



## ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-05-413>

УДК 550.8.013:622.276.1/4



### Комплексное исследование анизотропии микроструктурных и фильтрационных свойств коллектора газоконденсатного месторождения на базе цифрового анализа керна

В. В. Химуля

Институт проблем механики имени А. Ю. Ишлинского РАН, г. Москва, Российская Федерация

khim@ipmnet.ru

#### Аннотация

Современные технологии, основанные на применении методов численного моделирования и рентгеновской микротомографии, предоставляют новые возможности для детального изучения порового пространства коллектора и прогноза его фильтрационно-ёмкостных свойств. В статье описаны результаты цифрового анализа порового пространства и фильтрационных характеристик слабосцементированных песчаников продуктивного интервала газоконденсатного месторождения, расположенного на северном шельфе РФ. Исследование выполнено на основе данных рентгеновской компьютерной микротомографии, методов цифрового анализа керна и численного моделирования. Для построения цифровых двойников керна выполнена обработка и бинаризация 3D-снимков коллектора. Проведены количественные расчёты направленной изменчивости ключевых коллекторских свойств, включая открытую и закрытую пористость, геодезическую извилистость, характеристики перколяционных путей, а также численное моделирование фильтрационного потока по трём ортогональным направлениям. Отдельное внимание уделено определению репрезентативного элементарного объёма на основе поэтапного усреднения пористости по кубическим доменам. Результаты демонстрируют слабо выраженную, но устойчивую анизотропию фильтрационных свойств пород, связанную с направленной структурой порового каркаса. Выявлено, что даже при близких значениях открытой пористости геометрия фильтрационных путей и извилистость оказывают значительное влияние на проницаемость. Полученные данные имеют практическую значимость для задач геолого-гидродинамического моделирования, оптимизации направления горизонтальных скважин, оценки риска пескопроявлений и прогноза устойчивости фильтрационного фронта при разработке шельфовых месторождений. Работа подчёркивает необходимость комплексного цифрового подхода при оценке фильтрационных свойств коллекторов в условиях сложной литологии и ограниченности кернового материала.

#### Ключевые слова

цифровой анализ керна, пористость, проницаемость, извилистость, пути перколяции, фильтрационные свойства, анизотропия, ФЕС

#### Для цитирования

Khimul V.V. Comprehensive study of the anisotropy of microstructural and filtration properties of a gas condensate field reservoir based on digital core analysis. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(4):357–368. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-05-413>

## DIGITAL TECHNOLOGIES AND ARTIFICIAL INTELLIGENCE

Research paper

### Comprehensive study of the anisotropy of microstructural and filtration properties of a gas condensate field reservoir based on digital core analysis

V. V. Khimul

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

khim@ipmnet.ru

#### Abstract

Modern technologies based on numerical simulation and X-ray microtomography provide new opportunities for detailed study of a reservoir pore space and prediction of its filtration properties. The paper describes the findings of digital analysis of pore space and filtration characteristics of poorly consolidated sandstones in a pay interval of a gas condensate field located in the northern shelf of the Russian Federation. The study was conducted based on data from X-ray computed microtomography, digital core analysis methods, and numerical simulation. To build digital twins of a core, 3D images of the reservoir rocks were processed and binarized. Calculations of the directional variability of key reservoir properties including open and closed porosity,



geodesic tortuosity, and percolation path characteristics were performed, as well as numerical simulation of filtration flow in three orthogonal directions. Special attention was paid to determining the representative elementary volume based on step-by-step averaging of porosity across cubic domains. The results demonstrate a weak but stable anisotropy in the filtration properties of rocks, associated with the directional structure of the pore framework. It has been found that even with similar values of open porosity, the geometry of filtration paths and tortuosity have a significant effect on permeability. The data obtained are of practical importance for geological and hydrodynamic simulations, optimization of horizontal well direction, assessment of sand production risk, and prediction of filtration front stability in offshore field development. The work emphasizes the need for a comprehensive digital approach when assessing the filtration properties of reservoirs in conditions of complex lithology and limited core material.

### Keywords

digital core analysis, porosity, permeability, tortuosity, percolation paths, filtration properties, anisotropy, filtration and capacitance properties

### For citation

Khimulia V.V. Comprehensive study of the anisotropy of microstructural and filtration properties of a gas condensate field reservoir based on digital core analysis. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(4):357–368. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-05-413>

## Введение

Современные технологии, основанные на применении методов численного моделирования и рентгеновской микротомографии, предоставляют новые возможности для детального изучения порового пространства коллектора и прогноза его фильтрационно-ёмкостных свойств [1, 2]. Однако традиционные методы оценки (лабораторные измерения на керне [3], гидродинамические исследования скважин, эмпирические корреляции [4]) не учитывают микроструктуру порового каркаса и часто не позволяют надёжно прогнозировать проницаемость только на основе пористости [4]. Это особенно актуально для слабосцепментированных песчаников газоконденсатных шельфовых месторождений, для которых стабильность коллектора и эффективность фильтрации [5] часто зависят не только от объёма пор, но и от их пространственной организации [6]. Использование цифровых двойников керна на основе микротомографических данных позволяет воспроизвести топологию порового пространства [7, 8] и повысить достоверность прогноза продуктивности [9].

Одной из ключевых задач цифрового анализа является количественная характеристика параметров, влияющих на фильтрационные процессы, включая открытую и закрытую пористость [7, 9], извилистость [10], структуру переколяционных каналов [11] и направленную (анизотропную) изменчивость этих параметров [12, 13]. Это особенно важно при эксплуатации пластов горизонтальными скважинами, где эффективность дренажа может значительно зависеть от ориентации ствола относительно текстурных особенностей коллектора [14, 15].

Количество и морфология фильтрационных каналов приобретают критическое значение при разработке шельфовых месторождений [16], где эксплуатационные ошибки могут привести к пескопроявлению, выносу породы и резкому падению проницаемости [17, 18]. В условиях слабосцепментированных пород устойчивость стенок скважин [19] и локальная проницаемость определяются не столько средними характеристиками [20], сколько микроструктурными параметрами порового каркаса, включая субструктурную анизотропию [21, 22].

Несмотря на увеличивающуюся значимость учета вышеописанных характеристик большинство исследований ограничиваются изотропными моделями или фокусируются на пористости, не учитывая комплексного влияния морфологии пор на фильтрацию [23, 24].

Целью настоящего исследования является количественное описание анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств, направленный анализ морфометрических характеристик и их связи с проницаемостью для слабосцепментированных песчаников продуктивного интервала газоконденсатного месторождения северного шельфа на основе цифровых двойников керна с последующей интерпретацией результатов для задач гидродинамического моделирования, распространения фронта фильтрации в пласте и проектирования направлений горизонтальных скважин. Научная новизна работы заключается в выполнении комплексной цифровой оценки пространственной анизотропии порового пространства с учётом морфологических и физических особенностей коллектора, установлении факта устойчивой субструктурной анизотропии внутри плоскости напластования для рассматриваемого месторождения, обосновании направлений бурения горизонтальных скважин в условиях текстурной неоднородности пласта, выводах о рисках локального накопления давления в пласте и капиллярной изоляции конденсата.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- построение цифровых двойников керна по микротомографическим данным высокого разрешения;
- определение открытой и закрытой пористости, извилистости, параметров переколяционных путей и оценка их направленной вариации;
- численное моделирование фильтрационного потока по трём ортогональным направлениям с расчётом проницаемости;
- анализ соотношения между геометрическими характеристиками порового пространства и фильтрационными свойствами;
- определение представительного элементарного объёма (REV) и обоснование достоверности цифровой модели.



