

## Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии

**В.В. Химуля**

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия  
E-mail: [valery.khim@gmail.com](mailto:valery.khim@gmail.com)

**Аннотация.** Проведены цифровые исследования порового пространства и внутренней структуры коллектора углеводородов на базе разномасштабных снимков рентгеновской компьютерной томографии; анализа неоднородностей, кавернозности, трещинообразования, напластования в породе.

**Основные результаты.** На основе снимков компьютерной томографии путем сегментации созданы 3D модели порового пространства породы. Выполнена оценка пористости на базе цифрового подхода. Показано, что полученные цифровым способом данные находятся в хорошем соответствии с результатами лабораторных измерений. Выполнены анализ и визуализация структуры основных фильтрационных каналов в породе. Получены распределения пор по размерам в образце, показана 3D визуализация пор наибольшего размера.

**Выводы.** Получаемые на базе томографического подхода характеристики порового пространства являются значимыми данными для наполнения моделей пласта и могут быть использованы при решении проблем снижения проницаемости в ходе разного рода воздействий на пласт. Применение полученных результатов в сочетании с геомеханическими испытаниями горных пород призвано расширить существующие подходы к комплексному анализу керна коллекторов, а также дополнить и уточнить математические и операционные модели изучаемых объектов.

**Ключевые слова:** пористость, структура порового пространства, цифровой анализ, анализ примесей средствами компьютерной томографии, емкостные свойства коллекторов, распределение пор в горной породе, рентгеновская томография горных пород, внутренняя структура коллектора

**Для цитирования:** Химуля В.В. Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 44–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4>

### Введение

Знание физических свойств пород-коллекторов имеет огромное значение для разработки моделей месторождения, прогнозирования производительности скважин и создания инновационных стратегий повышения их продуктивности. Для построения точных гидродинамических и

геологических моделей пластов необходимы глубокие и всесторонние исследования, в том числе лабораторный анализ керна. Основными характеристиками пласта, оказывающими существенное влияние на процессы в коллекторе, являются пористость, проницаемость, структура скелета и порового пространства породы [1].

Традиционно для оценки проницаемости и пористости горных пород проводятся лабораторные исследования или картаж скважин, либо эти характеристики косвенно оцениваются на основе корреляции с другими свойствами горных пород [2]. В настоящее время относительно новым и перспективным подходом к изучению свойств пород в лабораторных условиях является численное моделирование процессов фильтрации на базе 3D моделей, полученных с помощью рентгеновской компьютерной микротомографии.

Рентгеновская компьютерная томография (КТ) является важным неразрушающим методом исследования внутренней структуры горных пород, служащим ценным дополнением к прямым лабораторным исследованиям. Рентгеновская томография неоднородных материалов, включая горные породы, основана на реконструкции пространственного распределения линейного коэффициента ослабления рентгеновского излучения путем компьютерной обработки полученных проекций в процессе сканирования. В результате процедуры томографии создается набор изображений, которые впоследствии объединяются для создания трехмерной картины поглощения рентгеновского излучения в исследуемом материале [3]. Для определения линейных размеров составляющих материала, их количества, сферичности и анизотропии используется специализированное программное обеспечение [4]. Для численного моделирования процессов и проведения количественного анализа материалов ключевым этапом является сегментация (бинаризация) изображений [5]. Сегментация

представляет собой метод анализа изображений, позволяющий перейти от значений поглощения рентгеновского излучения к пространственному распределению составных компонентов образца в материале [6]. Процесс сегментации может быть бинарным (разделение снимка на два вещества) или многофазным [7].

Работы по визуализации внутреннего пространства в сочетании с количественным цифровым анализом являются ценными инструментами, используемыми в промышленности для прогнозирования таких геолого-физических свойств, как пористость и проницаемость [8, 9]. Такие исследования выполняются на сегментированном 3D изображении, полученном, в основном, для порового пространства в высоком разрешении [10].

Последние исследования в сочетании с большим опытом разработки сложных месторождений углеводородов показали существенное влияние неоднородности и анизотропии коллекторских свойств на процессы массопереноса в пластах. Выраженное напластование и локальные уплотнения могут препятствовать притоку жидкости к скважинам [11]. Общеизвестно, что на большинстве месторождений существует различная степень неоднородности структуры коллектора и распределения его фильтрационных свойств [12]. Влияние неоднородности свойств коллектора на процессы в пласте становится особенно выраженным на поздних стадиях разработки месторождения и может приводить к снижению степени охвата пласта, особенно для объектов, оборудованных горизонтальными скважинами [13].

В работе представлены результаты цифрового исследования характеристик порового пространства и скелета породы-коллектора по данным рентгеновской компьютерной томографии. Полученные цифровыми способами результаты сравниваются с физически измеренными величинами. Дается оценка неоднородностей порового пространства, а также исследуется его влияние на транспортные свойства породы.

