].

Методика исследования с использованием данного прибора состоит из трех основных этапов: сканирование образца породы в камере томографа; компьютерная реконструкция снимков и создание 3D проекта; обработка данных и цифровой анализ. На первом этапе образец помещается внутрь камеры между источником и детектором и закрепляется на специальном держателе. Далее проводится калибровка и выбор параметров сканирования для наилучшего качества съемки данного материала: разрешения съёмки, фильтра, угла поворота образца, времени экспозиции и т.д. В процессе получения данных источник и детектор неподвижны, а образец вращается вокруг своей оси. Результатом этого шага являются двумерные проекции образца, где интенсивность окрашивания каждого пикселя зависит от коэффициента поглощения материала. Полученный массив проекций затем математически обрабатывается (реконструируется) оператором с помощью специализированного программного обеспечения VGSTUDIO. Данные могут быть представлены как в двухмерных проекциях, так и в виде трехмерной модели образца, которая качественно визуализирует весь объем данных.

Наиболее технически сложным и трудоемким этапом является обработка полученного массива. Реконструированный набор данных загружается в специализированное ПО Geodict Math2Market GmbH, позволяющее проводить многомасштабную обработку 3D изображений, моделирование, визуализацию и определение свойств материалов [24]. В дополнение к основным возможностям обработки изображений GeoDict предлагает различные методы

213 сегментации изображений и способы моделирования однофазного и
214 двухфазного потока жидкости в пористых средах.

215 В данной работе исследовались фильтрационно-емкостные
216 характеристики пород-коллекторов водоносного пласта ПХГ, породы которого
217 представляли собой слабосцементированные высокопористые песчаники с
218 низкой прочностью. Все образцы были взяты из одного интервала отбора
219 керна. Проведены разномасштабные съемки кернового материала:
220 крупномасштабный снимок области с охватом 40*40*40 мм и низким
221 разрешением для анализа кавернозности и неоднородности материала, после
222 чего сделаны снимки высокого разрешения небольших областей образцов с
223 характерными размерами 3-10 мм для получения детальной картины порового
224 пространства (разрешение получаемого снимка зависит от положения образца
225 перед детектором). Перед сканированием на уникальной Испытательной
226 системе трехосного независимого нагружения ИПМех РАН (ИСТНН) было
227 проведено измерение фильтрационных свойств породы [25]. В ходе испытаний
228 была измерена газопроницаемость исследуемого интервала в направлении
229 напластования. Измеренная проницаемость данных пород составила в среднем
230 8-9 Дарси. Полученные значения были использованы для сравнения
231 результатов численной цифровой оценки.

232 После сканирования и реконструкции всех снимков детальная работа с
233 изображениями проводилась в ПО GeoDict. Данные были обработаны
234 единообразно: применены корректировки яркости изображений Gauss и
235 Gradient Brightness correction, задействован фильтр Non Local Means для
236 сглаживания изображения и упрощения процедуры сегментации [26].
237 Сегментация проводилась методом Otsu, который был применен для
238 мелкомасштабного снимка наибольшего размера из выборки, после чего
239 значение полученного порога переносилось на всю выборку методом Global
240 Tresholding в целях единообразия [27]. Помимо этого, метод Otsu позволяет
241 минимизировать влияние оператора при получении итоговой структуры. На
242 базе созданных структур были проведены вычисления пористости средствами
243 пакета PoroDict. Модуль позволяет определять количество пор, открытых или
244 частично открытых в выбранном направлении образца, т.е. частично
245 воссоздает условия лабораторного измерения пористости методом интрузии.
246 Для каждого образца проводился анализ вдоль трех направлений. Таким
247 образом вычислялись открытая (эффективная) и закрытая пористости для
248 данного направления фильтрации.

249 С целью изучения геометрической и статистической однородности
250 порового пространства для всех образцов был проделан порометрический
251 анализ и визуализация геометрии пор средствами модулей MatDict и PoroDict
252 на базе сегментированных снимков. Используемый метод основан на
253 вычислении геометрических параметров структур, полученных в результате
254 сегментации 3D снимков [28] и имеет ряд существенных преимуществ по
255 сравнению с традиционными методами порометрии на рассматриваемых
256 масштабах пор и типах пород [29, 30].

257 Поля фильтрации были рассчитаны с помощью модуля FlowDict пакета
258 GeoDict [31]. Модуль FlowDict прогнозирует эффективные свойства материала
259 путем моделирования потока и постобработки результатов моделирования.