## 1. Методика и объекты исследований

Объектом исследования являлись породы-коллекторы продуктивного пласта газоконденсатного месторождения, расположенного на северном шельфе России. Породы представлены слабосцементированными песчаниками с низкой прочностью, обладающими высокими пористостью и проницаемостью. Коллектор экстрагированный, характеризуется отсутствием выраженного визуального напластования, подвержен интенсивному пескотекущему проявлению. Из продуктивного интервала были отобраны фрагменты керна с последующей подготовкой более 10 образцов произвольной формы с габаритами от 5 до 20 мм. Для исследования порового пространства применялась технология рентгеновской компьютерной микротомографии. Сканирование проводилось с использованием оборудования Procon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН [9]. Полученные томографические данные представляли собой наборы срезов с разрешением (размер вокселя – кубического пикселя [25]) 4,995 мкм, реконструированных в трёхмерные цифровые модели фрагментов керна. Все образцы имели схожий структурный состав, что подтверждает репрезентативность выборки, однако для последующего цифрового анализа были отобраны образцы с полным отсутствием трещиноватости, которая может быть следствием влияния условий транспортировки и хранения подверженного растрескиванию материала.

После процедуры реконструкции и обработки (включая коррекции яркости Gradient и/или Gaussian Brightness correction [26], фильтрации алгоритмами Non-local Means [27]) выполнялась сегментация [28] томографических снимков для выделения двух фаз: порового пространства (воздуха) и твёрдой матрицы (зерен). Для реконструкции использовалось ПО VGStudio [29], а также авторские алгоритмы для обработки 3D-снимков. Для сегментации использовались пороговые алгоритмы, основанные на анализе гистограммы распределения интенсивностей [28].

Размер вокселя 4,995 мкм

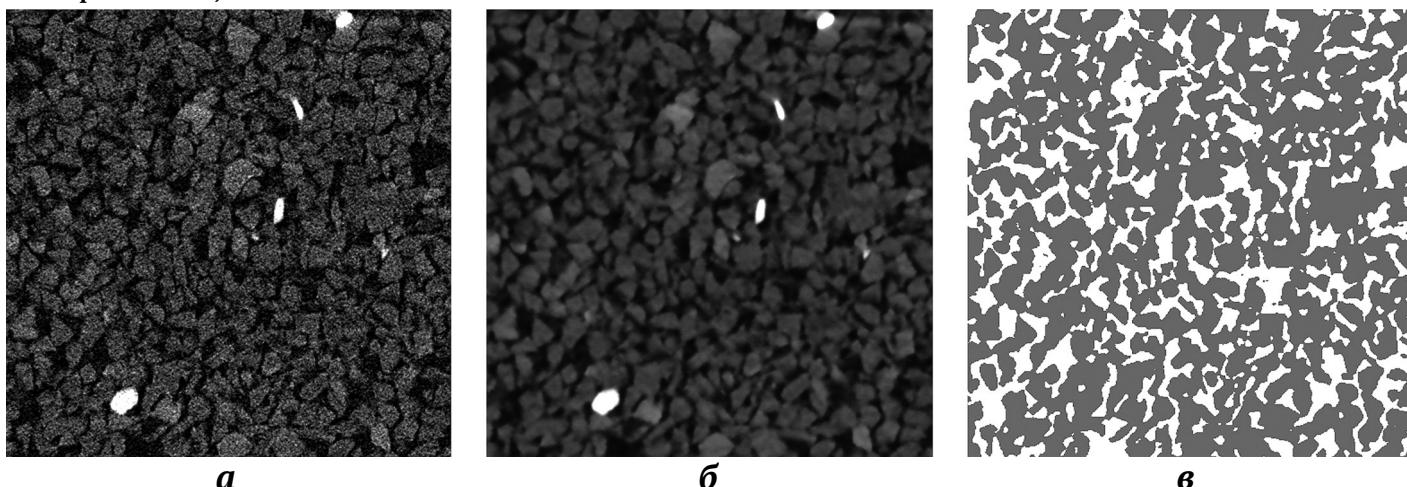


Рис. 1. Основные этапы предобработки и сегментации томографических данных: *а* – часть проекции реконструированного снимка; *б* – часть проекции снимка после предварительной обработки и сглаживания; *в* – эта же область после сегментации на две фазы: серым изображены зерна матрицы, белым – поры



В отличие от извилистости, которая может учитывать узкие участки, недоступные для реального флюида, алгоритм поиска перколяционных путей строил физически реалистичные траектории, учитывая диаметр проходимой частицы. Алгоритм исключал пути с «горлышками», меньшими заданного диаметра, и отбирал те каналы, по которым частица могла бы пройти, не нарушая непрерывности. Для каждого направления рассчитывались: длина перколяционного пути – действительное расстояние, которое прошла бы частица; максимальный диаметр – минимальный поперечный размер по пути (самое узкое место), определяющий проходимость. В результате визуализации получен набор фильтрационных каналов, соответствующих физическим условиям флюидопроводности. Таким образом, в работе применяется физически ориентированный подход к перколяции, позволяющий выявлять эффективные траектории фильтрационного потока с учётом геометрических ограничений.

На базе бинарной модели проводилось моделирование течения флюида (воздуха) через поровое пространство по уравнениям Навье–Стокса [31] в стационарной ламинарной постановке:

$$-\mu \Delta \vec{u} + \rho(\vec{u} \cdot \nabla)\vec{u} + \nabla p = \vec{f},$$

где  $\mu$  – вязкость жидкости, Па·с;  $\vec{u}$  – скорость жидкости, м/с;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $p$  – давление, Па;  $\vec{f}$  – объемная сила, Н/м<sup>3</sup>.

Уравнение сохранения массы в данном случае принимает вид:

$$\nabla \cdot \vec{u} = 0.$$

Проницаемость материала может быть рассчитана с использованием закона Дарси:

$$Q = \frac{-kA}{\mu} \cdot \frac{P_b - P_a}{L},$$

где  $Q$  – поток жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $k$  – проницаемость среды, м<sup>2</sup>;  $A$  – площадь поперечного сечения потока, м<sup>2</sup>;  $\mu$  – вязкость жидкости, Па·с;  $P_b, P_a$  – давления, Па;  $L$  – длина, на которой происходит этот перепад давления, м.

В данном исследовании для численного моделирования фильтрации использовался решатель LIR [32]. Расчёты выполнялись с заданным перепадом давления 100 Па. Критерий завершения вычислений – error bound 0,1 [33]. В направлении расчета выставлялись периодические граничные условия с прослойками в 10 вокселях на входе и выходе для однородности потока. Симметричные граничные условия были выставлены в тангенциальном направлении [33]. На выходе рассчитывались: поля скоростей и давления; интегральное значение проницаемости по каждому направлению (по обобщённому закону Дарси); визуализация скоростных каналов, отражающая активные пути фильтрации. В отличие от традиционных методов оценки проницаемости, таких как лабораторные фильтрационные эксперименты, корреляции типа  $\varphi-k$ , модели Козени–Кармана, используемый подход основан на прямом численном моделировании фильтрации по 3D-данным микротомографии. Он позволяет не только учитывать реальную геометрию порового простран-

ства и анизотропию, но и проводить детальный анализ структуры фильтрационных каналов.