#### **Испытательное оборудование и методология исследований**

Для проведения компьютерной томографии и получения 3D изображений использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI [14] Института проблем механики РАН. Прибор имеет жесткое основание (монолитная 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. 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.

Методика исследования 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. 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 ослабления материала. Полученный массив проекций затем математически обрабатывается (реконструируется) с помощью специализированного программного обеспечения VGSTUDIO. Данные могут быть представлены как в двумерных проекциях, так и в виде трехмерной модели образца, которая качественно визуализирует весь объем данных.

Реконструированный снимок загружается в специализированное ПО Geodict Math2Market GmbH [15], позволяющее проводить многомасштабную обработку 3D изображений, моделирование, визуализацию и определение свойств материалов.

Исследуемые образцы пород были представлены разными литотипами, в связи с чем результаты исследований будут описаны для конкретного характерного литотипа: описанный в статье образец представлял собой цилиндр из крупнозернистого слабосцементированного песчаника (рис. 1а). Для всех образцов была измерена предварительная пористость по гелию. Для описанного на примере образца измеренная пористость составила 23,3%.

### Результаты исследований

С целью детального изучения породы было сделано два снимка томографии с разными параметрами съемки (рис. 1б):

1. Полномасштабный снимок образца, включая торец (размер вокселя 11,231 мкм);
2. Детальный снимок центральной внутренней области в образце (размер вокселя 4,957 мкм).

Чем больший объем образца нужно охватить на снимке, тем меньше деталей на нем видно при томографии. В связи с этим сначала делался снимок крупным планом, чтобы провести анализ крупных пор, дефектов, фильтрационных каналов, напластования и т. д. После него опционально делались снимки конкретных областей образца в лучшем качестве. На них более детально видны границы зерен и пор, точнее можно проводить цифровой анализ.