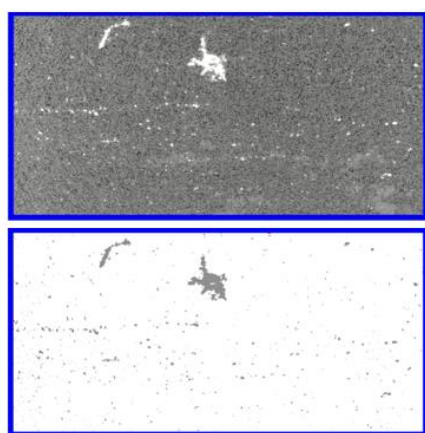
FlowDict прогнозирует среднюю физическую скорость потока для заданного перепада давления [32] и рассчитывает проницаемость пористой структуры, применяя закон Дарси. Модуль способен рассчитывать несжимаемые стационарные ньютоновские потоки на основе уравнений Навье-Стокса с различными аппроксимациями. FlowDict прост в освоении и активно используется исследователями по всему миру для моделирования течений в широком спектре материалов, включая уголь [33], кокс [34], волокнистые среды [35], нетканые материалы [36]. Для численного моделирования фильтрационных процессов в данной работе использовалась модель течения Стокса [37] с решателем LIR [38]. При моделировании потока выставлялись следующие параметры: рабочий флюид – воздух, перепад давлений 100 Па, температура 20°C. Граничные условия в направлении потока были выбраны Periodic with implicit region 10 vox, в тангенциальном направлении - Symmetric. Параметры решателя: критерий останова error bound 0,1 с использованием Multigrid и оптимизацией по скорости. Более детально упомянутые параметры описаны в [39].

2. Результаты

Первичные снимки пород были сделаны с целью определения наличия каверн и неоднородностей материала. Крупномасштабные снимки полностью охватывали исходный размер образцов 40*40*40 мм, в связи с чем возможно добиться лишь низкого разрешения съемки: размер вокселя составил 21,146 мкм. Параметры съемки: напряжение источника 90 кВ, сила тока 89 мкА, время экспозиции 0,32 с, количество усреднений 10, шаг поворота 0,125°. После реконструкции и получения объемного набора данных был сделан вывод об однородности породы на макроуровне и отсутствии каверн. Картина порового пространства однородна, участки напластования визуально не различимы. Для дальнейшего анализа объемного содержания примесей в образцах была проведена процедура обработки и сегментации, т.е. разделение вокселей изображения (объемных пикселей) на воздух и другие вещества с отличающейся плотностью. Каждому вокселю при этом присваивается ярлык конкретного вещества, после чего возможно проведение точного количественного анализа материала. На рис. 1а показано сравнение части обработанного полномасштабного снимка образца (черным и серым изображены поры и матрица породы, белым – примеси плотных веществ) и результат программного выделения (сегментации) неоднородностей для той же проекции снимка: серым цветом показаны пиксели, которым присвоен ярлык неоднородностей или примесей на основе цветовой дифференциации снимка. На рис. 1б показано объемное распределение выделенных примесей во всем образце (серым выделены отсегментированные примеси более плотного вещества). Несмотря на кажущуюся высокую визуальную плотность распределения выделенных неоднородностей, их объемное содержание в образцах не превышает 2,3%. Более того, после проведения детального сканирования на масштабах пор, было определено, что данные скопления и примеси находятся внутри порового пространства, а не являются неоднородностями матрицы породы. Исходя из картины их распределения,

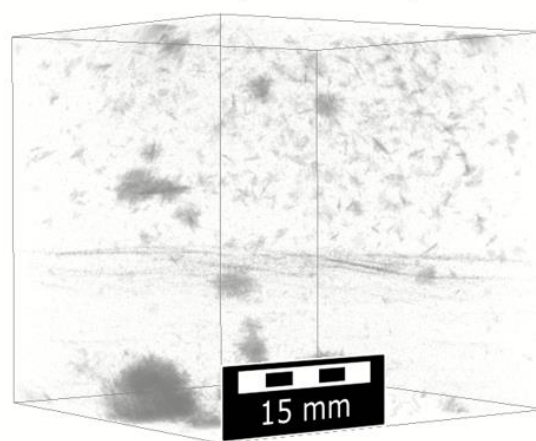
огибания зерен, формы вкраплений и их плотности был сделан вывод, что выделенные вещества переносились пластовым флюидом, а значит не оказывают влияния на общую пористость породы. Таким образом, данные неоднородности являются преимущественно осадками плотных веществ, оставшимися после экстракции флюида. На рис. 1 также можно заметить выделенную вертикальную плоскость в образце, представляющую собой распределенный след того же вещества, переносимого при движении пластового флюида. Данные области не являются регулярными в образцах, однако помогают определить направление визуально неразличимого напластования в породе. На основе таких следов осуществлялась дополнительная коррекция угла поворота 3D моделей для выравнивания осей программы вдоль направлений напластования. В соответствии с этим, на будущих детальных снимках оси Y и Z соответствовали ортогональным направлениям напластования, а ось X – направлена перпендикулярно напластованию.

