

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 552.08, 539.217

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Изучение характера изменения фильтрационных и емкостных свойств коллектора нефтегазоконденсатного месторождения средствами рентгеновской компьютерной томографии

В.В. Химуля ✉

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

Аннотация. *Цель работы.* Изучение характера изменений структурных, емкостных и фильтрационных свойств коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в результате проведения механических и гидродинамических испытаний, а также повышение качества лабораторной оценки коллекторских свойств пород на основе применения цифрового подхода. *Материалы и методы.* Для проведения компьютерной томографии использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI. Цифровой анализ снимков проведен в среде GeoDict. *Результаты.* Представлены результаты цифрового анализа изменений порового пространства коллектора углеводородов методами компьютерной томографии после проведения испытаний с фильтрацией флюида в барических условиях, в том числе проведено сравнение макроскопических изменений порового пространства, определен характер изменений пористости коллектора и геометрии пор на макроуровне. Выполнено численное моделирование процессов фильтрации на созданных 3D-моделях породы. Установлен факт неравномерности распределения фильтрационных потоков: фильтрация в породе происходит преимущественно по изолированным чередующимся каналам. Определено, что изменение порового пространства породы произошло преимущественно за счет деформации и расширения стенок основных фильтрационных каналов. *Выводы.* Неравномерность изменения фильтрационно-емкостных свойств образцов пород, вызванная проведением механических и гидродинамических испытаний, может приводить к некорректной оценке пористости и проницаемости при применении традиционных лабораторных методов. Результаты неразрушающих цифровых исследований могут быть рекомендованы в качестве дополнения к лабораторным исследованиям свойств кернового материала. Совместное применение цифровых и традиционных лабораторных методов позволяет получить наиболее полный спектр данных о свойствах пласта для решения проблем, возникающих при разработке, эксплуатации, ремонте скважин, воздействии на пласт, а также при создании моделей пластов.

Ключевые слова: поровое пространство, пористость, проницаемость, фильтрационно-емкостные свойства, численное моделирование процессов фильтрации, цифровой анализ керна, компьютерная рентгеновская томография, фильтрационные каналы, коллекторские свойства горных пород

✉ Химуля Валерий Владимирович, e-mail: valery.khim@gmail.com

© Химуля В.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: работа выполнена по теме государственного задания ИПМех РАН (№ госрегистрации 124012500441-6).

Благодарности: автор выражает благодарность начальнику лаборатории комплексных исследований кернового материала Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Семенову Евгению Олеговичу, а также заместителю начальника лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Мизину Андрею Витальевичу за предоставление материала для исследования и проведение цикла лабораторных испытаний образцов.

Для цитирования: Химуля В.В. Изучение характера изменения фильтрационных и емкостных свойств коллектора нефтегазоконденсатного месторождения средствами рентгеновской компьютерной томографии // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 278–295. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Введение

Изучение фильтрационных и емкостных свойств (ФЕС) коллекторов имеет ключевое значение для развития нефтегазовой индустрии. Ключевые характеристики пласта, такие как пористость и проницаемость, играют важнейшую роль для оценки запасов углеводородов, прогнозирования успешности добычи и расчета эффективности промышленных процессов [1]. Пористость отражает способность породы вмещать флюиды, а проницаемость характеризует способность породы к транспортировке флюидов [2]. Понимание геометрии порового пространства коллектора позволяет прогнозировать свойства пласта и является необходимым для создания точных моделей пласта, которые используются при моделировании и оптимизации добычи [3]. Это приобретает особую значимость для низкопроницаемых или существенно неоднородных пород, таких как сланцы и плотные песчаники [4].

Существуют различные методы определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Традиционные лабораторные методы включают использование ртутной порометрии [5] и испытаний

на проницаемость по газу или флюиду¹. В полевых условиях могут проводиться геофизические исследования скважин, такие как нейтронные и акустические каротажи [6]. Однако большинство традиционных методов могут приводить к необратимым изменениям структуры образцов или их разрушению, а также требовать значительных временных затрат [7]. Это стимулировало разработку новых, неразрушающих методов исследований, которые позволяют проводить повторные измерения без изменения характеристик породы [8].

Неразрушающие методы, такие как нейтронная рефлектометрия, электронная микроскопия [9] и компьютерная томография (КТ), получили активно развитие за последние годы. Возможность многократного анализа образцов без изменения их структуры является преимуществом при проведении комплексных многоэтапных исследований и сравнении изменений структуры во времени [10].

¹ Wenzel L.K., Fishel V.C. Methods for Determining Permeability of Water-Bearing Materials, with Special Reference to Discharging-Well Methods, with a Section on Direct Laboratory Methods and Bibliography on Permeability and Laminar Flow. Washington, DC: US Government Printing Office, 1942. 192 p. <https://doi.org/10.3133/wsp887>

В частности, компьютерная рентгеновская томография и цифровой анализ кернa зарекомендовали себя как надежные методы для детального изучения геометрии пор и структуры скелета породы [11]. Компьютерная томография горных пород основана на прохождении рентгеновских лучей через образец, что позволяет получить трехмерное изображение внутренней структуры материала, а также создавать на его основе цифровую модель [12]. Эти модели позволяют количественно оценивать размер, форму и связность пор, а также определять объем порового пространства. С помощью цифрового анализа кернa можно также оценить проницаемость породы и проводить численное моделирование процессов фильтрации для прогнозирования свойств потока флюидов через сеть пор. Целями настоящей работы были анализ изменений структурных, емкостных и фильтрационных характеристик коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в результате проведения механических и гидродинамических испытаний, а также повышение качества лабораторной оценки коллекторских свойств пород на основе применения цифрового подхода.

В силу смещения приоритетов нефтегазовой отрасли в России и мире на цифровизацию [13], а также нацеленности на поиск новых эффективных методов добычи, разработка и применение передовых методов исследований ФЕС коллекторов становятся особенно важными для создания точных моделей пластов и лучшего понимания пластовых процессов.

Испытательное оборудование и методология исследований

В работе исследуются изменения порового пространства, а также емкостных и фильтрационных свойств коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Порода представляла собой рыхлый крупнозернистый песчаник с неоднородными минеральным составом и структурой. Образцы цилиндрической формы с размером 3 см были предварительно отсканированы с применением разномасштабной съемки. Для проведения компьютерной томографии использовался высоко разрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI² Института проблем механики РАН. Сканирование образцов проводилось с различным размером вокселя (объемного пикселя) в диапазоне от 4,957 мкм до 15 мкм для разного охвата областей сканирования и различной детализации интересующих областей.