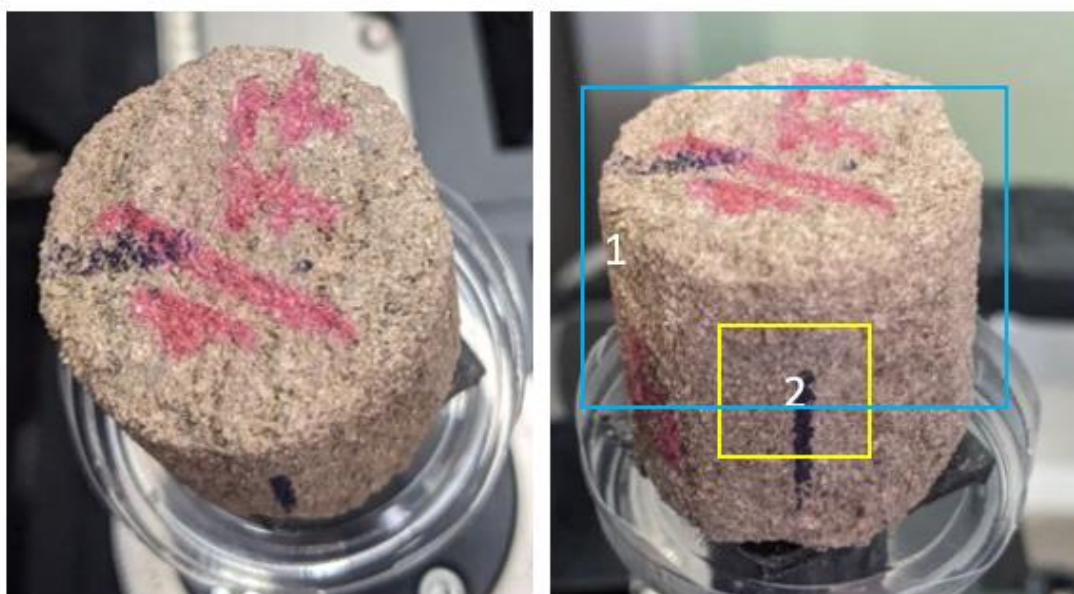


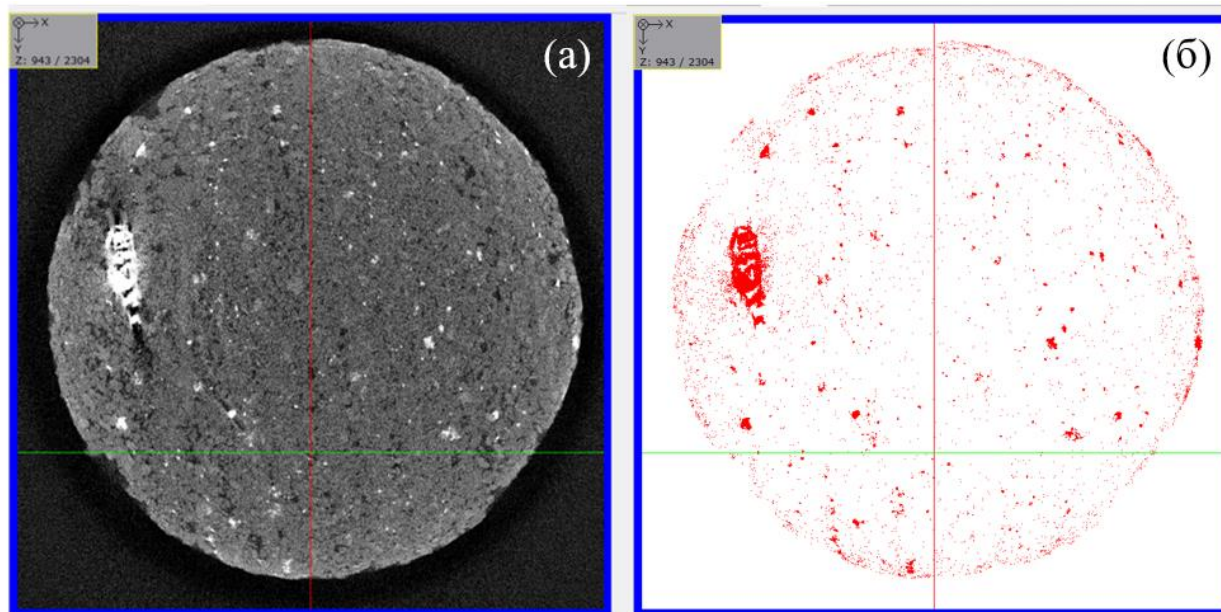
Рис. 1. Исследуемый цилиндрический образец породы: а – общий вид образца; б – области сканирования образца в камере томографа

*Качественный анализ структуры породы и неоднородностей.* После процедуры реконструкции набора проекций и обработки изображений был проведен качественный анализ состава породы. На рис. 2 для примера представлена одна из проекций полноразмерного снимка. Снимок показал отсутствие крупных каверн и трещин в образце. По проекции сверху, представленной на рис. 2а, видны темные диагональные полосы, свидетельствующие о чередующихся параллельных плоскостях с более высокой пористостью в породе. Наиболее вероятно,

что это – плоскости напластования породы, они же выступают основными фильтрационными каналами в образце. Вдоль этих же плоскостей на других проекциях заметны направленные следы движения флюида в этом направлении, т. е. минералы, оставленные естественным флюидом пласта. Структурно скелет породы неоднородный и состоит минимум из четырех веществ с разной плотностью, включая соединения металлов и глину. Редкие крупные включения плотных веществ и соединений металлов представлены белыми участками на рис. 2а.

После процедур обработки, сглаживания, фильтрации и сегментации становится возможным выделение неоднородностей и их количественный анализ [16]. На рис. 2б показан результат сегментации (бинаризации) изображения для выделения только плотных вкраплений в скелете породы, а также соединений металлов. При

сравнении разных проекций становится видно, что примеси также расположены слоями, что говорит о выраженном напластовании. Несмотря на кажущуюся визуальную высокую плотность распределения таких крупных примесей в объеме породы, их объемная доля составляет около 0,35% (менее 1%).

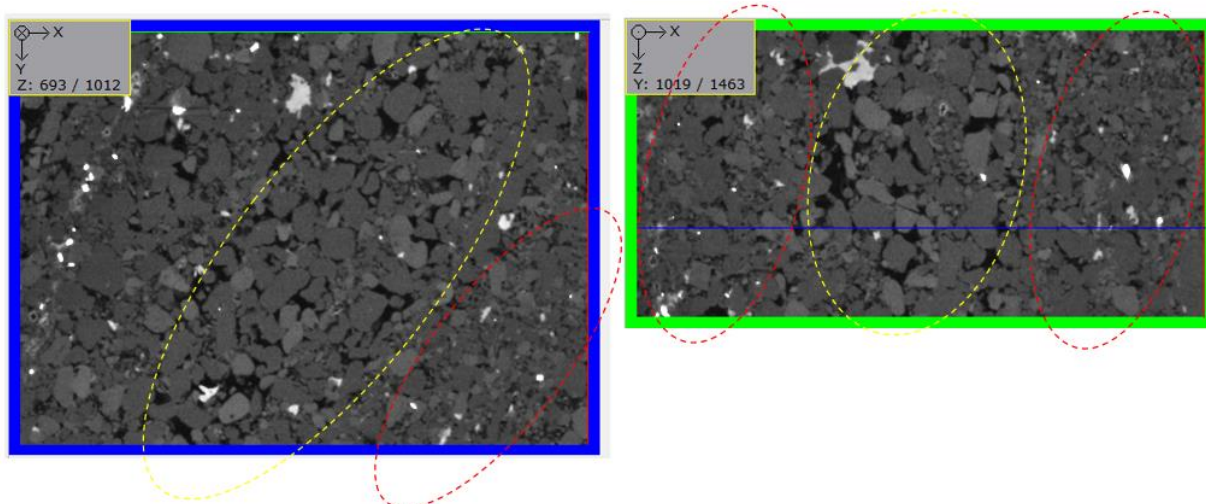


**Рис. 2.** Пример проекции сверху реконструированного снимка образца: а – общий вид; б – изображение сегментированных неоднородностей состава породы