Размер структуры 1890×1890×1890



(а)

Размер вокселя 21,146 мкм

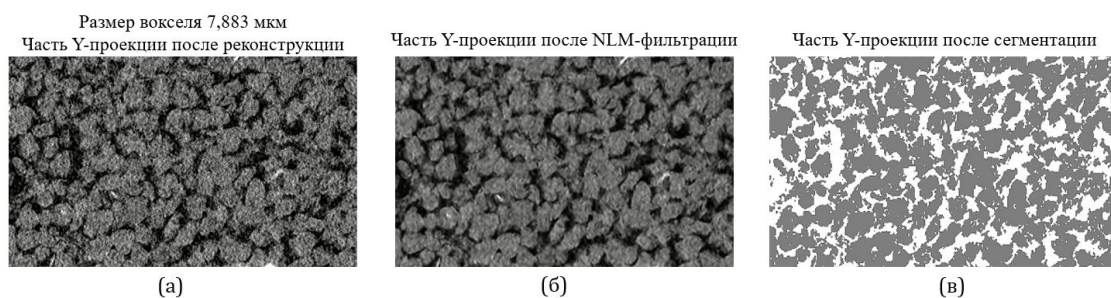


(б)

Рисунок 1. а – часть проекции КТ снимка и результат сегментации для выделения структурных неоднородностей, б – пространственная картина выделенных плотных примесей в кубическом образце породы

Далее проводилась съемка в высоком разрешении отдельных частей образцов для получения детальной картины порового пространства. Снимки осуществлялись со следующими параметрами: напряжение источника 90 кВ, сила тока 89 мкА, время экспозиции 0,22 с, количество усреднений 10, шаг поворота $0,125^{\circ}$, размер вокселя 7,883 мкм. Для полученных изображений были применены методы корректировки яркости для компенсации немонахроматичности пучка излучения и различий для разных глубин проникновения. С целью сглаживания границ и уменьшения шумов изображения применялся Non Local Mean Filtering. После процедуры сегментации были получены 3D структуры каждого рассматриваемого образца. Сегментация проводилась пороговым методом с двумя границами. На рис. 2 показаны некоторые из этапов работы со снимками на примере части

340 одной из проекций: на рис. 2а показана часть проекции изображения после
341 реконструкции (серый – зерна, черный – поры), на рис. 2б показана эта же
342 проекция после применения фильтров и выравнивания яркости изображения,
343 на рис. 2в показан результат проведенной пороговой сегментации для этой
344 проекции (серым выделены зерна и их границы, белым – отсеченное поровое
345 пространство).



348 **Рисунок 2.** а - часть проекции изображения после реконструкции, б - эта же проекция после
349 применения фильтров и выравнивания яркости изображения, в - результат проведенной
350 пороговой сегментации для этой проекции.
351

352

353 Для оценки однородности порового пространства образцов были
354 измерены значения геодезической извилистости вдоль трех осей образцов, на
355 основе чего построены карты минимальной длины сквозных фильтрационных
356 путей средствами пакета PoroDict. Для каждого вокселя входной поверхности
357 алгоритм находит кратчайший путь через выбранный материал структуры.
358 [40]. На рис. 3 черным изображена часть рассчитанных путей перколяции, а
359 также представлена картина изменения минимальной длины путей
360 перколяции вдоль осей X и Z в образце, соответствующих направлениям
361 перпендикулярно и параллельно напластованию. Цветом обозначена
362 минимальная длина пути от входной поверхности вдоль выбранного
363 направления до противоположной. Приведенная в качестве примера структура
364 имеет линейные размеры 485 вокселя в каждом направлении, что
365 соответствует физическим размерам около 3,82 мм.
366

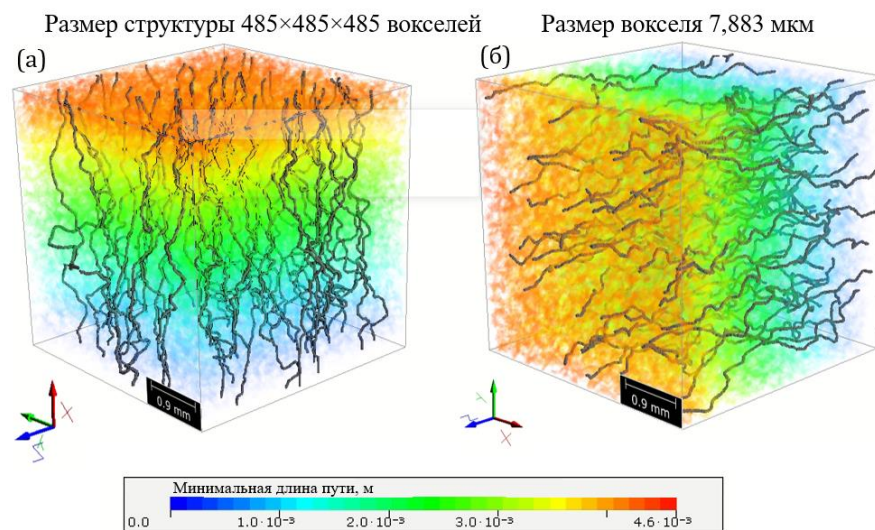


Рисунок 3. Пространственная визуализация распределения минимальной длины пути перколяции в направлениях X и Y в образце (градиент), а также визуализация выборочных путей перколяции (черные линии)