После первичного анализа структуры образцов, описанного в [14], были проведены экспериментальные лабораторные испытания по закачке жидкости гидроразрыва пласта (ГРП) с последующей продувкой газом в барических условиях. Данные испытания проводились ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на установке УАУИК (фильтрационный блок ФЕС3А). Параметры испытаний и барические условия: горное давление – 46,5 МПа, пластовое давление – 12,1 МПа, температура – 22 °С; закачка флюида при репрессии 10 МПа осуществлялась в направлении скважина–пласт, время прокачки – 1,5 ч, время выдержки в статике – 12 ч; продувка азотом при депрессии 1 МПа в обратном направлении в течение 77 мин.

² CT-MINI by ProCon X-Ray GmbH. URL: <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (дата обращения: 23.08.2024).

Испытания были нацелены на изучение остаточных ФЕС породы пласта в результате прокачки при репрессии жидкости ГРП с последующим ее вытеснением. После указанных испытаний была выполнена повторная серия сканирований пород с проведением цифрового анализа изменений внутренней структуры и ФЕС пород.

Методика томографического исследования включала следующие этапы: сканирование образцов с использованием томографа; реконструкция набора проекций, получение изображений и создание 3D-проекта; обработка данных, сегментация и цифровой анализ.

После проведения сканирования набор проекций материала реконструируется и обрабатывается для преобразования в единый 3D-проект. Для реконструкции использовалось программное обеспечение (ПО) VGSTUDIO [15]. Реконструированный снимок обрабатывался в ПО GeoDict Math2Market GmbH³. Работа с изображениями включала очищение от артефактов сканирования, сглаживание шумов, выравнивание распределения яркости, цветокоррекцию и т. д. После чего были созданы 3D-модели породы на основе сегментации (бинаризации), в ходе которой каждому вокселю снимка присваивался ярлык конкретного материала [16]. Созданные модели использовались для проведения количественного цифрового анализа, включающего определение емкостных свойств, построение карт пористости и проведение численного моделирования процессов фильтрации. При наличии достаточной разрешающей способности прибора такие модели хорошо описывают внутреннюю структуру пород, например, песчаников. Такой подход также

может применяться и для изучения микротрещиноватости в карбонатных коллекторах, но качество построенной модели будет зависеть от соотношения размера вокселя снимка и характерных размеров трещин.

Для визуализации порового пространства, а также интегрального его описания в работе используются карты пористости. На основе созданных 3D-моделей возможно построение карт, отражающих усредненную пространственную пористость в выбранном направлении [17]. Они представляют собой диаграммы с цветовой шкалой: по вертикальной и горизонтальной осям откладываются пространственные координаты в образце (длина в заданном направлении), а цветом отображается величина пористости в каждой точке карты [18]. Для их построения выбирается одно из трех координатных направлений в модели, после чего в данном направлении происходит суммирование всех вокселей, принадлежащих поровому пространству, и делится на общее количество вокселей в данном столбце. Таким образом, каждая точка на карте отражает усредненное значение пористости при проходе вдоль заданного направления. Построенные карты позволяют получить картину локального распределения пористости для каждой проекции образца и оценить вклад отдельных областей в породе в общую пористость материала.

Для оценки фильтрационных свойств и характера их изменения было проведено численное моделирование процесса фильтрации через поровое пространство образцов. Моделирование выполнено средствами модуля FlowDict⁴ пакета GeoDict в рамках модели Навье-Стокса.

³ GeoDict – The Digital Material Laboratory. URL: <https://www.math2market.de/> (дата обращения: 23.08.2024).

⁴ Hilden J., Cheng L., Linden S., Planas B. FlowDict User Guide: GeoDict release 2022. <https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2022-flowdict>

Направление моделирования соответствовало условиям при лабораторных испытаниях. Параметры моделирования: рабочий флюид – воздух, температура – 20 °С, перепад давления – 200 Па. Для вычислений использовался решатель LIR [19]. Критерий останковки вычисления – Error bound 0,1⁴. По результатам моделирования был получен массив скоростей потока фильтрации в каждом вокселе структуры. Для визуализации потока построено пространственное распределение скоростей с заданной долей прозрачности. С целью количественного сравнения параметров потока также были построены графики зависимости средней скорости в каждой проекции (слайсе) структуры от номера этой проекции (или от координаты вдоль заданного направления в модели).

Результаты исследований

Исследования изменений емкостных параметров по полноразмерным снимкам. Для образцов были проведены сканирования перед испытаниями с охватом целого образца. Данный тип исследования позволяет изучать макроизменения, проводить поиск каверн, трещин, выделенных фильтрационных каналов, напластований и неоднородностей порового пространства и состава матрицы, а также отслеживать изменения расположения крупных зерен и пор породы. Результаты анализа исходной структуры данной породы до проведения испытаний описаны в работе [14]. После испытаний проведена аналогичная серия сканирований для регистрации изменений. Для лучшего соответствия и единообразия подхода обработка и цифровой анализ снимков проводились синхронно с аналогичными параметрами.

На рис. 1а в качестве примера представлена вертикальная проекция снимка образца крупнозернистого песчаника.

Полномасштабный снимок выполнен с размером вокселя 11,231 мкм и количеством проекций 2304×2400×2400. Серым обозначены зерна, черным – окружающий образец воздух и поровое пространство, светлые участки – более плотные примеси веществ. Желтой рамкой выделена область, вырезанная из трехмерного изображения для проведения сегментации снимка и дальнейшего цифрового анализа. На рис. 1г схематично показана итоговая область в цилиндрическом образце, подлежащая цифровому анализу, а также ориентация осей будущей модели. Для создания 3D-модели образца проведена сегментация с разделением вокселей изображения на поры и матрицу породы. После чего рассматривается только поровое пространство. Качественный анализ показал, что изменения порового пространства породы визуально не видны, отсутствуют макротрещины и образовавшиеся каверны. Поры неравномерно распределены по размерам, имеются крупные поры с выраженной направленностью вдоль плоскостей залегания. Изменения выделенных направлений повышенной пористости в образцах имеются, но выражены незначительно.

Для созданных в результате сегментации моделей проведен интегральный анализ пористости с построением локального распределения пор для трех ортогональных направлений. На рис. 1б, 1д представлены итоговые карты пористости для направления Y модели (бокового направления цилиндрического образца) до и после испытаний. По левой вертикальной оси карты отложена длина рассматриваемой модели породы в направлении Z (вертикальном направлении цилиндрического образца). По горизонтальной оси отложена длина в направлении X (боковом ортогональном направлении).