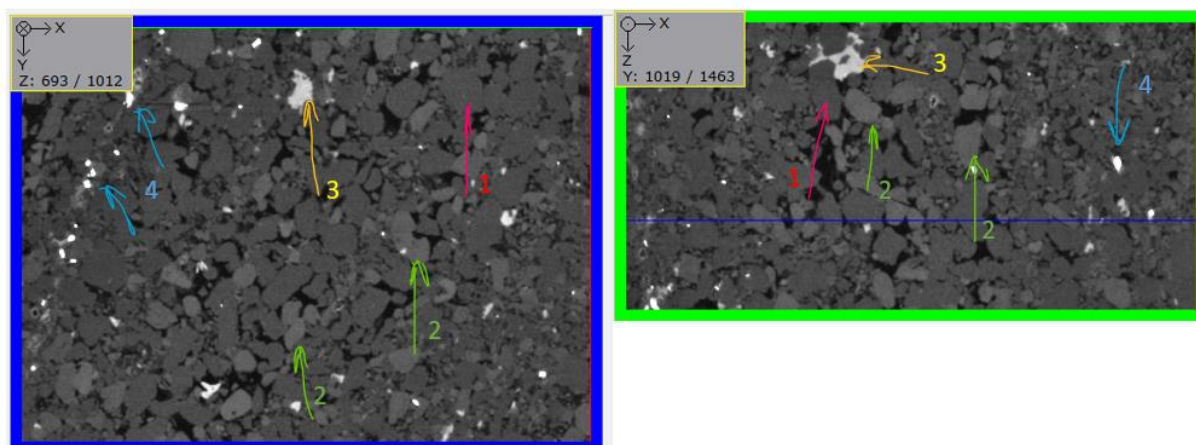
Дальнейший анализ был проведен для снимков высокого разрешения. На детальных снимках также отчетливо заметно чередование более пористых областей с крупными зернами и более плотных участков с мелкими зернами и меньшей пористостью. На рис. 3 представлены две разные проекции снимков центральной части образца, где более пористые участки выделены желтым пунктиром, а менее пористые и более плотные – красным.

По разнице поглощения излучения в составе породы качественно выделяются как минимум четыре вещества. На рис. 4 они указаны четырьмя цветными стрелками. Под номером 1 выделено основное вещество матрицы, из которого по большей части

сложена порода. Номеру 2 соответствуют более плотные включения, занимающие второе место по распространенности. Зерна данного вещества имеют размеры, в основном, меньшие, чем основные зерна матрицы. Номером 3 выделены включения глины, так как они являются связующими компонентами между другими зернами. Наиболее яркими являются самые плотные включения, среди которых также имеются соединения металлов, которые «подсвечиваются» при взаимодействии с излучением. Для конкретизации вещественного состава на основе снимков [17] необходимо располагать дополнительными данными о типе породы, включая литологический состав, геологические описания и т. д.



**Рис. 3.** Примеры проекций реконструированного снимка образца в высоком разрешении с выделением областей разной пористости



**Рис. 4.** Примеры проекций реконструированного снимка образца в высоком разрешении с указанием разного типа веществ в составе породы

*Исследование порового пространства.*  
Из полномасштабных снимков были вырезаны кубические области, не содержащие наружного внешнего воздуха вокруг образца. Внутри цилиндра вырезался параллелепипед максимального размера. Была проведена специальная обработка перед разделением пор и матрицы породы [18, 19]. Так как мелкие поры на таком снимке не видны, анализ может производиться только для самых крупных пор и фильтрационных каналов. В результате такой сегментации получается 3D модель порового пространства и

матрицы породы. Для удобства визуализации на рис. 5 оставлено только поровое пространство с определенной долей прозрачности.

На рис. 5а представлено поровое пространство образца по данным полномасштабного снимка в проекции вдоль оси Z (вид сверху на цилиндрический образец). Результат сегментации подтверждает наличие четких следов напластования. На рис. 5б показана та же область в боковой проекции. Пористые участки представляют собой плоские слои и параллельно чередуются вдоль оси цилиндра.