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 геодезическая извилистость количественно определяет длину доступных фильтрационных путей. Она определяется как среднее значение всех длин кратчайших путей, деленное на толщину материала [41]. Результаты измерений представлены ниже в таблице 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 таблице 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

398

399

400

401

402

403

404

405

406

407

408

409

410

411

412

413

414

415

416

417

418

419

420

421

422

423

424

425

На базе созданных моделей был проведен порометрический цифровой анализ порового пространства пород для получения более детальных количественных характеристик. Для этого проводилась дополнительная сегментация модели с выделением границ отдельных пор и оценке их характерных размеров средствами MatDict. После применения данного подхода имеется возможность пространственной визуализации пор конкретного размера, а также проведение статистического анализа распределения пор по размерам в образцах. 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. Каждая метка на графике соответствует определенному измеряемому диапазону размеров пор. Шаг измерения размеров пор составляет один воксель, т.е. около 8 мкм. 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.

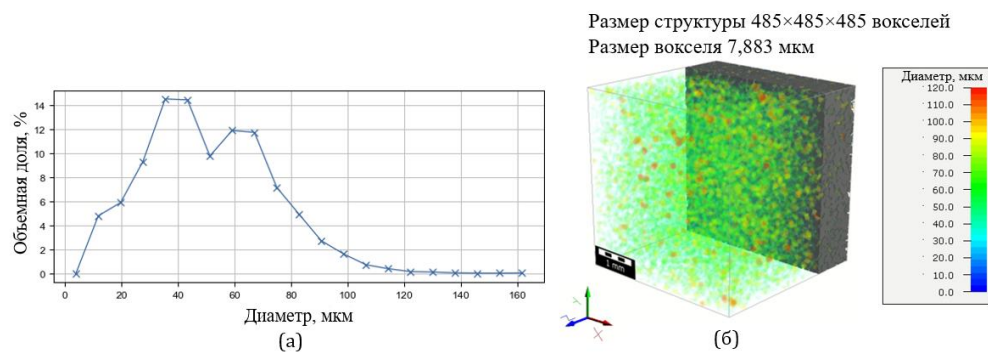


Рисунок 4. а – гистограмма распределения пор по размерам, б – визуализация пространственного распределения пор по размерам

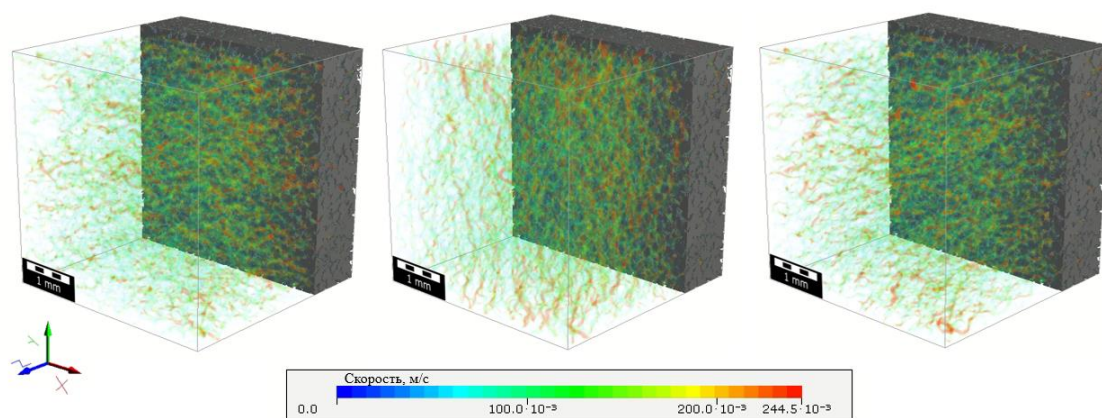
Результаты порометрического анализа показывают, что все поровые каналы породы относятся к капиллярной группе, движение флюида по таким порам происходит несвободно, при значительном участии капиллярных сил [42]. Как видно из визуализации, поры распределены равномерно по объему, без явно выраженной неоднородности. 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. Стоит отметить, что у левой границы модели на рис. 4б видна пустая область, не занятая порами. При дальнейшем анализе в данной области была обнаружена неоднородность матрицы породы, заключающаяся в локальном уплотнении зерен, что являлось причиной неравномерности распределения пор на этом участке. При этом в масштабе пласта такие неоднородности, очевидно, не будут оказывать влияние на общую пористость.

Полученная картина распределения хорошо коррелирует с рассчитанными значениями пористостей вдоль выделенных направлений из таблицы 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. Как говорилось ранее, ось X полученных образцов соответствует оси керна (т.е. перпендикулярна напластованию), оси Y и Z расположены в плоскости напластования. Параметры моделирования были одинаковы для всех образцов и описаны ранее в разделе методики.