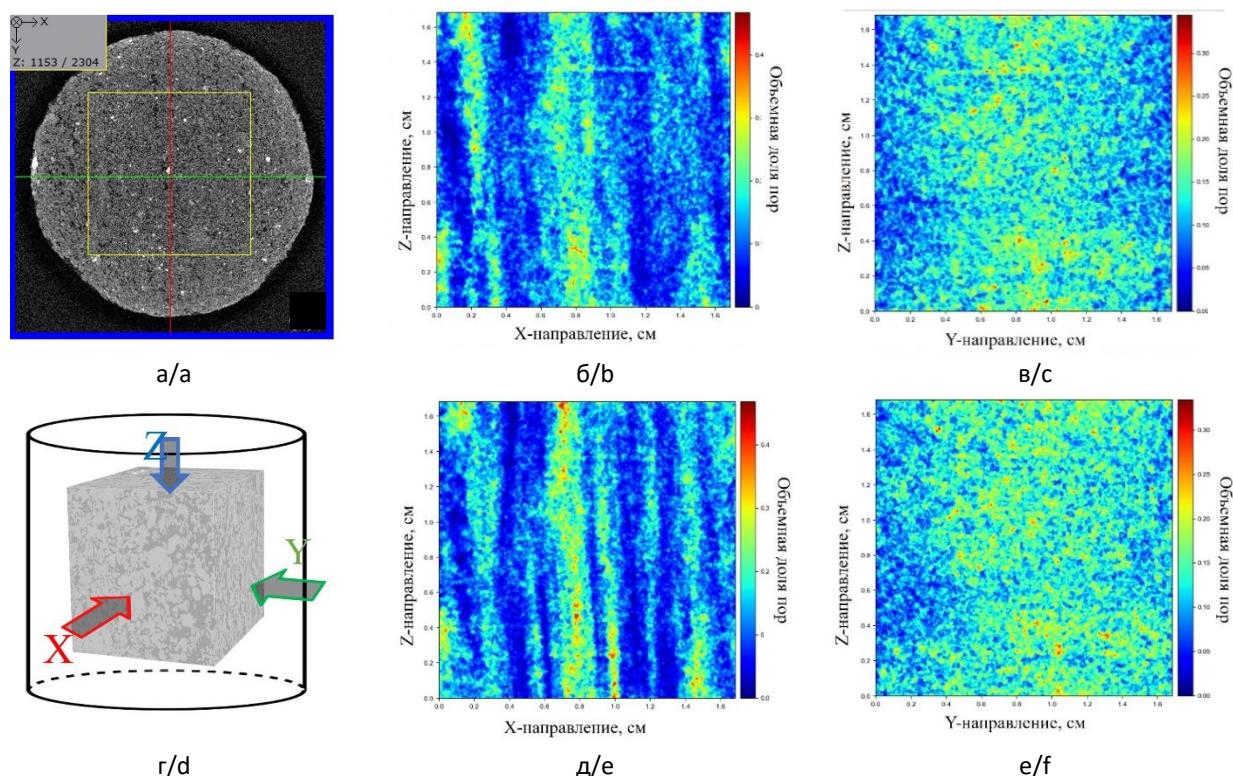


Рис. 1. Методика и результаты анализа пористости полномасштабной модели образца:

- а – вертикальная проекция исходного снимка образца; б – карта пористости в направлении Y образца до испытаний; в – карта пористости в направлении X образца до испытаний; г – схематичное изображение вырезаемой для создания 3D-модели области в образце; д – карта пористости в направлении Y образца после испытаний; е – карта пористости в направлении X образца после испытаний

Fig. 1. Methodology and results of porosity analysis of a full-scale specimen model:

- a – vertical projection of the original specimen image; b – porosity map in the Y direction of the specimen before testing; c – porosity map in the X direction of the specimen before testing; d – schematic representation of the area in the specimen cut out to create a 3D model; e – porosity map in the Y direction of the specimen after testing; f – porosity map in the X direction of the specimen after testing

Таким образом, две оси позволяют определять конкретные координаты в боковой проекции образца, как на физической карте. На правой вертикальной оси отложены значения суммарной пористости: синему цвету соответствуют значения низкой пористости, красному – высокой. Для определения значений пористости подсчитывается объемная доля вокселей порового пространства вдоль направления Y относительно общего количества вокселей модели вдоль данного направления. Для расчета каждой точки

карты суммируется число вокселей с ярлыком «воздух» в заданном направлении и подсчитывается интегральная пористость путем деления на общее число вокселей в направлении.

Как видно из рис. 1б, 1д в породе имеются чередующиеся направленные зоны повышенной пористости, которые соответствуют плоскостям залегания породы и связаны с литологическими особенностями кернового материала. Эти зоны проходят вертикально практически через весь образец.

Абсолютные значения пористости участков не могут быть достоверно посчитаны по снимкам низкого разрешения, поэтому на данном этапе сравнивается лишь изменение распределения пористости. Для измерения конкретных значений пористости будут использованы снимки высокого разрешения с меньшим охватом объема. При сравнении карт в заданном направлении замечен общий рост пористости всех участков, а также изменение геометрии высокопористых каналов породы. После проведения гидродинамических испытаний выделяющиеся плоскости фильтрации приобрели более выраженную и четкую форму; с более подчеркнутой направленностью. Пористость данных зон незначительно выросла, что может быть связано с прочищением и деформацией стенок каналов. На рис. 1в, 1е показаны аналогичные карты пористости для ортогонального бокового направления в образце (Х-направление). Четкие зоны повышенной пористости не видны на данных картах, так как построение карты происходит в перпендикулярном им направлении, т. е. в направлении нормали плоскостей фильтрации. Такой подход позволяет уточнить характер общего изменения пористости по всему объему модели. Как видно из сравнения плоскостей, общее распределение пор осталось прежним, но заметно также увеличение средней пористости, что подтверждает вывод об увеличении емкостных свойств породы после испытаний.

Исследования изменений емкостных параметров на детализированных снимках. Для определения точных количественных изменений пористости была проведена серия снимков в высоком разрешении с охватом центральной области образцов. За счет

уменьшения размера вокселя изображения происходит также уменьшение охвата снимка, поэтому характерный размер рассматриваемых областей уменьшается до 6–9 мм. При этом появляется возможность уточнения границ отдельных зерен и пор, вследствие чего возможно проведение количественных и статистических исследований пор и зерен породы.

Размер вокселя детализированных снимков составил 4,957 мкм. На рис. 2а показана схема охваченной снимками области для представленного в примере образца, на рис. 2б – часть проекции снимка после реконструкции и обработки. Серым цветом изображены зерна породы, черным – поровое пространство. На рис. 2в представлен результат проведения сегментации изображения с разделением на поры (белого цвета) и материал (красного цвета).

На первом этапе для полученных моделей до и после испытаний был проведен расчет открытой пористости. До испытаний открытая пористость породы составляла 21–25% при оценке на различных этапах обработки снимка и с разными порогами сегментации (несколько моделей сегментации применялись для определения отклонения определяемых характеристик). После испытаний открытая пористость составила 27–29% для разных типов сегментации.