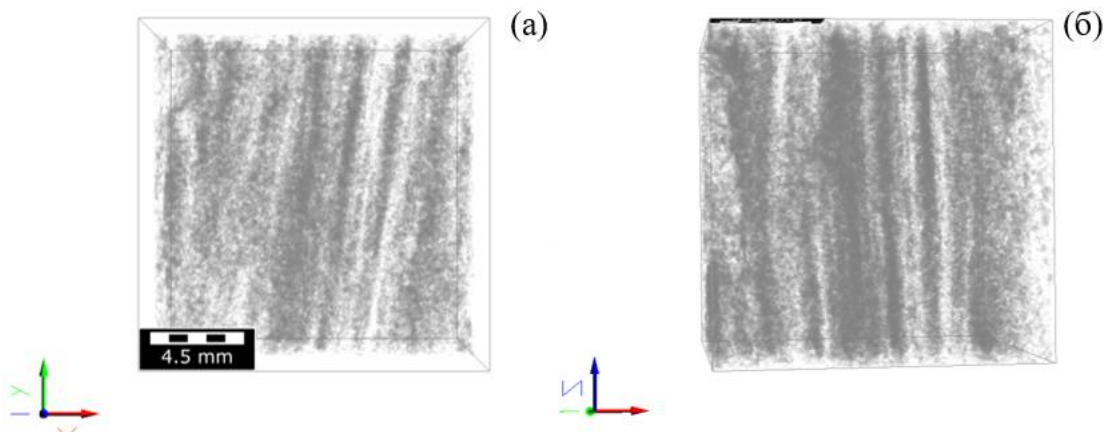


Рис. 5. Проекция вырезанной части порового пространства образца: а – вид сверху; б – вид сбоку

Однако на базе крупномасштабных снимков нет возможности проводить точный количественный анализ пористости, так как границы зерен видны недостаточно четко. С этой целью использовались снимки центральной части образца в высоком разрешении.

*Цифровой количественный и статистический анализ матрицы и порового пространства.* Области для анализа были выбраны так, чтобы охватывать и высокопроницаемые прослойки, и низкопроницаемые. Таким образом, можно статистически оценивать среднюю пористость по породе,

как это реализуется при физических лабораторных измерениях. Линейные размеры областей для исследования составили 6–7 мм. На рис. 6 показана одна из проекций детального снимка породы после обработки, а также результат проведенной сегментации на две фазы (разделение на поры и зерна). Красным цветом на рис. 6б выделяются зерна и твердые частицы, серым выделено поровое пространство между зернами. Данные сравнения с исходными снимками позволяют оценить точность проводимого разделения на поры–материал и корректность будущих 3D моделей [20].

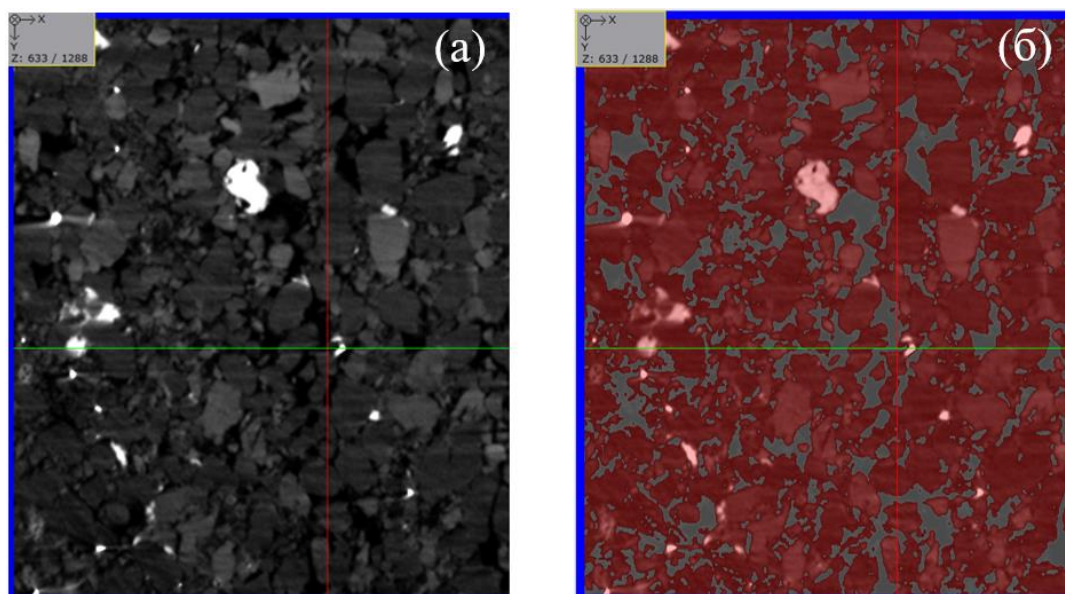


Рис. 6. Пример проекции снимка породы в высоком разрешении после обработки (а) и результат сегментации изображения на поры и зерна (б)

На основе такой сегментации создаются 3D модели, с помощью которых можно проводить математический, статистический, количественный анализы или численное моделирование. Была проведена оценка пористости исследуемой области в образце. Стоит отметить, что томография позволяет оценивать не только открытую пористость, но и полную, закрытую, тупиковую. Исходная открытая пористость центрального участка образца была оценена в 22,23%, что находится в очень хорошем соответствии с физически измеренной величиной. Это говорит о корректности методики, а также о представительности

рассматриваемой области в образце. Закрытая пористость составила всего 0,213%.