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. И 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

464 высокой связности порового пространства. Для количественного анализа
465 различий были вычислены значения средней проницаемости вдоль каждого
466 направления фильтрации.
467



468 **Рисунок 5.** Визуализация распределения скоростей потока фильтрации вдоль каждого из
469 направлений (X, Y, Z)
470

471
472 Сводные результаты оценки проницаемости образцов представлены в
473 таблице 1. Указано значение вычисленной проницаемости в единицах Дарси
474 для каждого направления в образцах. Как видно из таблицы, имеется
475 закономерность отношения проницаемости в направлении X по отношению к
476 двум другим направлениям. На основе полученных данных можно сделать
477 вывод о том, что фильтрационные свойства исследуемых пород обладают
478 слабой степенью трансверсальной анизотропии. Отличие проницаемости в
479 направлениях напластования также незначительно отличается для разных
480 образцов: для первых двух образцов отличие не превышает 3%, для последнего
481 образца – 9%. Стоит отметить, что ориентация осей в образцах Y и Z может
482 отличаться в силу особенностей изготовления образцов, поэтому основное
483 внимание уделяется однозначно выровненной плоскости напластования и
484 перпендикулярной ей оси зерна. Проницаемость вдоль осей напластования
485 для разных образцов оказывается на 1-9% больше проницаемости по оси
486 зерна. При этом полученные численные оценки хорошо совпадают с
487 экспериментально измеренными значениями проницаемости (лабораторно
488 измеренная проницаемость составляла в среднем 8-9 Д для данного интервала
489 пород), что говорит о достоверности методики обработки и метода
490 сегментации для дальнейшего анализа.

491 492 493 494 **3. Обсуждение результатов**

495
496 Относительные значения открытой пористости и средней
497 проницаемости, полученные в работе, хорошо соотносятся с результатами
498 полевых специальных исследований методом откачек и нагнетаний,
499 выполненных для соседнего с исследуемым интервала пласта [43], а также

500 согласуются с петрографическими исследованиями коллекторов ПХГ того же
501 типа [44]. Полученные в ходе цифрового анализа результатов компьютерной
502 томографии кернового материала данные о фильтрационных характеристиках
503 хорошо согласуются с результатами серии лабораторных испытаний образцов
504 данных пород [25]. Значение физически измеряемой в упомянутой работе
505 проницаемости образцов данного коллектора для разных условий варьируется
506 от 8.5 до 9 Дарси. По имеющимся натурным данным, пористость пласта для
507 исследуемого интервала глубин составила 24-27.4% в пластовых условиях
508 всестороннего сжатия. Стоит отметить, что вычисляемые путем цифрового
509 анализа томографических снимков значения поровой проницаемости зачастую
510 дают лишь сравнительную оценку свойств, в то время как абсолютные
511 полученные значения могут отклоняться от физических измерений на 50% и
512 более процентов. Особенно это касается мелкозернистых и
513 плотносцементированных глинистых пород и часто обусловлено разрешением
514 прибора, ограниченностью применяемых моделей и существенным
515 упрощением структуры в ходе сегментации [45]. Благодаря высокому
516 разрешению и подобранным параметрам съемки, равно как и примененным
517 методикам работы с изображениями, получено адекватное соответствие
518 представленных данных с результатами полевых и лабораторных
519 исследований аналогичных пород.

520 Полученные данные подтверждают ранее обнаруженное [46] отсутствие
521 выраженной зависимости пористости от направления интрузии в образце,
522 часто характерное для многих типов коллекторов [47, 48], что говорит об
523 однородности и высокой связности порового пространства по трем
524 направлениям. При этом проницаемость в среднем оказывается выше в
525 направлениях с более высоким значением открытой пористости, однако
526 чувствительность этих изменений довольно низкая, так как в рамках одного
527 образца могут наблюдаться увеличенные значения проницаемости при более
528 низких показателях открытой пористости или более высоких значения
529 закрытой пористости. Значения закрытой пористости для отдельных
530 направлений также не позволяют сделать вывод о связи количественных
531 характеристик пустотного пространства с фильтрационными. Значения
532 открытой пористости практически одинаковы в направлениях каждой оси
533 образцов. Эти факты свидетельствуют о том, что незначительное различие
534 фильтрационных свойств данных пород в направлениях вдоль и
535 перпендикулярно напластованию может быть связано с геометрией порового
536 пространства и особенностью напластования, но не связана с
537 трещиноватостью коллектора. Более качественную оценку можно получить из
538 результатов оценки извилистости.

539 Сравнение результатов измерения геодезической извилистости по трем
540 осям показывает, что величины отличаются незначительно. Это подтверждает
541 вывод о высокой связности порового пространства по всем осям. Можно
542 заметить, что значение извилистости перпендикулярно плоскости
543 напластования имеет меньшую величину. В связи с этим проницаемость вдоль
544 этого направления оказывает ниже, чем в других направлениях. В то же время
545 извилистость в обоих направлениях вдоль плоскости напластования
546 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 [49]. 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 (REV) – наименьшего объема, за пределами которого свойства области не изменяются [50]. 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 [46]. 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.