Для качественной оценки неоднородности структуры порового пространства строились картограммы послойной пористости [34]. Модель усреднялась по слоям, перпендикулярным к выбранной оси, а затем пористость отображалась в виде двумерной цветовой карты. Это позволяло выявить вертикальные или горизонтальные флюктуации в структуре и визуально оценить однородность образца.

В дополнение к численному моделированию проводились лабораторные измерения проницаемости по оси керна  $Z$  и в плоскости напластования  $XY$  на установке ИСТНН ИПМех РАН [9]. Полученные лабораторные значения использовались для валидации цифровой модели и сопоставления с результатами прямого численного расчёта.

## 2. Результаты и их обсуждение

В табл. 1 приведены сводные результаты цифрового анализа для трёх характерных образцов. Итоговые цифровые образцы представляли собой кубы с габаритами 500 вокселей, по которым выполнялись расчёты фильтрации в трёх взаимно перпендикулярных направлениях –  $X$ ,  $Y$  и  $Z$  (ось  $Z$  совпадает с продольной осью керна). Таблица включает значения геодезической извилистости (минимальной, максимальной и средней), длины, рассчитанной в ходе оценки извилистости траектории (минимальной, максимальной и средней), параметров перколяционных путей (средний максимальный диаметр частицы и средняя длина физического пути по всем каналам в заданном направлении), а также значения открытой и закрытой пористости, вычисленной проницаемости. Таблица структурирована по образцам: строки сгруппированы по номеру образца, каждая строка соответствует одному направлению моделирования.

Полученные данные по пористости демонстрируют высокую однородность порового пространства как в количественном отношении, так и в пространственном распределении. Открытая пористость во всех трёх ортогональных направлениях практически идентична и составляет около 26 % (см. табл. 1), причём различия между направлениями не превышают сотых долей процента. Максимальное значение открытой пористости наблюдается по оси  $X$  ( $\approx 26,007\%$ ), минимальное – по оси  $Y$  ( $\approx 25,995\%$ ), а по оси  $Z$  составляет  $\approx 26,008\%$ . Таким образом, разница в открытой пористости между  $X$ ,  $Y$  и  $Z$  чисто мала (не более 0,013 пп.), что указывает на отсутствие направленной анизотропии открытой пористости и подтверждает текстурную однородность образцов. Стандартное отклонение значений открытой пористости между образцами для каждого направления не превышает 0,005 %, а коэффициент вариации составляет менее 0,02 % – это свидетельствует о высокой воспроизводимости полученных результатов. Закрытая пористость также имеет очень низкие значения (порядка десятых долей процента) и незначительно варьируется между направлениями. Необычно, что по направлению  $Y$  она оказалась несколько выше ( $\approx 0,413\%$ ) по сравнению с  $Z$  ( $\approx 0,204\%$ ) и  $X$  ( $\approx 0,176\%$ ).



Такой результат на первый взгляд противоречит ожидаемому влиянию: обычно более высокая доля изолированных пор (закрытая пористость) должна ухудшать фильтрационные свойства. В данном случае, однако, разница настолько мала в абсолютном выражении, что её влияние не прослеживается – направление  $Y$  остаётся наиболее проницаемым даже при повышенной закрытой пористости. Низкие значения тупиковой пористости подтверждают высокую степень связности пустотного пространства и коррелируют с долей закрытых пор, что может указывать на возникновение их преимущественно в силу сечения изолированных пор границами рассматриваемых структур. В целом, столь малый разброс значений пористости (менее 0,5 % относительно) позволяет считать поровый каркас практически изотропным по параметру пористости.

Геодезическая извилистость порового пространства демонстрирует ограниченные, хотя и устойчивые колебания от ~1,03 до 1,26. Эти значения указывают на то, что реальные пути фильтрации лишь немного длиннее прямого (геометрического) размера образца. Разброс средней извилистости между разными образцами незначителен (стандартное отклонение ~0,01, коэффициент вариации ~1 %), что подчёркивает воспроизводимость данного параметра. В плоскости напластования (оси  $X$  и  $Y$ ) наблюдается нетипичная разница: средняя извилистость по оси  $Y$  чуть меньше, чем по оси  $X$  (на ~3–4 %), несмотря на расположение этих направлений в плоскости залегания породы. Одновременно ось  $Z$  (ось керна) ожидаемо показывает более высокую извилистость, что отражает влияние напластования. Тем не менее все полученные значения  $\tau$  остаются низкими (~1,1), подтверждая высокую связанность поровых каналов.

Анализ путей переколяции позволил получить дополнительную информацию о геометрии порового пространства, которая выходит за пределы чисто геодезических характеристик. Для каждого направления ( $X$ ,  $Y$ ,  $Z$ ) было определено по 100 переколяционных путей, представляющих собой физически реализуемые

траектории, по которым могла бы пройти частица сквозь поровую систему. В отличие от извилистости, отражающей только длину геометрической кривой, алгоритм переколяции учитывает минимальные размеры поровых горлышек, способных пропустить частицу определённого диаметра. На рис. 2 представлены на примере одного из образцов переколяционные пути по трём ортогональным направлениям ( $a$  –  $X$ ,  $b$  –  $Y$ ,  $c$  –  $Z$ ) с наложенным цветовым градиентом, отображающим длину каждой траектории от входной до выходной поверхности. Во всех трёх направлениях переколяционные каналы формируют организованную, связную сетевую структуру с длинными непрерывными потоковыми зонами, без резких локальных искажений или пятен, которые могли бы свидетельствовать о наличии зон, требующих обхода или указывающих на локальные барьеры.

На рис. 3 показано распределение скоростей фильтрационного потока; во всех случаях видны схожие вытянутые области высоких скоростей, соответствующие «магистральным» каналам потока. Это означает, что в образцах присутствуют направленные пути фильтрации с минимальными геометрическими препятствиями, и подтверждает, что степень связности порового пространства высока в любом направлении. Таким образом, несмотря на слабую анизотропию фильтрационных свойств (см. ниже) сама геометрия порового каркаса близка к изотропной – как по интегральным показателям (пористость, извилистость), так и по структурной организации переколяционных путей.

В отличие от пористости, фильтрационные свойства проявляют слабо выраженную, но отчётливую анизотропию. Расчётные значения проницаемости (см. табл. 1) различаются между тремя осями. Наблюдается слабое проявление нетипичного типа анизотропии: одно из горизонтальных направлений  $X$  оказалось менее проницаемым, чем вертикальное направление  $Z$ , а предпочтительный фильтрационный поток ориентирован вдоль оси  $Y$ . В количественном отношении эта анизотропия невелика (отношение