В дальнейшем проводился статистический анализ распределения пор по размерам в центральной части образца. При этом анализировался весь объем модели, и строилась диаграмма частоты встречаемости пор от их диаметра. Таким образом, можно изучить, какие поры составляют большую часть порового пространства, узнать их размеры. На рис. 7 представлена гистограмма распределения пор по размерам для центральной части образца. Шаг измерения (ширина столбца) составляет почти 5 мкм.

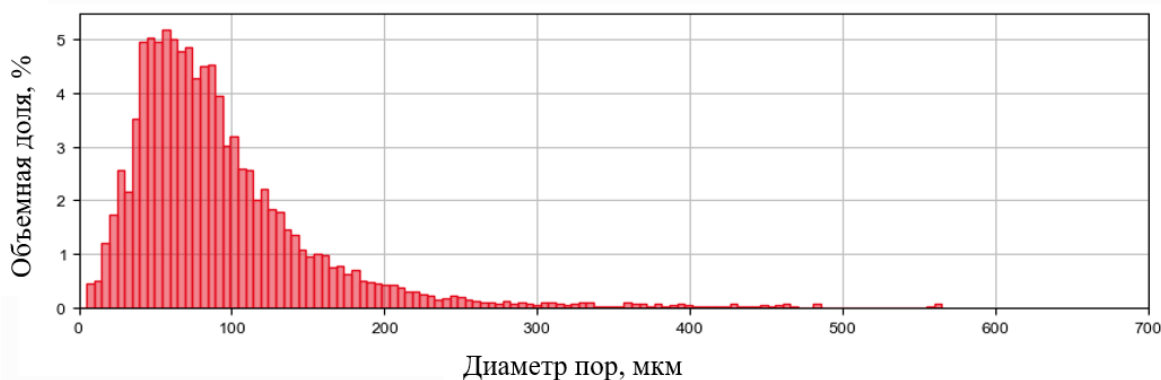
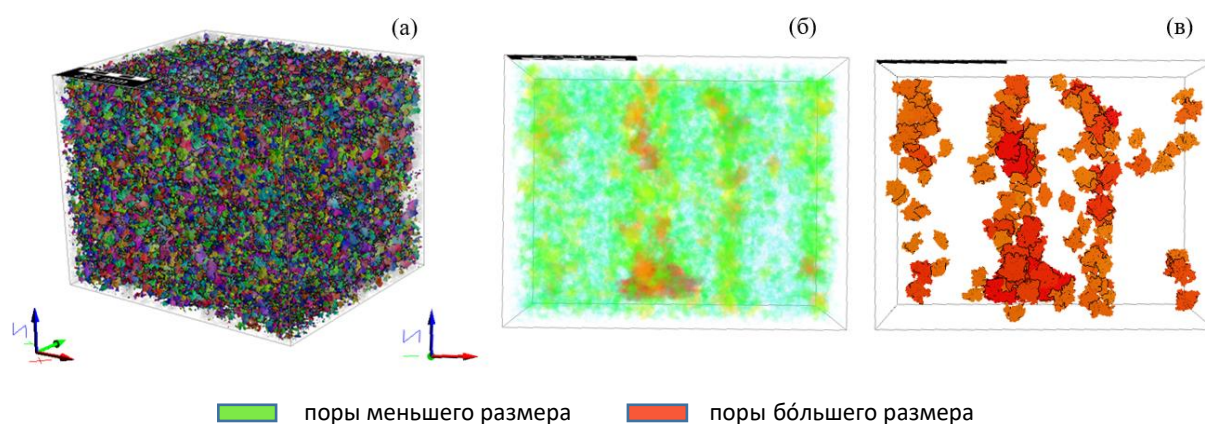


Рис. 7. Гистограмма распределения пор по размерам в образце

Как видно из гистограммы, абсолютное большинство пор имеют размеры до 100 мкм, при этом наибольшая среди них часть пор имеет размеры 50–90 мкм. Суммарно 10% пор имеют размер менее 36,6 мкм, 50% пор имеют размер менее 77,867 мкм, 90% пор имеют размер менее 162,149 мкм. Разброс размеров пор очень большой, как видно из длины хвоста гистограммы: в нем представлены наибольшие по размеру поры, присутствующие в высокопористых слоях образца (вплоть до 700 мкм в диаметре). По объемной доле видно, что поры большого диаметра (более 200 мкм) составляют меньшую объемную часть порового пространства, однако, очевидно, вносят решающий вклад в транспортные свойства породы.