Для визуальной оценки изменений были составлены карты пористости области в центре цилиндрического образца (см. рис. 2а). На рис. 3а, 3б и 3в показаны карты пористости для трех ортогональных направлений в образце до испытаний. На рис. 3г, 3д и 3е изображены аналогичные карты после испытаний. Оси и цветовая шкала соответствуют картам, ранее описанным на рис. 1.

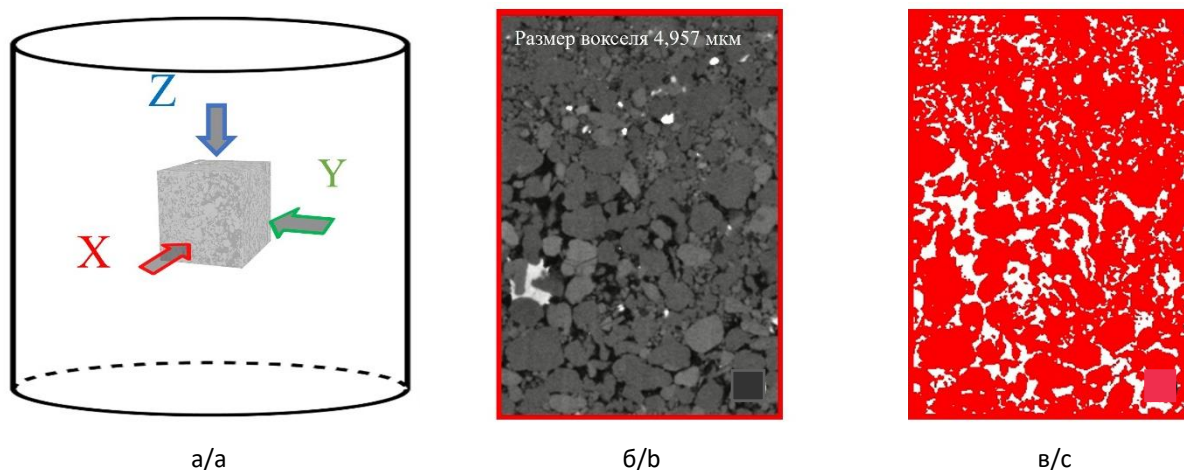


Рис. 2. Основные этапы создания модели порового пространства по детализированным снимкам пород:
а – схема рассматриваемой области в образце; б – часть проекции детализированного снимка после реконструкции и обработки; в – результат проведенной сегментации снимка

Fig. 2. Main stages of pore space model construction based on detailed images of rocks:
а – diagram of the area under consideration in the specimen;
б – part of the projection of a detailed image after reconstruction and processing;
с – the result of the performed image segmentation

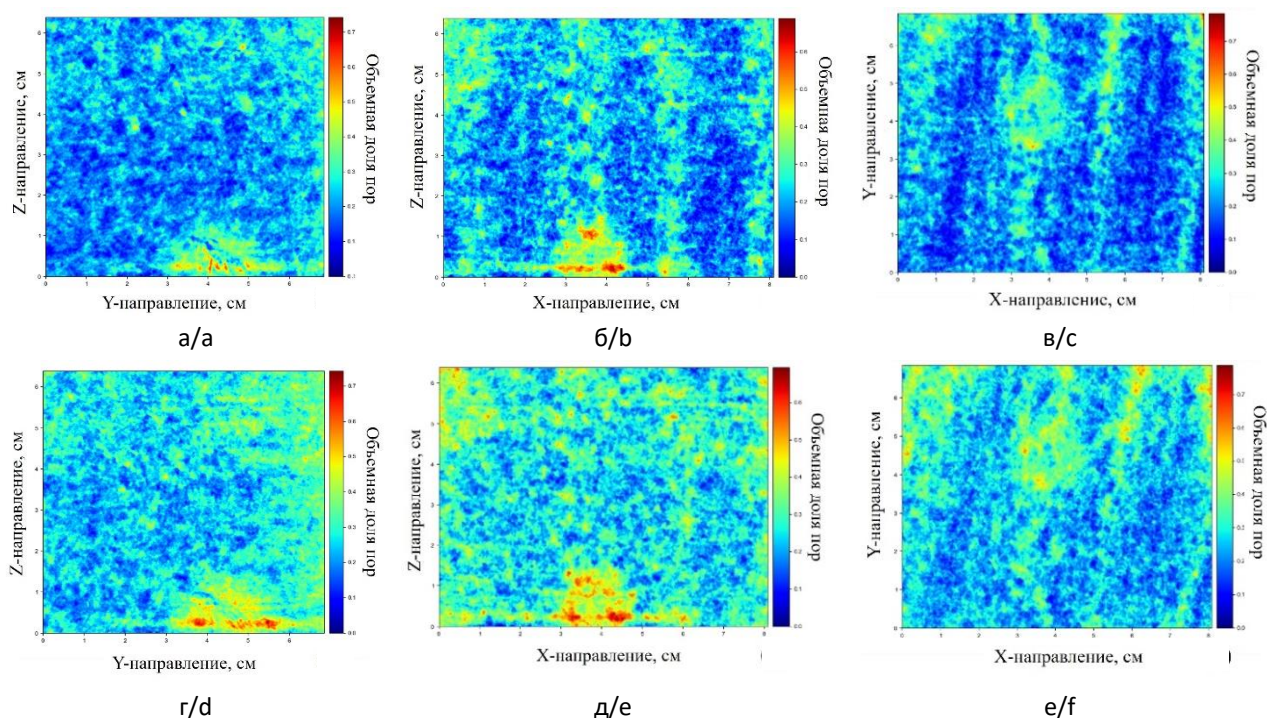


Рис. 3. Карты пористости для трех ортогональных направлений в образце до и после испытаний:
а – в направлении X образца до испытаний; б – в направлении Y образца до испытаний;
в – в направлении Z образца до испытаний; г – в направлении X образца после испытаний;
д – в направлении Y образца после испытаний; е – в направлении Z образца после испытаний

Fig. 3. Porosity maps for three orthogonal directions before and after testing:
а – in the X direction of the specimen before testing; б – in the Y direction of the specimen before testing;
с – in the Z direction of the specimen before testing; д – in the X direction of the specimen after testing;
е – in the Y direction of the specimen after testing; ф – in the Z direction of the specimen after testing

На рис. 3а, 3г представлены карты для направления X (боковое направление в образце), на рис. 3б, 3д представлены карты в направлении Y (ортогональное боковое направление), на рис. 3в, 3е показаны карты в вертикальном для образца направлении Z. На этих картах видны участки с повышенной пористостью (4–6 см в направлении Y, 3–5 см в направлении X), что соответствует одной из особо крупных пор. В направлениях Y и Z также различимы наблюдаемые ранее вертикальные плоскости повышенной пористости. Их меньший контраст по сравнению с полноразмерными снимками обусловлен охватом меньшей области при детальном сканировании, а также отличающимся углом поворота модели. Из сравнения также можно сделать вывод о том, что картина распределения пор сохранилась, однако произошло практически равномерное увеличение пористости на всех участках карт. Особенно расширились

каналы с высокой пористостью, вдоль которых преимущественно происходила фильтрация флюида, что вносит решающий вклад в увеличение общей пористости.