Таблица 1

## Сводные результаты проведенного цифрового анализа

№ образца	Ось	Минимальная извилистость	Максимальная извилистость	Средняя извилистость	Минимальная длина траектории, мкм	Максимальная длина траектории, мкм	Средняя длина траектории, мкм	Средний максимальный диаметр частиц, мкм	Средняя длина физического пути, мкм	Вычисленная проницаемость, Д	Открытая пористость, %	Закрытая пористость, %	Тупиковая пористость, %
1	$X$	1,045	1,244	1,117	2590	3081	2767	22,64	4290	3,334	26,011	0,176	0,036
	$Y$	1,036	1,161	1,081	2568	2875	2678	22,88	4456	4,296	25,998	0,413	0,081
	$Z$	1,061	1,201	1,106	2628	2976	2740	22,58	4133	3,583	26,010	0,204	0,044
2	$X$	1,051	1,262	1,134	2604	3088	2751	22,43	4280	3,316	26,007	0,180	0,031
	$Y$	1,035	1,158	1,089	2556	2820	2651	22,56	4459	4,301	25,995	0,407	0,087
	$Z$	1,067	1,198	1,101	2615	2925	2749	22,91	4074	3,572	26,008	0,206	0,039
3	$X$	1,049	1,236	1,105	2596	3087	2763	22,48	4304	3,340	26,014	0,175	0,040
	$Y$	1,030	1,182	1,090	2517	2897	2670	22,77	4377	4,308	25,999	0,414	0,086
	$Z$	1,057	1,201	1,092	2593	2981	2700	22,82	4146	3,590	26,012	0,205	0,062



$k_Y : k_X \approx 1,3$ ,  $k_Y : k_Z \approx 1,2$ ), но она устойчиво воспроизводится во всех образцах. Разброс значений проницаемости между разными образцами для каждой оси не превышает 0,01 Д (относительный коэффициент вариации < 0,5 %), благодаря чему выявленная разница между X, Y и Z является статистически достоверной и обусловлена микроструктурой породы. Это подтверждается и независимыми физическими экспериментами: лабораторные измерения на керновом материале показали проницаемость ~5,6 Д вдоль оси керна и ~6,1 Д в плоскости напластования XY. Хотя абсолютные значения в лаборатории несколько выше, соотношение между направлениями аналогично модельным данным, указывая на наличие слабой, но устойчивой трансверсальной анизотропии фильтрационных свойств породы. Хорошее соответствие результатов численного моделирования и эксперимента свиде-

тельствует о корректности применённого цифрового подхода и адекватности модели для воспроизведения реального фильтрационного поведения образцов.

Картограммы пористости, полученные путём послойного усреднения по каждому направлению, представлены на рис. 4. Цветовая шкала отражает локальные значения пористости; синий соответствует минимальным значениям, красный – максимальным. По всем трём проекциям (a – YZ, б – XZ, в – XY) распределение значений сохраняет близкую структуру: на изображениях преобладают зоны с равномерным переходом от голубых к зелёно-жёлтым оттенкам, что соответствует значениям пористости около среднего значения. Локальные отклонения встречаются, но не формируют кластеров или выраженных направленных аномалий. Это свидетельствует о том, что структура порового пространства сохраняет близкий к изотроп-

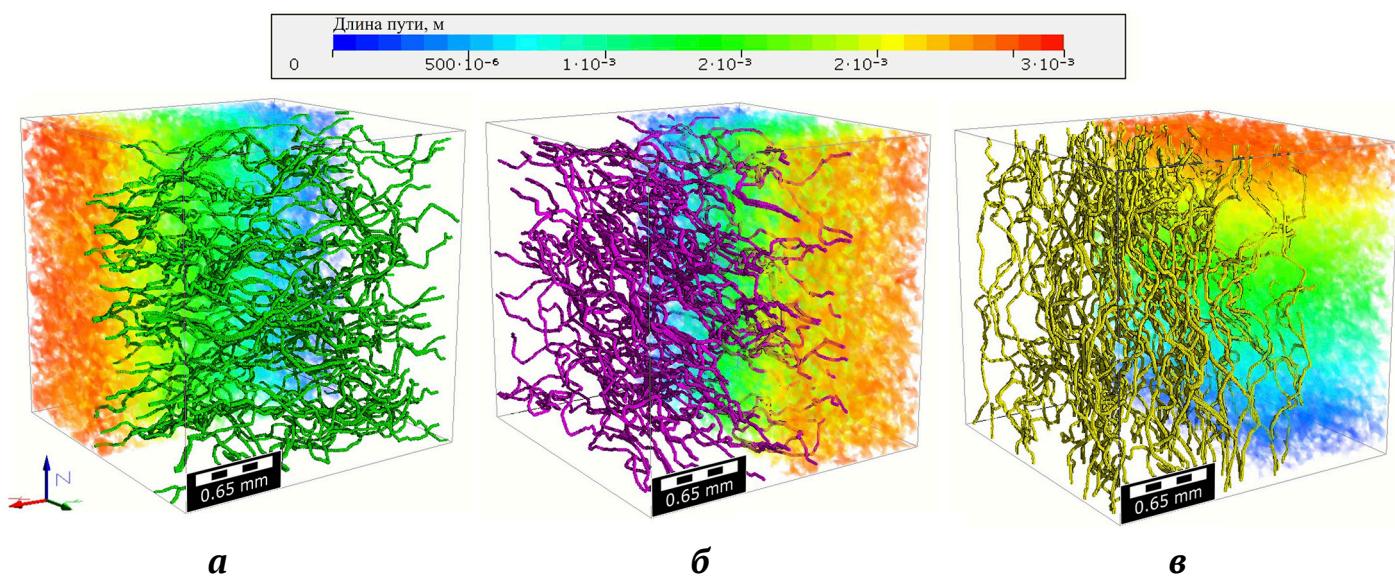


Рис. 2. Визуализация пространственного распределения части путей перколоции и интегральное градиентное отображение длины путей по осям X, Y, Z

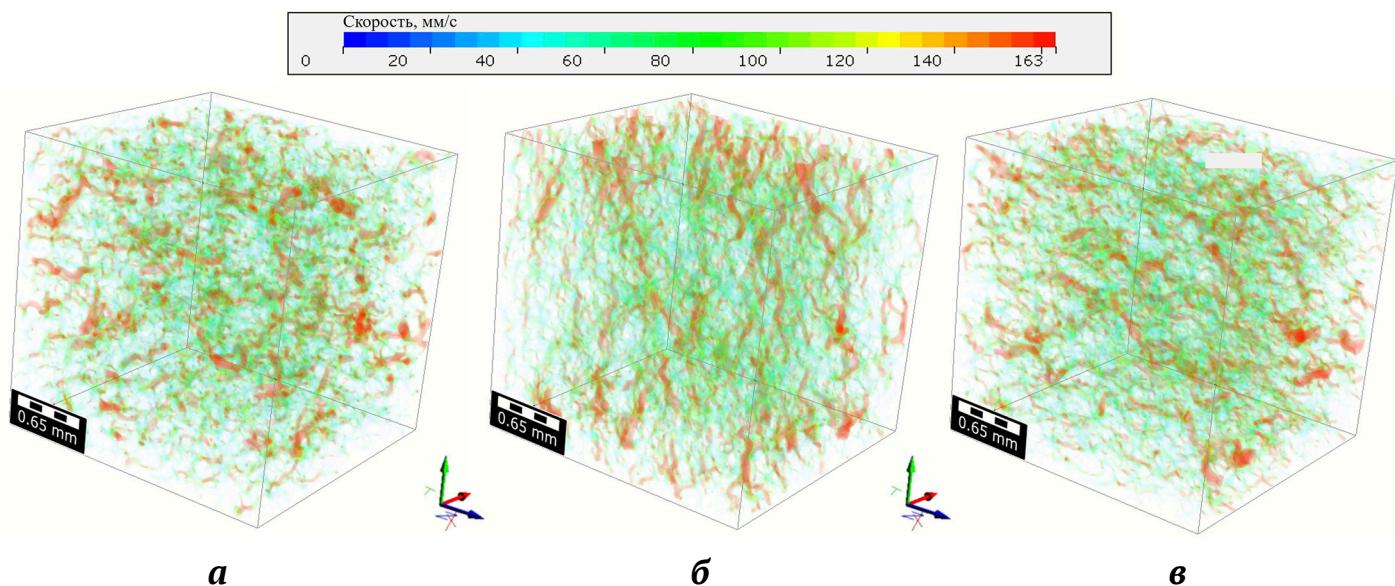


Рис. 3. Визуализация пространственного распределения скоростей фильтрационных потоков по осям X, Y, Z



ному характер не только по интегральным значениям, но и по распределению пор в объёме. Это позволяет предположить, что наблюдаемые различия в фильтрационных свойствах связаны не с пористостью как таковой, а с геометрией соединения пор – извилистостью, шириной горловин и степенью их связности.