*Визуализация порового пространства по размерам.* Построение картин распределения пор по размерам позволяет узнать, где сосредоточены поры большого диаметра и как устроено поровое пространство в целом. Алгоритмы цифрового анализа позволяют детально проанализировать каждую пору в образце, включая ее площадь, периметр, сферичность, объем, контакты и т. д. (рис. 8), а также визуализировать все (или отдельные) поры в 3D (рис. 8а). Однако такая визуализация при переносе на бумагу является непоказательной, поры сливаются в единую массу для читателя, поэтому далее будут сравниваться только самые большие поры с определенной степенью прозрачности.





**Рис. 8.** 3D визуализация центральной части образца: а – с выделением всех пор; б – в боковой проекции с распределением пор по размерам; в – с визуализацией наиболее больших пор

На рис. 8б визуализированы пространственные распределения самых больших пор в исследуемой области образца. Размер пор увеличивается в градации голубой-зеленый-красный. Можно заметить, что в центральных частях образца самые большие поры сосредоточены слоями (красные слои). На рис. 8в оставлены только самые большие поры для визуализации. Таким образом, пути фильтрации в породе составлены, в том числе, крупными единичными порами, однако связь между ними обеспечена порами меньшего размера.

### Заключение

В работе проведены цифровые исследования порового пространства и внутренней структуры коллектора углеводородов с использованием разномасштабных снимков рентгеновской компьютерной томографии. Исследования выполнены на базе высокоразрешающего рентгеновского микротомографа Procon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН, обработка и анализ снимков проведен в среде GeoDict.

### Основные результаты:

- Проведен анализ неоднородностей, кавернозности, трещинообразования, напластования в породе, дана количественная оценка плотных примесей в составе породы.

- На основе снимков компьютерной томографии созданы 3D модели порового пространства породы, с их помощью выполнена оценка пористости. Показано, что полученные данные хорошо соответствуют физически измеренным величинам. Подтверждена существенная пространственная неоднородность пористости в объеме исследуемых пород.

- Описана и визуализирована структура основных фильтрационных каналов в породе.

- Проведен анализ распределения пор по размерам в образце, представлена 3D визуализация пор наибольшего размера.

*Вывод.* Применение полученных результатов в сочетании с геомеханическими испытаниями горных пород призвано расширить существующие подходы к комплексному анализу керна материала коллекторов, а также дополнить и уточнить математические и операционные модели изучаемых объектов.

Работа выполнена в рамках государственного задания, номер госрегистрации 123021700046-4.

### Литература

1. *Ganat T.A.-A.O.* Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
2. *Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А.* и др. Петрофизические методы исследования ядерного материала. (Терригенные отложения): Учеб. пособие: В 2 кн. Кн. 1. М.: Изд-во Московского университета, 2008. 112 с.
3. *Jia L., Chen M., Jin Y.* 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
4. *Diaz M., Kim K.Y., Yeom S.* et al. Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
5. *Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В.* и др. Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей ядра и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
6. *Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D.* et al. Segmentation of X-ray images of rocks using deep learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201282-MS. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
7. *Blunt M.J.* Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press. 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
8. *Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G.* Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during stokes–brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // Frontiers in Water. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
9. *Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B.* Computations of absolute permeability on micro-CT images // Mathematical Geosciences. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>
10. *Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J.* A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // Transport in Porous Media. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
11. *Vajdova V., Baud P., Wong T.* Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2004. Vol. 109, No. B10. P. B10406. <https://doi.org/10.1029/2003JB002942>
12. *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: Материалы научно-практической конференции Саратов: Амирит, 2017. С. 46–55. (Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Оренбургский филиал).

13. 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. Вып. 1(1). С. 25. <https://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/maksimov.html> (Дата обращения 23.10.2023).
14. CT-MINI by ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini/> (Дата обращения 23.10.2023).
15. GeoDict – The Digital Material Laboratory. <https://www.math2market.de/> (Дата обращения 23.10.2023).
16. Pini R., Madonna C. Moving across scales: a quantitative assessment of X-ray CT to measure the porosity of rocks // Journal of Porous Materials. 2016. Vol. 23, No. 2. P. 325–338. <https://doi.org/10.1007/s10934-015-0085-8>
17. Rydzy M.B., Anger B., Hertel S. et al. Investigation of salt-bearing sediments through digital rock technology together with experimental core analysis // Petrophysics. 2018. Vol. 59, No. 1. P. 62–71.
18. Li Z., Trzasko J.D., Lake D.S. et al. Adaptive nonlocal means filtering based on local noise level for CT denoising // Medical Physics. 2014. Vol. 41, No. 1. P. 011908. <https://doi.org/10.1118/1.4851635>
19. Химуля В.В., Барков С.О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3>
20. Abera K.A., Manahiloh K.N., Nejad M.M. The effectiveness of global thresholding techniques in segmenting two-phase porous media // Construction and Building Materials. 2017. Vol. 142. P. 256–267. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2017.03.046>

#### **Информация об авторе**

Валерий Владимирович Химуля – к.ф.-м.н., младший научный сотрудник, Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия, [valery.khim@gmail.com](mailto:valery.khim@gmail.com)

**Поступила в редакцию 03.11.2023**

## Study of structural characteristics of hydrocarbon reservoir pore space based on X-ray computed tomography images

V.V. Khimulia

Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
E-mail: valery.khim@gmail.com

**Abstract.** Digital studies of pore space and internal structure of hydrocarbon reservoir were conducted on the basis of multiscale X-ray computed tomography images and the analysis of heterogeneities, cavernosity, fracturing and bedding in the rock.