Результаты численного моделирования фильтрационного потока. На данных моделях также было проведено численное моделирование потока фильтрации для изучения изменений фильтрационной способности породы. Направление моделирования потока соответствовало условиям лабораторных испытаний. Моделирование проводилось средствами ПО GeoDict, модуля FlowDict. Параметры моделирования указаны в разделе методики. Для визуализации результатов моделирования на рис. 4 представлены пространственные распределения скоростей потока фильтрации в структурах до и после испытаний. Цветовая шкала от синего к красному отражает увеличение скорости потока.

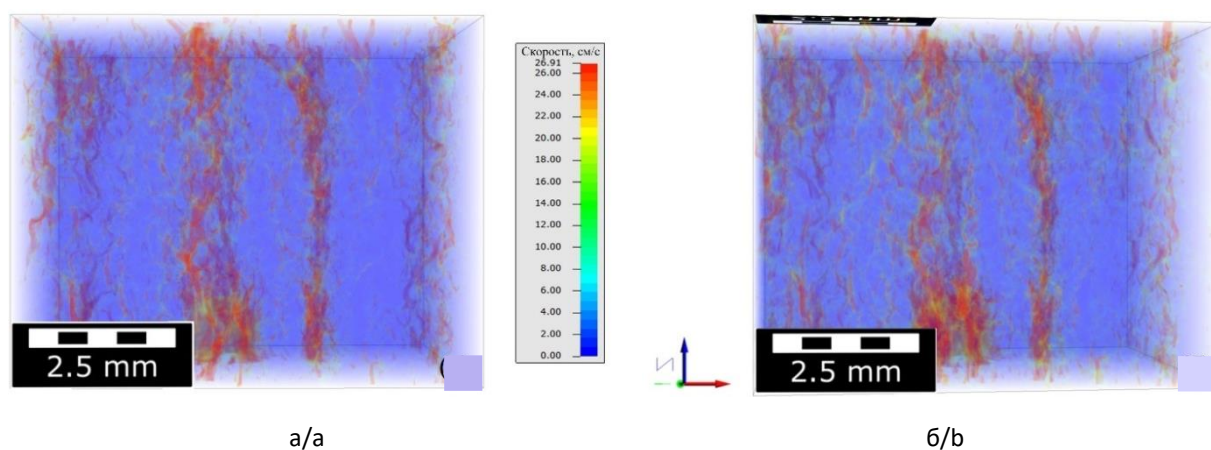


Рис. 4. Пространственная визуализация распределения скоростей потока фильтрации: а – до испытаний; б – после испытаний

Fig. 4. Spatial visualization of filtration flow velocity distribution: a – before testing; b – after testing

Из рис. 4 видно, что фильтрационный поток распределен неравномерно по образцу: имеются четкие выделенные каналы фильтрации, по которым преимущественно распространяется флюид. Поток фильтрации вне вертикальных

выделенных направлений минимален и неоднороден по объему. В левой части моделей видны разветвленные малые потоки, а в правой части – поток практически отсутствует вне основного фильтрационного канала.

Для получения корректных абсолютных значений проницаемости необходимо проведение большего цикла моделирований для данных пород с целью калибровки применяемой методики. Однако за счет единообразности обработки и анализа снимков возможно сравнение изменений общей проницаемости моделей. По данным численного моделирования проницаемость рассматриваемой области увеличилась на величину от 20 до 30% для разных параметров обработки, сегментации и входных параметров вычислений. Из рис. 4б также видно,

что произошло небольшое разветвление малых потоков фильтрации по объему структуры после испытаний, а также расширение главных фильтрационных потоков.

На рис. 5 представлены графики, позволяющие провести сравнение средних скоростей моделируемого потока фильтрации до и после испытаний. По вертикальной оси отложена скорость, усредненная скалярно для каждого слоя модели. По горизонтальной оси отложена длина модели по оси Z, т. е. в направлении моделирования потока.

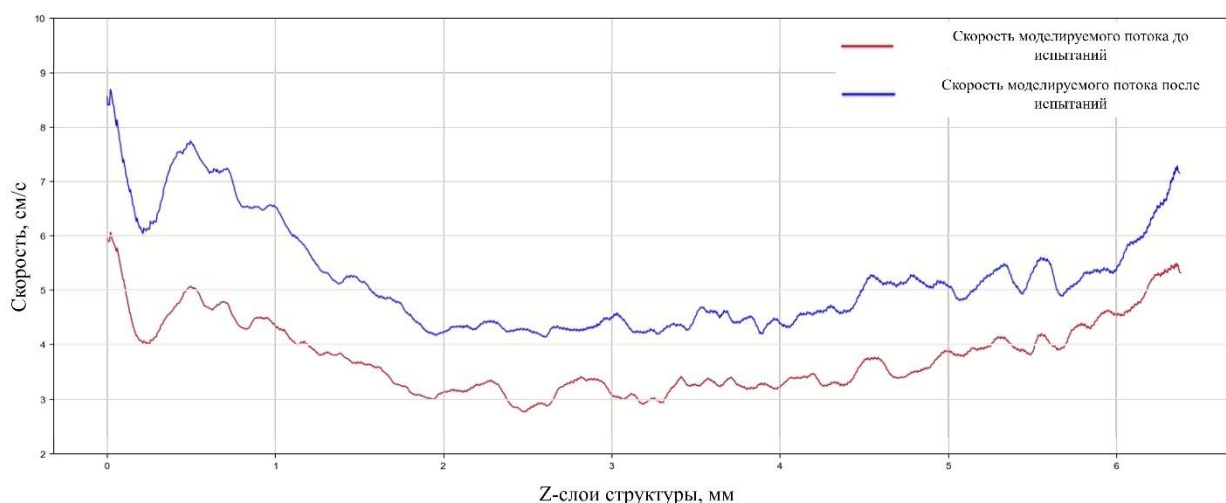


Рис. 5. Графики изменения средней скорости моделируемого потока вдоль направления фильтрации Z

Fig. 5. Changes of mean velocity of the modeled flow along the filtration direction Z

После испытаний распределение потоков осталось преимущественно без изменений, однако увеличились абсолютные значения скорости. Локальные максимумы графика также изменили форму, хотя по-прежнему четко соответствуют исходной конфигурации. Это свидетельствует об изменениях порового пространства в виде расширения ранее существовавших фильтрационных каналов, но сохранении общей картины распределения пор. Причем изменение произошло неравномерно: в диапазоне слоев структуры 0,3–1,5 мм

скорость потока выросла значительно, чем для остальной части образца. Эта область соответствует участку наибольшей пористости на рис. 3г и 3д, а также самой широкой части основных фильтрационных каналов в рассматриваемой модели.