4. 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.

594 Применена и апробирована методика комплексного цифрового анализа
595 внутренней структуры пород-коллекторов крупнозернистых высокопористых
596 пород газосодержащего пласта. Созданы 3D структуры внутреннего
597 пространства образцов, проведен количественный анализ фильтрационно-
598 емкостных свойств породы. На основе крупномасштабного анализа структуры
599 пород сделаны выводы об отсутствии трещиноватости и кавернозности,
600 отсутствии минеральных и металлических примесей в структуре скелета,
601 визуальной неразличимости стратификации и напластования в породе.
602 Содержание примесей, оставленных движением пластового флюида,
603 составляет менее 2.3%

604 Получены значения открытой и закрытой пористостей вдоль трех
605 направлений в породе, а также проведено вычисление путей перколяции и
606 геодезической извилистости фильтрационных путей. Измерена минимальная
607 раскрытость фильтрационных каналов, сделаны выводы о однородности
608 распределения путей перколяции по объему породы. Проведен
609 порометрический анализ, получены геометрические характеристики порового
610 пространства пород, на основе которого сделаны выводы о равномерности
611 распределения пор в образцах и отсутствии каверн или значимых областей
612 уплотнения матрицы.

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

624 Описанная и апробированная в работе методика цифрового анализа
625 данных компьютерной томографии слабосцементированных коллекторов
626 позволяет упростить получение данных о характеристиках кернового
627 материала, а также дополнить результаты лабораторных и натуральных
628 исследований свойств пластов. Результаты исследования призваны расширить
629 существующие подходы к неразрушающему анализу кернового материала и
630 могут быть использованы для создания и уточнения моделей пластов-
631 объектов хранения газа, интегральной оценки свойств коллектора и
632 разработки эксплуатационной модели ПХГ.

633 **Благодарности.** Исследование выполнено за счет гранта Российского
634 научного фонда № 23-77-01037, <https://rscf.ru/project/23-77-01037/>

635 Автор выражает признательность зам. директора ИПМех РАН по научной
636 работе Кареву В.И. и зав. лаб. геомеханики Коваленко Ю.Ф. за предоставление
637 экспериментального оборудования и вычислительных ресурсов, а также
638 ценные замечания и содействие.

1. Krivoshechekov S., Kochnev A., Kozyrev N., et al. Factoring Permeability Anisotropy in Complex Carbonate Reservoirs in Selecting an Optimum Field Development Strategy // *Energies*. 2022. T. 15, № 23. С. 8866. DOI: 10.3390/en15238866
2. Clavaud J. B., Maineult 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
3. Wright H. M. N., Roberts J. J., Cashman K. V. Permeability of anisotropic tube pumice: Model calculations and measurements // *Geophysical Research Letters*. 2006. Vol. 33, № 17. L17316. DOI: 10.1029/2006GL027224
4. Chen M., Bai M., Roegiers J.-C. Permeability tensors of anisotropic fracture networks // *Mathematical Geology*. 1999. Vol. 31. P. 355–373. DOI: 10.1023/A:1007534523363
5. Guéguen Y., Schubnel A. Elastic wave velocities and permeability of cracked rocks // *Tectonophysics*. 2003. Vol. 370. P. 163–176. DOI: 10.1016/S0040-1951(03)00184-7
6. Zoback M. D., Byerlee J. D. Effect of high-pressure deformation on permeability of Ottawa sand // *AAPG Bulletin*. 1976. Vol. 60. P. 1531–1542. <https://archives.datapages.com/data/bulletns/1974-76/data/pg/0060/0009/1500/1531.htm>
7. Vajdova V., Baud P., Wong T.-F. Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone // *Journal of Geophysical Research*. 2004. Vol. 109, no. B10406. DOI: 10.1029/2003JB002942
8. Olsson W. A., Holcomb D. J., Rudnicki J. W. Compaction localization in porous sandstone: Implications for reservoir mechanics // *Oil & Gas Science and Technology*. 2002. Vol. 57, no. 5. P. 591–599. DOI: 10.2516/ogst:2002040
9. Ермеков Р. И., Меркулов В.П., Чернова О.С. и др. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели // *Записки Горного института*. 2020. Т. 243. С. 299-304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
10. Алиев З. С., Котлярова Е. М. Приближенный метод создания и эксплуатации ПХГ в неоднородных по толщине пластах с использованием горизонтальных скважин // *Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий*. С. 46-55. Саратов (Россия): Общество с ограниченной ответственностью "Амирит", 2017. EDN: ZBVNGD
11. Максимов В. М., Дмитриев Н. М., 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. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effekty-tenzornogo-haraktera-otnositelnyh-fazovyh-pronitsaemostey-pri-vzaimnom-vytesnenii-gaza-vodoy-v-anizotropnyh-plastah-1>
12. Рассохин С. Г. Анизотропия фильтрационных свойств горных пород и ее влияние на относительные фазовые проницаемости // *Геология нефти и газа*. 2003. № 3. С. 53-56. EDN: PJCFMB
13. Liu J., Regenauer-Lieb K., Hines C. et al. Improved estimates of percolation and anisotropic permeability from 3-DX-ray microtomography using stochastic analyses and visualization // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 2009. Vol. 10, no. 5. DOI: 10.1029/2008GC002358
14. 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, 14838. DOI: 10.1038/s41598-017-14810-1
15. Соколов А. Ф., Монахова О. М., Алеманов А. Е., и др. Экспериментальная оценка коэффициентов вытеснения пластовых вод и приемистости пластов-приемников при закачке в глубокозалегающие водоносные пласты жидких отходов различного состава при добыче и подземном хранении газа // *Вести газовой науки*. 2012. № 3 (11). С. 146-162. EDN: RTXAKZ