Результаты показывают, что при одинаковой пористости различия в геометрии порового пространства (извилистость, размер каналов, связность) существенно влияют на проницаемость. Направление  $Y$  демонстрирует наибольшую проницаемость, сочетая минимальную среднюю извилистость и немного больший средний диаметр поровых каналов (см. табл. 1). Согласно формуле Козени–Кармана (в модификации Беккера) для однородной пористой среды:

$$k = \frac{\varphi^3}{(1-\varphi)^2} \frac{1}{C\tau^2 S_0^2},$$

где  $\varphi$  – пористость;  $C$  – константа структуры;  $\tau$  – коэффициент извилистости;  $S_0$  – удельная поверхность зерен. Соотношение является качественной иллюстрацией известных взаимосвязей, однако часто используется для первичной оценки свойств поровых сред. Пористость в рассматриваемых образцах почти постоянна ( $\varphi \approx 26\%$ ), а различия в удельной поверхности можно оценить через характерный размер порового канала. Приняв, что  $S_0$  обратно пропорциональна среднему диаметру пор  $d$ , формулу можно упростить до:  $k \propto d^2/\tau^2$ . Это отражает интуитивно ожидаемую зависимость: увеличение поперечного сечения потока (больший  $d$ ) и уменьшение извилистости (меньший  $\tau$ ) повышают проницаемость. Действительно, качественно наблюдаемая анизотропия согласуется с этой моделью: направление  $Y$  имеет крупнейший средний диаметр пор (~22,8 мкм) и наименьшую извилистость (~1,08), благодаря чему и демонстрирует максимальное  $k$ .

Однако количественно классическая модель недооценивает эффект. Расчёты показывают, что при снижении  $\tau$  всего на ~3 % и увеличении  $d$  на ~1 % (как в направлении  $Y$  относительно  $X$ ) относительный рост  $k$  должен составить лишь около 10 %, тогда как по моделированию он достигает ~30 %. Аналогично переключательная модель Каца–Томпсона (связывающая проницаемость с квадратом критического радиуса порового

канала) предсказывает почти равные значения  $k$  для  $X$  и  $Y$  ввиду практически одинакового размера «горлышек» (в рассматриваемом случае средний максимальный диаметр ограничивающих отверстий отличается менее чем на 1 %). Таким образом, стандартные модели не полностью объясняют полученную анизотропию, что указывает на наличие дополнительных факторов. Вероятно, более высокая проницаемость по оси  $Y$  обусловлена тонкой организацией поровых каналов, не отражённой напрямую в усреднённых параметрах  $d$  и  $\tau$  (например, конфигурацией сети пор, распределением радиусов и т.д.). В направлении  $Y$  реализованы более прямые и сквозные потоки благодаря литологической упорядоченности структуры, тогда как в направлении  $X$  часть каналов перегорожена или отклонена. Иными словами, проницаемость слабосцепментированных песчаников оказывается крайне чувствительной к изменению извилистости и связности пор: даже небольшое «выпрямление» каналов даёт непропорционально большой прирост  $k$ . Аналогичные выводы сделаны в работе [35], в которой показано, что в песчаниках и карбонатах логарифмическая зависимость между проницаемостью и пористостью имеет большой разброс и сильно зависит от сортировки и диагенеза. Это наблюдение подтверждается и в настоящем исследовании, что подчёркивает ограниченность использования только пористости как прогностического параметра. Аналогично и в более поздней работе [36], основанной на статистическом моделировании 13 000 пористых структур, сделан вывод о том, что корреляция проницаемости и пористости может быть недостаточной, особенно при пористости ниже 0,7, и что геометрические параметры, такие как извилистость и проводимость, при корректной формализации дают более точное описание фильтрационных особенностей порового пространства. Аналогичная связь пористости и проницаемости подчеркнута для нефтеносных песчаников в работе [37]. Особенno важно, что направление  $Y$  несмотря на минимальную открытую пористость оказалось наиболее проницаемым – что хорошо согласуется с гипотезами [38] о роли литологической упорядоченности и текстурной направленности в формировании эффективных каналов фильтрации. Это подчёркивает необходимость комплексного подхода к оценке кол-

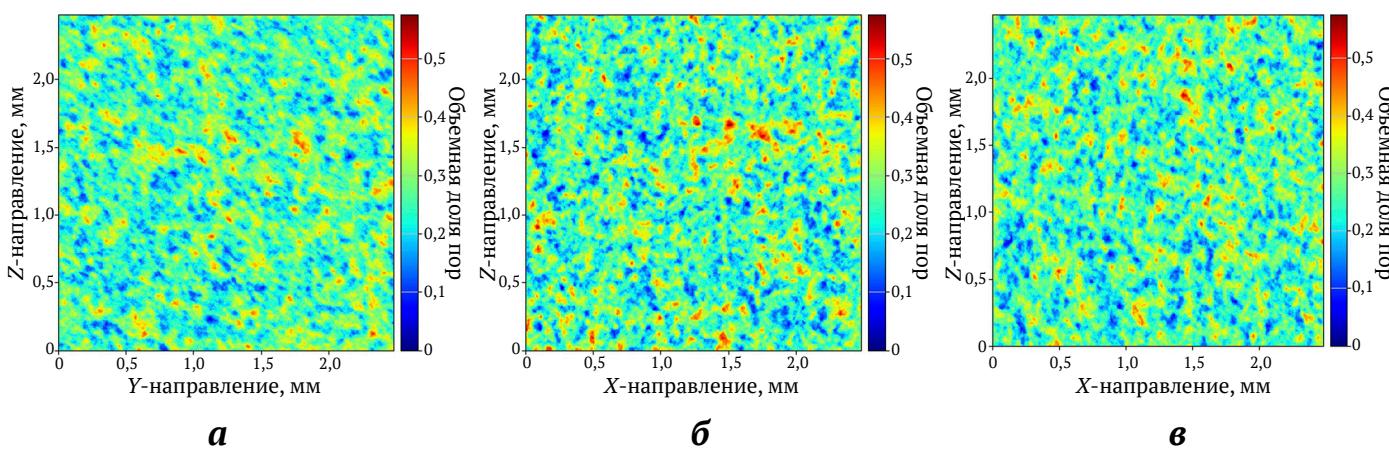


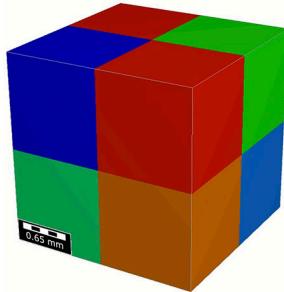
Рис. 4. Распределение усреднённых значений пористости по осям  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$

лекторских свойств, включающего не только классические петрофизические параметры, но и топологический анализ поровой сети, прямое гидродинамическое моделирование и морфологическую характеристику порового каркаса.