Обсуждение результатов. Результаты цифрового анализа и численного моделирования для рассматриваемых участков в образце свидетельствуют об увеличении фильтрационно-емкостных характеристик породы после испытаний.

Однако лабораторные измерения пористости показали, что пористость представленного в качестве примера образца, напротив, уменьшилась. Лабораторные измерения пористости на исходном образце находились в полном соответствии с данными, полученными цифровым способом. После испытаний лабораторные измерения показали уменьшение пористости почти на 5%, в то время как по данным цифрового анализа пористость увеличилась более чем на 5%. Для изучения причин расхождения результатов было проведено дополнительное сканирование области у торца образца.

По срезам полномасштабных снимков были детально исследованы торцы цилиндрического образца до и после испытаний. На рис. 6а, 6б показаны торцы образцов после испытаний и вертикальные проекции их снимков. По ним было определено, что на торцах образца после испытания появились зацементированные зоны, уходящие частично вглубь образца и местами закрывающие поверхность фильтрации образца. Это могло быть следствием подготовки образца к механическим испытаниям, особенностей техники эксперимента (герметизации образца) или запыливания каналов в ходе фильтрации и механического нагружения.

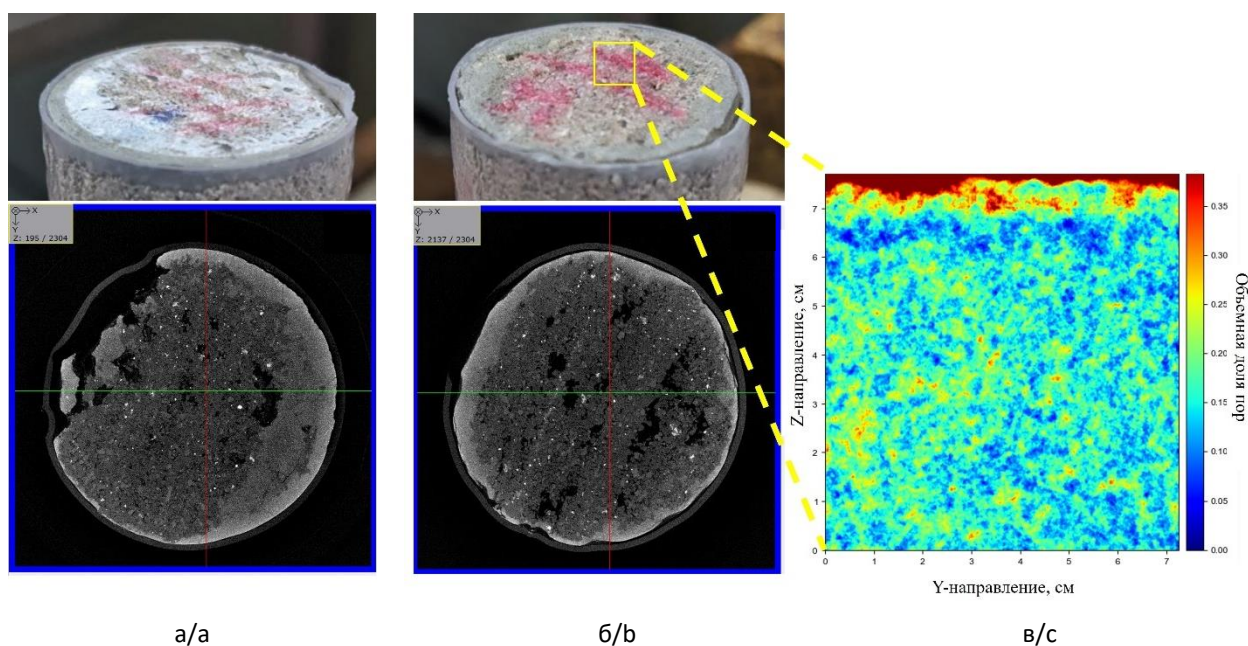


Рис. 6. Результаты исследований торцов цилиндрического образца после испытаний:
а – фото и вертикальная проекция нижнего торца образца; б – фото и вертикальная проекция верхнего торца образца; в – карта пористости области под торцом образца

Fig. 6. Results of examination of cylindrical specimen faces after testing:
а – photo and vertical projection of the lower end of the specimen; б – photo and vertical projection of the upper end of the specimen; в – porosity map of the region under the end of the specimen

Для точного определения причины и степени ее влияния на конечный результат лабораторных измерений необходимо проведение неразрушающих исследований

на каждом этапе эксперимента. Как было отмечено ранее, фильтрация в образце осуществлялась преимущественно вдоль выделенных поверхностей фильтрации.

Если доступ к части таких изолированных каналов оказался закрыт в ходе проведения испытания, это может оказывать влияние на измерение конечной пористости и проницаемости. Помимо этого, было отмечено уплотнение зерен в местах контакта с нажимной плитой, что могло в меньшей степени влиять на результат измерений.

Для подповерхностной области одного из торцов образца после испытаний было проведено дополнительное сканирование в высоком разрешении, после чего построена карта пористости, представленная на рис. 6в. По ней видно, что пористость рассматриваемого участка неравномерна и сразу под поверхностью образца имеется узкий слой с пониженной пористостью (синяя «линия»). Наличие такой прослойки вдоль всей поверхности торца может привести к занижению результатов лабораторных измерений и к их неправильной трактовке. Для оценки влияния такого слоя на результаты измерений требуется проведение дополнительных цифровых исследований со сравнением изменений до и после испытаний, включая анализ распределения пор, а также получением более широкого спектра данных, начиная с исходного образца. Более детальный анализ планируется провести в дальнейшем с использованием полученных ранее и новых снимков.

Таким образом, проведение разномасштабных цифровых исследований порового пространства пород позволяет сделать вывод о неравномерности происходящих изменений. Фильтрационные и емкостные характеристики основной части образца вследствие испытаний увеличились, что и ожидалось первоначально. Однако

зарегистрировать данное увеличение измерениями традиционным способом не удалось из-за неравномерности изменения ФЕС. Это может быть связано с частичным закупориванием входов фильтрационных каналов на поверхности образца либо локальным снижением пористости под поверхностью образца вследствие проведения испытаний. Для однозначного ответа на данный вопрос требуется проведение дальнейших исследований. Результаты неразрушающих томографических исследований могут являться ценным, а иногда и неотъемлемым дополнением лабораторных исследований свойств керна. Они позволяют экономить ценный керновый материал, снизить время получения определенных характеристик материала, а также уточнять полученные классическими методами данные. Совместное применение цифровых и классических лабораторных методов позволяет получить наиболее полный спектр данных о свойствах пласта для решения проблем, возникающих при разработке, эксплуатации, ремонте скважин, воздействии на пласт, а также при создании моделей пластов.