*Main results.* 3D models of rock pore space were created on the basis of computed tomography images through segmentation. Porosity estimation based on the digital approach was performed. It was shown that the digitally obtained data are in good agreement with the results of laboratory measurements. Analysis and visualization of the structure of the main filtration channels in the rock were performed. Pore size distributions in the specimen were obtained, and 3D visualization of the largest pore size was shown.

*Conclusions.* The pore space characteristics obtained on the basis of tomographic approach are valuable data for filling reservoir models and can be used in solving the problems of permeability reduction during different kinds of reservoir impacts. Application of the obtained results in combination with geomechanical tests of rocks is intended to expand existing approaches to complex analysis of core material of reservoirs, as well as to supplement and refine mathematical and operational models of the studied objects.

**Keywords:** porosity, pore space structure, digital analysis, computed tomography impurity analysis, capacitive properties of reservoirs, pore size distribution in rocks, X-ray tomography of rocks, internal structure of the reservoir

**Citation:** Khimulia V.V. Study of structural characteristics of hydrocarbon reservoir pore space based on X-ray computed tomography images // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 44–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4> (In Russ.).

### References

1. Ganat T.A.-A.O. Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
2. Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A. et al. Petrophysical methods of core material study. (Terrigenous sediments): Textbook: In 2 books. Book 1. Moscow: Moscow State University, 2008. 112 p. (In Russ.).
3. Jia L., Chen M., Jin Y. 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
4. Diaz M., Kim K.Y., Yeom S. et al. Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
5. Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V. et al. Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow // Georesursy. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20> (In Russ.).

6. *Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D.* et al. Segmentation of X-ray images of rocks using deep learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201282-MS. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
7. *Blunt M.J.* Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press. 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
8. *Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G.* Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during stokes–brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // *Frontiers in Water*. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
9. *Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B.* Computations of absolute permeability on micro-CT images // *Mathematical Geosciences*. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>
10. *Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J.* A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // *Transport in Porous Media*. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
11. *Vajdova V., Baud P., Wong T.* Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2004. Vol. 109, No. B10. P. B10406. <https://doi.org/10.1029/2003JB002942>
12. *Aliev Z. S., Kotlyarova E.M.* Approximate method of creation and operation of UGSF in heterogeneous in thickness formations using horizontal wells // *Environmental Responsibility of Oil and Gas Enterprises: Proceedings of the Scientific and Practical Conference*. Saratov: Amirit, 2017. P. 46–55. (Proceedings of the Gubkin University. Orenburg Branch). (In Russ.).
13. *Maksimov V. M., Dmitriev N.M., Antonevich Yu.S.* Tensor character effects of the relative phase permeabilities during mutual gas displacement by water through anisotropic porous media // *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2010. Iss. 1(1). P. 25. <https://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/maksimov.html> (Accessed on 23.10.2023). (In Russ.).
14. CT-MINI by ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (Accessed on 23.10.2023).
15. GeoDict – The Digital Material Laboratory. <https://www.math2market.de/> (Accessed on 23.10.2023).
16. *Pini R., Madonna C.* Moving across scales: a quantitative assessment of X-ray CT to measure the porosity of rocks // *Journal of Porous Materials*. 2016. Vol. 23, No. 2. P. 325–338. <https://doi.org/10.1007/s10934-015-0085-8>
17. *Rydzynski M.B., Anger B., Hertel S.* et al. Investigation of salt-bearing sediments through digital rock technology together with experimental core analysis // *Petrophysics*. 2018. Vol. 59, No. 1. P. 62–71.
18. *Li Z., Trzasko J.D., Lake D.S.* et al. Adaptive nonlocal means filtering based on local noise level for CT denoising // *Medical Physics*. 2014. Vol. 41, No. 1. P. 011908. <https://doi.org/10.1118/1.4851635>
19. *Khimulia V.V., Barkov S.O.* Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. Iss. 4(39). P. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3> (In Russ.).

20. *Abera K.A., Manahiloh K.N., Nejad M.M.* The effectiveness of global thresholding techniques in segmenting two-phase porous media // *Construction and Building Materials*. 2017. Vol. 142. P. 256–267. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2017.03.046>

***Information about the author***

*Valerii V. Khimulia* – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Junior Researcher, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, [valery.khim@gmail.com](mailto:valery.khim@gmail.com)

**Received 03.11.2023**