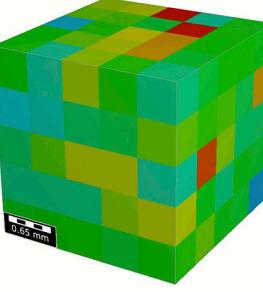
Для корректной оценки параметров порового пространства цифровой модели необходимо определить репрезентативный элементарный объём (REV, Representative Elementary Volume [39]) – минимальный объём пористой среды, для которого значения исследуемых характеристик (в данном случае пористости) становятся статистически устойчивыми и перестают зависеть от размера выборки. Знание этого параметра обеспечивает достоверность и воспроизводимость дальнейших вычислений, в частности, моделирования процессов фильтрации и оценки проницаемости.

Для численного определения REV использовался метод поэтапного разбиения цифровой модели на домены меньшего размера с последующим анализом распределения пористости в каждом из них. В рамках данного подхода трёхмерная бинарная модель (полученная после реконструкции и сегментации) последовательно разбивалась на кубические домены различного размера: от крупных (300voxелей по ребру) до более мелких (10 voxелей по ребру). На каждой стадии разбиения определялась пористость каждого выделенного домена, после чего строилась совокупная кривая распределения значений пористости.

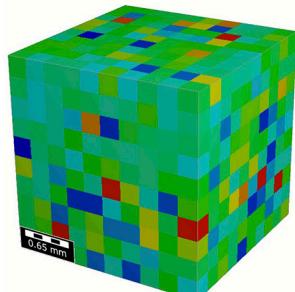
250 voxелей/домен



100 voxелей/домен



50 voxелей/домен



10 voxелей/домен

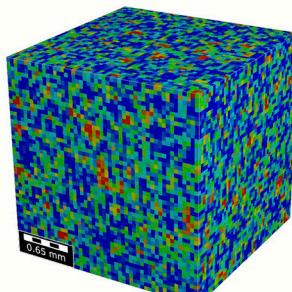


Рис. 5. Визуализация процесса определения репрезентативного элементарного объёма (REV) методом последовательного уменьшения размера доменов

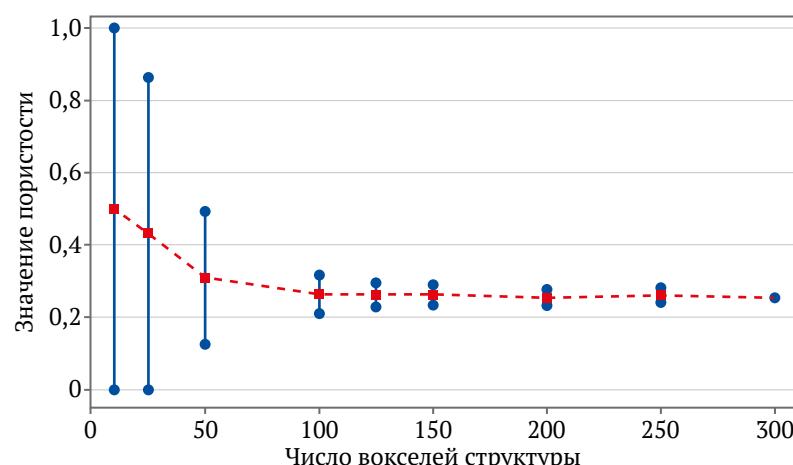


Рис. 6. Зависимость значения пористости от размера домена (числа voxелей по ребру) при определении репрезентативного элементарного объёма (REV)



### 3. Практические выводы и рекомендации

Выявленная анизотропия проницаемости связана с ориентированной структурой порового пространства в плоскости напластования. Выявленный профиль подтверждает целесообразность бурения горизонтальных скважин вдоль пласта – в направлении естественной текстуры пород, где сформированы наиболее проводящие фильтрационные каналы. Причем отдельное внимание стоит уделить выбору направления скважины в плоскости залегания в связи с проявлением нетипичной анизотропии: правильная ориентация стволов скважин позволит максимально задействовать высокопроницаемые пути и максимизировать дренаж пласта.

Высокая степень связности порового пространства и отсутствие барьерной анизотропии по проходимости частиц указывают на равномерность фильтрации во всех направлениях. Это значит, что фронт вытеснения (например, при закачке или продвижении газового/водного фронта) будет устойчивым и равномерным, без преждевременного прорыва в отдельных направлениях. Однородная внутренняя архитектура также благоприятна для полного дренажа пласта и эффективного вовлечения конденсата в поток. Минимальная доля изолированных пор (закрытая пористость < 0,5 %) и крупные поровые горловины снижают риск капиллярной изоляции конденсата – жидкую фазу не застrevает в микропорах, а продолжает участвовать в фильтрации. Таким образом, обеспечивается более стабильная работа газоконденсатного пласта без резкого падения продуктивности из-за образования застойных зон конденсата.

Знание морфометрических характеристик поровых сетей позволяет с большей точностью подобрать оптимальный размер пропанта для гидроразрыва пласта и степень фильтрации закачиваемой воды. Таким образом предотвращаются закупорки пор частицами и вынос породного материала, что сохраняет проницаемость пласта. Применяемые методики цифрового анализа позволяют достоверно оценивать фильтрационно-ёмкостные свойства в условиях ограниченного кернового материала и могут обеспечить экспресс-оценку коллектора на этапе разведки: оперативное получение данных о пористости, проницаемости и анизотропии ускоряет принятие решений, сокращая зависимость от длительных лабораторных исследований.

Детальный анализ микроструктуры позволил оценить уязвимые места породы с точки зрения выноса частиц. Визуализация потоков показала наличие непрерывных высокоскоростных каналов фильтрации. В слабосцепментированных песчаниках такие зоны концентрации потока могут вызывать повышенные напряжения на скелет и способствовать выносу зерен. Однако равномерное распределение пор и высокое общесвязное поровое пространство означают отсутствие резко выраженных «узких горлышек», где скорость локально возрастала бы экстремально. Это снижает риск внезапных пескопроявлений. Полученные результаты следует учитывать при проектировании режимов работы скважин: недопущение

чрезмерных депрессий и равномерное распределение отбора по пласту будут способствовать стабильности стенок скважин. Интеграция полученных данных в геомеханические модели позволит количественно предсказать критические градиенты давления, при которых возможно разрушение породы, и тем самым минимизировать риск пескопроявлений.

### 4. Перспективы исследований

Дальнейшее развитие направлений исследований планируется за счет обоснования моделей извилистости порового пространства слабосцепментированных песчаников и выявления её влияния на фильтрационные свойства этих пород. Планируется уточнить предельные условия применимости формулы Козени–Кармана и перколяционных моделей для рассматриваемых слабосцепментированных коллекторов. Отдельной задачей является обеспечение масштабируемости параметров от микроуровня к масштабам керна и пласта, чтобы цифровые модели лучше отражали свойства на уровне пласта. Важным направлением является развитие цифровых моделей порового пространства для применения в моделировании многофазных или термо-гидромеханических процессов, что позволит учитывать натурные условия в коллекторе. Кроме того, не менее актуально развитие методов машинного обучения для автоматического прогнозирования фильтрационно-ёмкостных свойств по данным микроструктурного анализа.