-
- 689 16. Gao Y., Zhang X., Rama P. et al. Calculating the anisotropic permeability of porous media using
690 the lattice Boltzmann method and X-ray computed tomography // *Transport in Porous Media*.
691 2012. Vol. 92, P. 457-472. DOI: 10.1007/s11242-011-9914-7
- 692 17. Иванов М. К., Калмыков Г. А., Белохин В. С., и др. Петрофизические методы исследования
693 кернового материала. (Терригенные отложения). Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1.
694 Москва (Россия): Издательство Московского университета, 2008. 112 с.
695 https://oilmsu.ru/wp-content/uploads/2018/10/book_2.pdf
- 696 18. Daish C., Blanchard R., Gulati K. et al. Estimation of anisotropic permeability in trabecular bone
697 based on microCT imaging and pore-scale fluid dynamics simulations // *Bone Reports*. 2017.
698 Vol. 6. P. 129-139. DOI: 10.1016/j.bonr.2016.12.002
- 699 19. Menke H. P., Gao Y., Linden S. et al. Using Nano-XRM and High-Contrast Imaging to Inform Micro-
700 Porosity Permeability During Stokes–Brinkman Single and Two-Phase Flow Simulations on
701 Micro-CT Images // *Frontiers in Water*. 2022. Vol. 4. P. 935035. DOI:
702 10.3389/frwa.2022.935035
- 703 20. Mostaghimi P., Blunt M. J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on micro-CT images
704 // *Mathematical Geosciences*. 2013. Vol. 45. P. 103–125. DOI: 10.1007/s11004-012-9431-4
- 705 21. Khimulia V. V. Digital examination of pore space characteristics and structural properties of a
706 gas condensate field reservoir on the basis of μ CT images // *Springer Proceedings in Earth and*
707 *Environmental Sciences: Proceedings of the 9th International Conference on Physical and*
708 *Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes*. Springer Nature Switzerland.
709 2024. DOI: 10.1007/978-3-031-54589-4_3
- 710 22. Химуля В. В., Барков С. О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых
711 пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода
712 направленной разгрузки пласта // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2022. № 4 (39).
713 С. 27-42. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3
- 714 23. CT-MINI by ProCon X-Ray GmbH: [электронный ресурс]. URL: [https://procon-x-ray.de/en/ct-](https://procon-x-ray.de/en/ct-mini)
715 [mini](https://procon-x-ray.de/en/ct-mini) (Дата обращения: 23.04.2023).
- 716 24. Math2Market GmbH. GeoDict - The Digital Material Laboratory: [электронный ресурс]. URL:
717 <https://www.math2market.de> (Дата обращения: 02.06.2024)
- 718 25. Карев В. И., Коваленко Ю.Ф., Химуля В.В., и др. Физическое моделирование метода
719 направленной разгрузки пласта // *Газовая промышленность*. 2021. №. 7. С. 66-73. EDN:
720 QJFUXF
- 721 26. Shreyamsha Kumar B. K. Image denoising based on non-local means filter and its method noise
722 thresholding // *Signal, Image and Video Processing*. 2013. Vol. 7. P. 1211-1227. DOI:
723 10.1007/s11760-012-0389-y
- 724 27. Bali A., Singh S. N. A review on the strategies and techniques of image segmentation // *2015*
725 *Fifth International Conference on Advanced Computing & Communication Technologies*. IEEE,
726 2015. P. 113-120. DOI: 10.1109/ACCT.2015.63
- 727 28. Taud H., Martinez-Angeles R., Parrot J. F., Hernandez-Escobedo L. Porosity estimation method
728 by X-ray computed tomography // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005. Vol. 47,
729 no. 3-4. P. 209-217. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.03.009
- 730 29. Kovářová K., Ševčík R., Weishauptová Z. Comparison of mercury porosimetry and X-ray
731 microtomography for porosity study of sandstones // *Acta Geodynamica et Geomaterialia*.
732 2012. Vol. 9, no. 4. P. 168-178. URL:
733 <https://www.academia.edu/download/75926854/11.Kovarova.pdf>
- 734 30. Klobes P., Riesemeier H., Meyer K. et al. Rock porosity determination by combination of X-ray
735 computerized tomography with mercury porosimetry // *Fresenius' Journal of Analytical*
736 *Chemistry*. 1997. Vol. 357. P. 543-547. DOI: 10.1007/s002160050210
- 737 31. Math2Market GmbH. FlowDict: Single-Phase Fluid Flow. URL:
738 <https://www.math2market.com/geodict-software/geodict-base->
-

