

УДК 519.6, 532.5
МРНТИ 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>

Получена: 28.04.2023.

Одобрена: 21.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

Оригинальное исследование

Изучение поровой структуры и расчет макроскопических характеристик горных пород на основе изображений рентгеновской микрокомпьютерной томографии

Д.А. Большбек^{1,2}, А.Б. Кульджабеков², Б.Е. Бекбау¹, К.Ш. Узбекалиев¹

¹Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

²Казахский национальный университет имени аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Абсолютная и относительная фазовая проницаемости и капиллярное давление являются важными параметрами при прогнозировании добычи нефти и газа из пластов, особенно при проведении кислотной обработки призабойной зоны скважины. Они в основном определяются во время длительных и ресурсоемких лабораторных экспериментов. Тем самым, требуются дополнительные подходы для оперативного определения вышесказанных параметров. Поросетевое моделирование на основе данных с микрокомпьютерной томографии позволяет, во-первых, изучать поровое пространство образцов горных пород с учётом растворения породы, во-вторых, рассчитать основные макроскопические свойства образцов горных пород, не разрушая их, и в-третьих, создать базу данных цифровых кернов для дальнейших исследований.

Цель. Изучение порового пространства двух образцов карбонатной породы и течения жидкостей в них с помощью MT General Electric V|tome|X S240 и с использованием программного пакета Avizo и PNFLOW.

Материалы и методы. В настоящей статье используется микрокомпьютерная томография с пространственным разрешением ~19 мкм и поросетевое моделирование течения жидкостей в пористых средах для изучения порового пространства образцов карбонатной породы и определения абсолютной и фазовой проницаемостей, а также капиллярного давления.

Результаты. Показано, что увеличение значения параметра Marker Extent приводит к уменьшению количества пор и завышенной абсолютной проницаемости из-за неправильного разделения пор, а уменьшение значения этого параметра позволило выявить более мелкие поры. Также показано, что абсолютная проницаемость и пористость имеют разные взаимосвязи до и после растворения породы с высокими коэффициентами корреляции, которые варьируются от 0,62 до 0,81. Было показано, что растворение породы существенно повлияет на относительные фазовые проницаемости образцов.

Заключение. Растворение породы привело к уменьшению остаточной насыщенности нефти у обоих образцов. В случае вытеснения нефти водой, в результате растворения породы остаточная насыщенность нефти снижалась от 38% до 22% и от 53% до 43% для двух исследуемых образцов. Эти результаты имеют важное значение для понимания течения жидкостей в карбонатных образцах.

Ключевые слова: карбонатные образцы, рентгеновская микрокомпьютерная томография, моделирование, макроскопические характеристики, растворение.

Как цитировать:

Большбек Д.А., Кульджабеков А.Б., Бекбау Б.Е., Узбекалиев К.Ш. Изучение поровой структуры и расчет макроскопических характеристик горных пород на основе изображений рентгеновской микрокомпьютерной томографии // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №2. С. 17–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>.

UDC 519.6, 532.5
CSCSTI 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>

Received: 28.04.2023.

Accepted: 21.06.2023.

Published: 30.06.2023.

Original article

Study of the pore structure and calculation of macroscopic characteristics of rocks based on X-ray microcomputed tomography images

Darezhat A. Bolysbek^{1,2}, Alibek B. Kulzhabekov², Bakbergen Ye. Bekbau¹, Kenboy Sh. Uzbekaliyev¹

¹Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

²Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan

ANNOTATION

Background: Absolute and relative phase permeability and capillary pressure are important parameters in predicting oil and gas production from reservoirs, especially when acidizing the bottomhole zone of a well. They are mainly determined during long and resource-intensive laboratory experiments. Thus, additional approaches are required for the operational determination of the above parameters. The pore-network modeling based on microcomputed tomography data allows, firstly, to study the pore space of rock samples taking into account rock dissolution, secondly, to calculate the main macroscopic properties of rock samples without destroying them, and thirdly, to create a database of digital cores for further research

Aim: Study of the pore space of two carbonate rock samples and the flow of fluids in them using the General Electric V|tome|X S240 MT and using the Avizo and PNFLOW software package.

Materials and methods: This article uses microcomputed tomography with a spatial resolution of ~19 μm and pore-network modeling of fluid flow in porous media to study the pore space of carbonate rock samples and determine absolute and phase permeabilities, as well as capillary pressure.

Results: It is shown that an increase in the value of the Marker Extent parameter leads to a decrease in the number of pores and an overestimated absolute permeability due to improper pore separation, while a decrease in the value of this parameter made it possible to identify smaller pores. It is also shown that absolute permeability and porosity have different relationships before and after rock dissolution with high correlation coefficients that range from 0.62 to 0.81. It has been shown that rock dissolution will significantly affect the relative phase permeability of the samples.

Conclusion: The dissolution of the rock led to a decrease in the residual oil saturation in both samples. In the case of oil displacement by water, as a result of rock dissolution, the residual oil saturation decreased from 38% to 22% and from 53% to 43% for the two samples under study. These results are important for understanding the flow of fluids in carbonate samples.

Keywords: carbonate samples, X-ray microcomputed tomography, modeling, macroscopic characteristics, dissolution.

To cite this article:

Bolysbek DA, Kulzhabekov AB, Bekbau BY, Uzbekaliyev KS. Studying the pore structure and calculation of macroscopic characteristics of rocks based on images from X-Ray microcomputer tomography. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):17–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>.