С прикладной точки зрения одним из ключевых направлений дальнейших исследований является разработка протоколов экспресс-оценки проницаемости по цифровым моделям. Важной задачей является интеграция результатов цифрового моделирования в геолого-гидродинамические модели месторождений, особенно при ограниченном объёме исходных данных. Практическую значимость представляет адаптация методики на породах со сложной и неоднородной поровой структурой (например, карбонатах и трещиноватых песчаниках), что позволит распространить подход на более широкий класс коллекторов.

### Заключение

Проведенное исследование анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств слабосцепментированных песчаников газоконденсатного месторождения на основе цифрового анализа керна позволило получить новые данные о взаимосвязи микроструктуры порового пространства и фильтрационных характеристик. Комплексный подход, включающий микротомографию, 3D-моделирование и численные расчёты, подтвердил высокую точность цифровых методов при оценке коллекторских свойств, особенно в условиях ограниченного кернового материала, а также позволил сделать ряд выводов, важных для оценки коллекторских свойств и оптимизации разработки пласта.

1. Показатели открытой пористости практически идентичны во всех направлениях (~26 %), однако проницаемость демонстрирует слабую, но устойчивую нетипичную анизотропию. Наибольшие значения проницаемости наблюдаются вдоль одного из на-



правлений в плоскости напластования, что связано с пониженной извилистостью и размером пор в этом направлении.

2. Показано, что при одинаковой пористости проницаемость существенно зависит от извилистости каналов, ширины горловин и связности пор. Классические модели типа Козени–Кармана недооценивают влияние этих факторов, что подчеркивает необходимость комплексного анализа морфологии порового пространства.

3. Оптимальное направление горизонтальных скважин должно учитывать выявленные особенности анизотропии проницаемости (отличие до 30 % в разных направлениях) для максимизации дренажа, что позволит максимально задействовать наиболее высокопроницаемые пути по направлению к скважине, будет способствовать снижению депрессии при одинаковых темпах отбора и поможет улучшить охват пласта при закачке рабочих агентов.

4. Установленная равномерность структуры порового пространства, включая диаметр фильтруемых частиц, способствует минимизации рисков пескопроявлений благодаря снижению локальных скоростей фильтрационного потока. Кроме того, низкие значе-

ния закрытой пористости уменьшают вероятность капиллярного запирания конденсата.

5. Цифровые методы позволяют оперативно оценивать свойства коллектора на этапе разведки и минимизировать неопределенности при дефиците керна. При этом требуется минимальный объем образца (от 5 мм<sup>3</sup>), что критически важно для шельфовых месторождений с дефицитом кернового материала. Полученный широкий спектр данных может оперативно интегрироваться в гидродинамические модели, значительно повышая их прогностическую способность. Результаты численного моделирования хорошо согласуются с лабораторными измерениями, подтверждая достоверность подхода для прогнозирования фильтрационных свойств в сложных геологических условиях.

Таким образом, работа демонстрирует эффективность цифровых технологий для изучения анизотропии коллекторов и предоставляет инструменты для оптимизации разработки месторождений, особенно в условиях шельфовой добычи, где доступ к физическим образцам ограничен, а требования к надежности прогноза – повышенны. Дальнейшие исследования могут быть направлены на уточнение моделей извилистости и масштабирование результатов на масштаб пласта.

## Список литературы / References

1. Ponomarev A.A., Kadyrov M.A., Tugushev O.A., et al. Digital core reconstruction research: challenges and prospects. *Geology, Ecology, and Landscapes*. 2024;8(1):49–56. <https://doi.org/10.1080/24749508.2022.2086201>
2. Abdollahi-Mamoudan F., Savard S., Filtester T., et al. Numerical simulation and experimental study of capacitive imaging technique as a nondestructive testing method. *Applied Sciences*. 2021;11(9):3804. <https://doi.org/10.3390/app11093804>
3. Novikova E. V., Trimanova M. A., Dubinya N. V. et al. Estimation of breakdown pressure in laboratory experiments on hydraulic fracturing. *Materials Physics and Mechanics*. 2023;51(5):52–65. [https://doi.org/10.18149/MPM.5152023\\_6](https://doi.org/10.18149/MPM.5152023_6)
4. Hommel J., Coltman E., Class H. Porosity–permeability relations for evolving pore space: a review with a focus on (bio-)geochemically altered porous media. *Transport in Porous Media*. 2018;124(2):589–629. <https://doi.org/10.1007/s11242-018-1086-2>
5. Jing W., Zhang L., Li A., et al. Phase behaviors of gas condensate at pore scale: direct visualization via microfluidics and in-situ CT scanning. *SPE Journal*. 2024;29(5):2566–2577. <https://doi.org/10.2118/218421-PA>
6. Hosseinzadeh A., Mahdiyar H., Raoof A., et al. The pore-network modeling of gas-condensate flow: elucidating the effect of pore morphology, wettability, interfacial tension, and flow rate. *Geoenergy Science and Engineering*. 2023;229:211937. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211937>
7. Wang S., Qu H., Yu S., Zhang S.X. Nondestructive investigation on close and open porosity of additively manufactured parts using an X-ray computed tomography. *Materials Today: Proceedings*. 2022;70:124–130. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.08.559>
8. Bushuev Y.G., Grosu Y., Chorążewski M.A., Meloni S. Subnanometer topological tuning of the liquid intrusion/extrusion characteristics of hydrophobic micropores. *Nano Letters*. 2022;22(6):2164–2169. <https://doi.org/10.1021/acs.nanolett.1c02140>
9. Khimulia V.V., Karev V.I. Pore-Scale Computational Study of Permeability and Pore Space Geometry in Gas Condensate Reservoir Rocks. In: Karev V. (ed.) *Proceedings of the 9<sup>th</sup> International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes. PMMEP 2023. Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences*. Cham: Springer; 2024. Pp. 243–256. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4\\_26](https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_26)
10. Panini F., Ghanbarian B., Borello E.S., Viberti D. Estimating geometric tortuosity of saturated rocks from micro-CT images using percolation theory. *Transport in Porous Media*. 2024;151(7):1579–1606. <https://doi.org/10.1007/s11242-024-02085-w>
11. Lian S., Meng T., Song H., et al. Relationship between percolation mechanism and pore characteristics of recycled permeable bricks based on X-ray computed tomography. *Reviews on Advanced Materials Science*. 2021;60(1):207–215. <https://doi.org/10.1515/rams-2021-0022>