-
- modules/simulation/flowdict. (Date of access: 02.06.2024).
32. Kling T., Huo D., Schwarz J. O. et al. Simulating stress-dependent fluid flow in a fractured core sample using real-time X-ray CT data // *Solid Earth*. 2016. Vol. 7. P. 1109–1124. DOI: 10.5194/se-7-1109-2016
 33. Balucan R., Jing Z., Unterschultz J. et al. Coal permeability stimulation by NaClO oxidation // *The APPEA Journal*. 2019. Vol. 59, No. 2. P. 846–850. DOI: 10.1071/AJ18142
 34. Steel K. M., Jenkins D. R., Balucan R. D. et al. Identification of preferential pathways in the pore microstructure of metallurgical coke and links to anisotropic strength properties // *Fuel*. 2021. Vol. 296. P. 120688. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.120688
 35. Herdtle T., Xue Y., Bolton J. S. Numerical modelling of the acoustics of low density fibrous media having a distribution of fiber sizes // *Publications of the Ray W. Herrick Laboratories*. 2017. Paper 167. URL: <http://docs.lib.purdue.edu/herrick/167>
 36. Soltani P., Azimian M., Wiegmann A. et al. Experimental and computational analysis of sound absorption behavior in needled nonwovens // *Journal of Sound and Vibration*. 2018. Vol. 426. P. 1-18. DOI: 10.1016/j.jsv.2018.04.007
 37. Versteeg H. K., Malalasekera W. *An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method*. Pearson (England): Pearson Education Limited, 2007. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/44184539.pdf>
 38. Linden S., Wiegmann A., 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
 39. Hilden J., Cheng L., Linden S. et al. *FlowDict User Guide: GeoDict release 2022*. 2021. URL: <https://www.math2market.com/fileadmin/UserGuide/GeoDict2022/FlowDict2022.pdf>
 40. Holzer L., Marmet P., Fingerle M. et al. *Tortuosity and microstructure effects in porous media: classical theories, empirical data and modern methods*. Cham (Switzerland): Springer Nature, 2023. P. 190. DOI: 10.1007/978-3-031-30477-4
 41. 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
 42. Dai J., Lin L. Three Forms of Minimum Flow Pore Throat Radius of Reservoir and Its Determination Method // *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2020. Vol. 1626, no. 1. P. 012158. DOI: 10.1088/1742-6596/1626/1/012158
 43. Гарайшин А. С., Кантюков Р. Р. Выбор пласта-аккумулятора для захоронения промышленных стоков Арбузовского ПХГ // *Георесурсы*. 2017. Т. 1, № 19. P. 82-89. EDN: YRWLOV
 44. Гришин Д. В. Комплексная технология повышения производительности скважин подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора: дис. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. С. 153. EDN: GYWDSR
 45. Кривошеков С.Н., Кочнев А.А. Определение емкостных свойств пород-коллекторов с применением рентгеновской томографии керн // *Master's journal*. 2014. Т. 1. С. 120-128. EDN: SKFCHR
 46. Khimulia V., Karev V., Kovalenko Y. 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. DOI: 10.1016/j.jrmge.2023.12.015
 47. Keller L. M. Porosity anisotropy of Opalinus Clay: implications for the poroelastic behaviour // *Geophysical Journal International*. 2017. Vol. 208, no. 3. P. 1443-1448. DOI: 10.1093/gji/ggw469
 48. Wan Y., Pan Z., Tang S. 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
-

-
- 789 49. Химуля В. В., Барков С. О., Шевцов Н. И. Цифровое исследование характеристик порового
790 пространства и структурных свойств коллектора газоконденсатного месторождения на
791 основе микротомографии // Процессы в геосредах. 2024. № 1. С. 2332-2340. EDN: CSQXZO
792 50. Pelissou C., Vaccou J., Monerie Y. et al. Determination of the size of the representative volume
793 element for random quasi-brittle composites // International Journal of Solids and Structures.
794 2009. Vol. 46, no. 14–15. P. 2842-2855. DOI: 10.1016/j.ijsolstr.2009.03.015
795

796 Химуля Валерий Владимирович – кандидат физико-математических наук, научный
797 сотрудник лаборатории геомеханики ИПМех РАН.

798 SPIN-код 2115-7318

799 IстинаResearcherID (IRID): 97886853 <https://istina.msu.ru/workers/97886853/>

800 ResearcherID: ACJ-7411-2022

801 ORCID: 0000-0003-2116-6483

802 Scopus Author ID: 57224741664