Заключение

В статье описаны результаты цифрового исследования изменения емкостных и фильтрационных свойств коллектора углеводородов средствами компьютерной рентгеновской томографии после проведения испытаний с фильтрацией флюида в барических условиях. Для проведения серии сканирований использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН.

Основные результаты:

– Проведено сравнение макроскопических изменений порового пространства, установлен факт неравномерности распределения крупных пор в породе, показано наличие выделенных изолированных плоскостей фильтрации. Построены карты пористости образцов пород по крупномасштабным снимкам томографии. Определен характер изменений пористости коллектора и геометрии пор на макроуровне.

– На базе сегментации детализированных снимков внутренних областей образцов созданы 3D-модели порового пространства пород. Определены величины пористости образцов цифровыми методами, проведено сравнение с лабораторными данными. С помощью построения карт пористости оценены изменения геометрии порового пространства на микроуровне. Выявлен факт неравномерности изменений порового пространства по объему образцов. Установлено увеличение пористости внутренней части образцов после испытаний. Обнаружены зоны локального снижения пористости.

Выдвинуты предположения о причинах регистрируемых изменений.

– Проведено численное моделирование процессов фильтрации на созданных 3D-моделях породы. Представлена визуализация распределения скоростей вычисленных потоков, осуществлен анализ изменений свойств потока. Установлен факт неравномерности распределения фильтрационных потоков: фильтрация в породе происходит преимущественно по изолированным чередующимся каналам. Определено, что изменение порового пространства породы произошло преимущественно за счет деформации и расширения стенок основных фильтрационных каналов.

Вывод. Обнаруженная неравномерность изменений фильтрационно-емкостных свойств породы может приводить к занижению значений пористости и проницаемости, определяемых традиционными лабораторными методами. Это может сказываться на корректности выводов и практических рекомендаций, основанных на неполном спектре данных об изменениях свойств коллектора.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Maitland G.C.* Oil and gas production // *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2000. Vol. 5, No. 5–6. P. 301–311. [https://doi.org/10.1016/S1359-0294\(00\)00069-8](https://doi.org/10.1016/S1359-0294(00)00069-8)
2. *Kuhlman K.L., Matteo E.N.* Porosity and permeability: Literature review and summary // *Proceedings of the 9th Conference on the Mechanical Behavior of Salt (Saltmech IX)*. Hannover: Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, 2018. P. 15–27.
3. *Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M.* A model of reservoir permeability evolution during oil production // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 2695. <https://doi.org/10.3390/en14092695>
4. *Nelson P.H.* Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales // *AAPG Bulletin*. 2009. Vol. 93, No. 3. P. 329–340. <https://doi.org/10.1306/10240808059>

5. *Rootare H.M.* A review of mercury porosimetry // *Advanced Experimental Techniques in Powder Metallurgy* / Ed. by J.S. Hirschhorn, K.H. Roll. Boston, MA: Springer, 1970. P. 225–252. (Perspectives in Powder Metallurgy. Vol. 66). https://doi.org/10.1007/978-1-4615-8981-5_9
6. *Segesman F.F.* Well-logging method // *Geophysics*. 1980. Vol. 45, No. 11. P. 1667–1684. <https://doi.org/10.1190/1.1441057>
7. *Ulusay R.* The present and future of rock testing: highlighting the ISRM suggested methods // *The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014* / Ed. by R. Ulusay. Cham, Switzerland: Springer, 2014. P. 1–22. https://doi.org/10.1007/978-3-319-07713-0_1
8. *Zhang P., Lee Y.I., Zhang J.* A review of high-resolution X-ray computed tomography applied to petroleum geology and a case study // *Micron*. 2019. Vol. 124. P. 102702. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2019.102702>
9. *Карабутов А.А., Черепецкая Е.Б., Кравцов А.Н., Арригони М.* Методы исследования структуры и свойств горных пород на образцах (краткий обзор) // *Горные науки и технологии*. 2018. №. 4. С. 10–20. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2018-4-10-20>
10. *Liu Q., Sun M., Sun X.* et al. Pore network characterization of shale reservoirs through state-of-the-art X-ray computed tomography: A review // *Gas Science and Engineering*. 2023. Vol. 113. P. 204967. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.204967>
11. *Grachev N.* Digital core analysis – the future of petrophysics // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-160499-MS. <https://doi.org/10.2118/160499-MS>
12. *Duliu O.G.* Computer axial tomography in geosciences: an overview // *Earth-Science Reviews*. 1999. Vol. 48, No. 4. P. 265–281. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(99\)00056-2](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(99)00056-2)
13. *Al-Rbeawi S.* A review of modern approaches of digitalization in oil and gas industry // *Upstream Oil and Gas Technology*. 2023. Vol. 11. P. 100098. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2023.100098>
14. *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>
15. *Cayron C., De Soete A. Gaillard Y.* et al. Comparison of dimensional measurements from images acquired by synchrotron tomography with VGSTUDIO MAX and ImageJ // *Proceedings of the Special Interest Group Meeting on Advancing Precision in Additive Manufacturing*. Bedford, UK: European Society for Precision Engineering and Nanotechnology, 2021. P. 98–101.
16. *Kaur H., Kaur N., Neeru N.* Evolution of multiorgan segmentation techniques from traditional to deep learning in abdominal CT images – A systematic review // *Displays*. 2022. Vol. 73. P. 102223. <https://doi.org/10.1016/j.displa.2022.102223>
17. *Yang E., Kang D.H., Ahn T.* et al. Construction of reliable flow simulation domain and estimation of permeability based on nuclear magnetic resonance and 3D X-ray computed tomography for reservoir carbonate rocks // *Transport in Porous Media*. 2022. Vol. 143. P. 739–763. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01807-2>

18. *Khimulia V.V., Karev V.I.* Pore-scale computational study of permeability and pore space geometry in gas condensate reservoir rocks // Proceedings of the 9th International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes / Ed. by V. Karev. Cham, Switzerland: Springer, 2024. P. 243–256. (Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences). https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_26

19. *Linden S., Wiegmann A., Hagen H.* The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // Graphical Models. 2015. Vol. 82. P. 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>

Информация об авторе

Валерий Владимирович Химуля – к.ф.-м.н., научный сотрудник, Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 2115-7318, <https://orcid.org/0000-0003-2116-6483>; e-mail: valery.khim@gmail.com