12. Yang Y., Wang D., Yang J., Wang B., Liu T. Fractal analysis of CT images of tight sandstone with anisotropy and permeability prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;205:108919. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108919>
13. Aljawad M.S. Permeability anisotropy impact on wormhole propagation in openhole and limited-entry completions: a 3D numerical study. *Gas Science and Engineering*. 2023;116:205050. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.205050>
14. Lux M., Szanyi J. Effects of vertical anisotropy on optimization of multilateral well geometry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;208:109424. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109424>
15. Wang N., Chang H., Zhang D., et al. Efficient well placement optimization based on theory-guided convolutional neural network. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;208:109545. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109545>
16. Muravyev A.V. Gas condensate wells: challenges of sampling, testing and production optimization. *Energies*. 2022;15(15):5419. <https://doi.org/10.3390/en15155419>
17. Poplygin V. V., Riabokon E. P., Turbakov M. S. et al. Changes in rock permeability near-wellbore due to operational loads. *Materials Physics and Mechanics*. 2022;48(2):175–183. [https://doi.org/10.18149/MPM.4822022\\_3](https://doi.org/10.18149/MPM.4822022_3)
18. Yusupov Y., Zaglyadin Y. Application of a 4D geomechanical model to reduce the risks of offshore field (Russian Federation) development throughout the entire life cycle. In: *ARMA/DGS/SEG International Geomechanics Symposium*. Kuala Lumpur, Malaysia, November 18–20, 2024. Paper IGS-2024-0194. <https://doi.org/10.56952/IGS-2024-0194>
19. Zhen W., Liu H., Chi M., et al. Investigation into the influence of stress conditions on the permeability characteristics of weakly cemented sandstone. *Applied Sciences*. 2023;13(22):12105. <https://doi.org/10.3390/app132212105>
20. Deng X., Zhou X., Patil S., et al. Multiphase flow dynamics with micro-CT imaging: review of applications in oil and gas industry. *Energy & Fuels*. 2023;37(21):16311–16332. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c02446>
21. Razavifar M., Mukhametdinova A., Nikooee E., et al. Rock porous structure characterization: a critical assessment of various state-of-the-art techniques. *Transport in Porous Media*. 2021;136:431–456. <https://doi.org/10.1007/s11242-020-01518-6>
22. Ye Z.L., Lu H.W., Gao X., et al. Research progress of micro-CT in the field of petroleum engineering. In: *International Field Exploration and Development Conference*. Singapore: Springer; 2023. Pp. 726–738. [https://doi.org/10.1007/978-981-97-0468-2\\_55](https://doi.org/10.1007/978-981-97-0468-2_55)
23. Revina A.V., Konnov D.A., Revina N.S., Kolesnikova V.A. Analysis of the dependence of permeability on the open porosity of carbonate reservoir rocks in the areas of the Astrakhan gas condensate field. *Oil and Gas Technologies and Environmental Safety*. 2023;(3):48–56. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-3-48-56>
24. Manzoor S., Zeidani K., Syed A. et al. Unified near wellbore modelling and impact of velocity-dependent relative permeability on performance of gas condensate fields. In: *ECMOR 2024 – 21st European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*. Naples, Italy, 3–6 June 2024. Houten: EAGE; 2024. Pp. 1–17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202437069>
25. Bera A., Shukla B., Jogani D. A perspective review of applications of the computed tomography (CT) scan imaging technique for microscopic reservoir rock characterization. *Deep Underground Science and Engineering*. 2025. (In press) <https://doi.org/10.1002/dug2.12138>
26. Khimulia V.V. Digital examination of pore space characteristics and structural properties of a gas condensate field reservoir on the basis of  $\mu$ CT images. In: *Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environment Processes*. Cham: Springer Nature Switzerland; 2023. Pp. 23–34. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_3)
27. Kong H., Wu J., Liang W., et al. An improved non-local means algorithm for CT image denoising. *Multimedia Systems*. 2024;30(2):79. <https://doi.org/10.1007/s00530-024-01283-2>
28. Withers P.J., Bouman C., Carmignato S., et al. X-ray computed tomography. *Nature Reviews Methods Primers*. 2021;1(1):18. <https://doi.org/10.1038/s43586-021-00015-4>
29. Cayron C., Lowe T., Thompson A., MacDonald E. Comparison of dimensional measurements from images acquired by synchrotron tomography with VGSTUDIO MAX and ImageJ. In: *Proceedings of the Special Interest Group Meeting on Advancing Precision in Additive Manufacturing*. Bedford, UK, 2021. Bedford: European Society for Precision Engineering and Nanotechnology; 2021. Pp. 98–101.
30. Lu X., Huang J., Xu J., Lu J., et al. Comparison between two numerical methods for the computation of thermal conductivities of particulate composites: FEM and GeoDict. In: *Proceedings of the 2021 22<sup>nd</sup> International Conference on Electronic Packaging Technology (ICEPT)*. Xiamen, China, 2021. Pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/ICEPT52650.2021.9568014>
31. Soulaine C. Micro-continuum modeling: an hybrid-scale approach for solving coupled processes in porous media. *Water Resources Research*. 2024;60(2):e2023WR035908. <https://doi.org/10.1029/2023WR035908>



32. Linden S., Wiegmann A., Hagen H. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations. *Graphical Models*. 2015;82:58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>
33. Hilden J., Cheng L., Linden S., Planas B. *FlowDict User Guide. GeoDict release 2022*. Published: November 9, 2021. <https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2022-flowdict>
34. Khimulia V.V. Digital analysis of changes in hydrocarbon reservoir pore space characteristics after filtration tests. *Russian Journal of Earth Sciences*. 2025;1:1-13. <https://doi.org/10.2205/2025ES000988>
35. Nelson P.H. Permeability–porosity relationships in sedimentary rocks. *The Log Analyst*. 1994;35(3):SPWLA-1994-v35n3a4. <https://doi.org/10.2118/SPWLA-1994-v35n3a4>
36. Rezaei Niya S.M., Selvadurai A.P.S. A statistical correlation between permeability, porosity, tortuosity and conductance. *Transport in Porous Media*. 2018;121(3):741–752. <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0983-0>
37. Закиров Т.Р., Галеев А.А., Королев Э.А. и др. Исследование фильтрационно-емкостных свойств песчаников Ашальчинского месторождения методом рентгеновской компьютерной томографии. *Нефтяное хозяйство*. 2015;(8):96–99.
- Zakirov T.R., Galeev A.A., Korolev E.A., et al. Estimation of sandstone reservoir properties using X-ray CT studies in Ashalchinskoye oil field. *Oil Industry*. 2015;(8):96–99. (In Russ.)
38. Yang Y., Aplin A.C. A permeability–porosity relationship for mudstones. *Marine and Petroleum Geology*. 2010;27(8):1692–1697. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.07.001>
39. Liu W., Han D., Wang G., Chu X. Representative elementary volume evaluation of coal microstructure based on CT 3D reconstruction. *Fuel*. 2023;336:126965. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126965>
40. Saxena N., Hows A., Hofmann R., et al. Imaging and computational considerations for image computed permeability: Operating envelope of Digital Rock Physics. *Advances in Water Resources*. 2018;(116):127–144. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2018.04.001>

### Информация об авторе

**Валерий Владимирович Химуля** – кандидат физико-математических наук, научный сотрудник лаборатории геомеханики, Институт проблем механики имени А. Ю. Ишлинского РАН, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0000-0003-2116-6483](#), Scopus ID [57224741664](#), ResearcherID [ACJ-7411-2022](#); e-mail khim@ipmnet.ru

### Information about the author

**Valerii V. Khimulia** – Cand. Sci. (Phys. & Math.), Researcher at the Laboratory of Geomechanics, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0003-2116-6483](#), Scopus ID [57224741664](#), ResearcherID [ACJ-7411-2022](#); e-mail khim@ipmnet.ru

Поступила в редакцию

27.05.2025

Received

27.05.2025

Поступила после рецензирования

31.07.2025

Revised

31.07.2025

Принята к публикации

17.10.2025

Accepted

17.10.2025