Поступила в редакцию 16.09.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Analysis of the changes in filtration and capacity properties of the oil and gas condensate field reservoirs using X-ray computed tomography methods

V.V. Khimulia ✉

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

Abstract. *Objective.* To study the nature of changes in structural, capacity and filtration properties of the Chayanda oil and gas condensate field reservoir resulting from mechanical and hydrodynamic testing and to improve the quality of laboratory assessment of the reservoir properties of rocks by applying the digital approach. *Materials and methods.* A high-resolution X-ray micro-CT scanner ProCon X-Ray CT-MINI was used for computed tomography. Digital analysis of images was carried out in GeoDict software. *Results.* The results of digital analysis of changes in the pore space of hydrocarbon reservoir by computer tomography methods after the tests with fluid filtration under baric conditions are presented, including comparison of macroscopic changes in the pore space and determination of the nature of changes in reservoir porosity and pore geometry at the macro level. Porosity values were determined using digital methods and compared with laboratory data. Numerical modeling of filtration processes on the created 3D models of the rock was performed. The fact of nonuniform distribution of filtration flows was established: filtration in the rock occurs mainly through isolated alternating channels. It was determined that the change in the rock pore space occurred mainly due to deformation and expansion of the walls of the main filtration channels. *Conclusions.* Nonuniformity of changes in filtration-capacitance properties of rock specimens caused by mechanical and hydrodynamic tests can lead to incorrect estimation of porosity and permeability when applying traditional laboratory methods. The results of nondestructive digital studies can be advised as a supplement to laboratory studies of core material properties. Joint application of digital and traditional laboratory methods allows obtaining the most complete range of data on reservoir properties to solve problems arising during development.

Keywords: pore space, porosity, permeability, filtration-capacity properties, numerical modeling of filtration processes, digital core analysis, computer X-ray tomography, filtration channels, reservoir properties of rocks

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 124012500441-6.).

✉ Valerii V. Khimulia, e-mail: valery.khim@gmail.com

© Khimulia V.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Acknowledgments: the author is grateful to Evgeny O. Semenov, the Head of the Laboratory of Complex Research of Core Material of the Moscow Center for Reservoir Systems Research (Core and Fluids) of Gazprom VNIIGAZ LLC, and Andrey V. Mizin, the Deputy Head of the Laboratory of Physical Modelling of Multiphase Processes of the Moscow Center for Reservoir Systems Research (Core and Fluids) of Gazprom VNIIGAZ LLC, for providing the material for the study and conducting the cycle of laboratory tests of the samples.

For citation: Khimulia V.V. Analysis of the changes in filtration and capacity properties of the oil and gas condensate field reservoirs using X-ray computed tomography methods. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 278–295. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Maitland G.C. Oil and gas production. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2000. Vol. 5, No. 5–6. P. 301–311. [https://doi.org/10.1016/S1359-0294\(00\)00069-8](https://doi.org/10.1016/S1359-0294(00)00069-8)
2. Kuhlman K.L., Matteo E.N. Porosity and permeability: Literature review and summary. In: *Proceedings of the 9th Conference on the Mechanical Behavior of Salt (Saltmech IX)*. Hannover: Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, 2018. P. 15–27.
3. Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M. A model of reservoir permeability evolution during oil production. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 2695. <https://doi.org/10.3390/en14092695>
4. Nelson P.H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG Bulletin*. 2009. Vol. 93, No. 3. P. 329–340. <https://doi.org/10.1306/10240808059>
5. Rootare H.M. A review of mercury porosimetry. In: Hirschhorn J.S., Roll K.H., eds. *Advanced Experimental Techniques in Powder Metallurgy*. Boston, MA: Springer, 1970. P. 225–252. (Perspectives in Powder Metallurgy. Vol. 66). https://doi.org/10.1007/978-1-4615-8981-5_9
6. Segesman F.F. Well-logging method. *Geophysics*. 1980. Vol. 45, No. 11. P. 1667–1684. <https://doi.org/10.1190/1.1441057>
7. Ulusay R. The present and future of rock testing: highlighting the ISRM suggested methods. In: Ulusay R., ed. *The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014*. Cham, Switzerland: Springer, 2014. P. 1–22. https://doi.org/10.1007/978-3-319-07713-0_1
8. Zhang P., Lee Y.I., Zhang J. A review of high-resolution X-ray computed tomography applied to petroleum geology and a case study. *Micron*. 2019. Vol. 124. P. 102702. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2019.102702>
9. Karabutov A.A., Cherepetskaya E.B., Kravcov A.N., Arrigoni M. Methods of studying structure and properties of rocks using samples (short review). *Mining Science and Technology (Russian Federation)*. 2018. No. 4. P. 10–20. (In Russ.). <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2018-4-10-20>

10. Liu Q., Sun M., Sun X. et al. Pore network characterization of shale reservoirs through state-of-the-art X-ray computed tomography: A review. *Gas Science and Engineering*. 2023. Vol. 113. P. 204967. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.204967>
11. Grachev N. Digital core analysis – the future of petrophysics. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-160499-MS. <https://doi.org/10.2118/160499-MS>
12. Dulu O.G. Computer axial tomography in geosciences: an overview. *Earth-Science Reviews*. 1999. Vol. 48, No. 4. P. 265–281. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(99\)00056-2](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(99)00056-2)
13. Al-Rbeawi S. A review of modern approaches of digitalization in oil and gas industry. *Upstream Oil and Gas Technology*. 2023. Vol. 11. P. 100098. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2023.100098>
14. 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. No. 4(43). P. 44–57. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4>
15. Cayron C., De Soete A., Gaillard Y. et al. 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: European Society for Precision Engineering and Nanotechnology, 2021. P. 98–101.
16. Kaur H., Kaur N., Neeru N. Evolution of multiorgan segmentation techniques from traditional to deep learning in abdominal CT images – A systematic review. *Displays*. 2022. Vol. 73. P. 102223. <https://doi.org/10.1016/j.displa.2022.102223>
17. Yang E., Kang D.H., Ahn T. et al. Construction of reliable flow simulation domain and estimation of permeability based on nuclear magnetic resonance and 3D X-ray computed tomography for reservoir carbonate rocks. *Transport in Porous Media*. 2022. Vol. 143. P. 739–763. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01807-2>
18. 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 9th International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes*. Cham, Switzerland: Springer, 2024. P. 243–256. (Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences). https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_26
19. Linden S., Wiegmann A., Hagen H. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations. *Graphical Models*. 2015. Vol. 82. P. 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>

Information about the author

Valerii V. Khimulia – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Researcher, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-2116-6483>; e-mail: valery.khim@gmail.com

Received 16.09.2024