ӨОЖ 519.6, 532.5

ГТАХР 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>

Қабылданды: 28.04.2023.

Мақұлданды: 21.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

Түпұнса зерттеу

Рентгендік микрокомпьютерлік томография суреттерінің негізінде кеуек құрылымын зерттеу және тау жыныстарының макроскопиялық сипаттамаларын есептеу

Д.Ә. Болысбек^{1,2}, Ә.Б. Құлжабеков², Б.Е. Бекбау¹, К.Ш. Өзбекалиев¹

¹Satbayev University, Алматы қаласы, Қазақстан

²Әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Абсолютті және салыстырмалы фазалық өткізгіштік пен капиллярлық қысым қабаттардан мұнай мен газ өндіруді болжау барысында, әсіресе ұңғыманың төменгі бөлігін қышқылмен өңдеу кезінде маңызды параметрлер болып табылады. Олар негізінен ұзақ және көп ресурстарды қажет ететін зертханалық тәжірибелер кезінде анықталады. Сондықтан, жоғарыда аталған параметрлерді жылдам анықтау үшін қосымша тәсілдер қажет. Микрокомпьютерлік томография (әрі қарай – МТ) деректеріне негізделген кеуек-желілік модельдеу (әрі қарай – КЖМ), біріншіден, тау жыныстарының еруін ескере отырып, тау жыныстары үлгілерінің кеуекті кеңістігін зерттеуге, екіншіден, тау жыныстары үлгілерінің негізгі макроскопиялық қасиеттерін оларды бұзбай есептеуге, үшіншіден, әрі қарай зерттеу үшін цифрлық керндер деректер базасын құруға мүмкіндік береді.

Мақсаты. General Electric V|tome|X S240 МТ көмегімен, және Avizo және PNFLOW бағдарламалық пакеттерін пайдалану арқылы карбонатты тау жынысының екі үлгісінің кеуекті кеңістігін және олар арқылы сұйықтардың ағысын зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Бұл мақалада карбонатты жыныс үлгілерінің кеуекті кеңістігін зерттеу және абсолютті және СӨ, сонымен қатар КҚ анықтау үшін ~19 мкм кеңістіктік дәлдігі бар микрокомпьютерлік томография және кеуекті ортадағы сұйықтық ағынын КЖМ қолданылады.

Нәтижелері. Marker Extent параметрі мәнінің жоғарылауы кеуектер санының азаюына және кеуектердің дұрыс бөлінбеуіне байланысты абсолютті өткізгіштіктің жоғарылауына әкелетін көрсетілген, ал бұл параметр мәнінің төмендеуі кішірек кеуектерді анықтауға мүмкіндік берді. Сондай-ақ, абсолютті өткізгіштік пен кеуектілік 0,62-ден 0,81-ге дейін өзгеретін жоғары корреляциялық коэффициенттері бар тау жынысы ерігенге дейін және одан кейін әртүрлі қатынастарға ие екендігі көрсетілген. Тау жыныстарының еруі үлгілердің салыстырмалы фазалық өткізгіштігіне айтарлықтай әсер ететіні көрсетілген.

Қорытынды. Тау жыныстарының еруі екі үлгіде де мұнайдың қалдық қанықтылығының төмендеуіне әкелді. Мұнайды сумен ығыстыру кезінде, тау жыныстарының еруі нәтижесінде мұнайдың қалдық қанықтылығы зерттелетін екі үлгі үшін 38%-дан 22%-ға дейін және 53%-дан 43%-ға дейін төмендеді. Бұл нәтижелер карбонат үлгілеріндегі сұйықтықтардың ағынын түсіну үшін өте маңызды.

Негізгі сөздер: карбонат үлгілер, рентгендік микрокомпьютерлік томография, модельдеу, макроскопиялық сипаттамалар, еру.

Дәйексөз келтіру үшін:

Болысбек Д.Ә., Құлжабеков Ә.Б., Бекбау Б.Е., Өзбекалиев К.Ш. Рентгендік микрокомпьютерлік томографиядан алынған кескіндер негізінде тау жыныстарының кеуек құрылымын зерттеу және макроскопиялық сипаттамаларын есептеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №2, 17–30 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>.

Введение

Изучение течения жидкостей в пористых средах представляет практический интерес в различных областях, таких как нефтяная инженерия, геология, фармакология и др. Понимание механизмов и характеристик течения жидкостей в пористой среде имеет решающее значение для разработки эффективных стратегий добычи нефти и газа, оценки поглощающей способности пород для хранения CO_2 в пластах, а также прогнозирования переноса загрязнителей подземных вод.

Одним из фундаментальных свойств пористой среды, влияющих на течение жидкостей, является проницаемость – способность пористой среды пропускать жидкости. На проницаемость влияют различные факторы: пористость, распределение пор по размерам, форма пор и т.д. В последние годы с развитием вычислительных методов и технологий получения порового пространства образцов горных пород без разрушения их структуры численное моделирование течения жидкости через пористую среду стало популярным инструментом для изучения сложных явлений и характеристик течения жидкостей в пористой среде.

Один из подходов к моделированию течения жидкостей в пористой среде заключается в использовании поровой сети образцов. Поровые сети представляют собой упрощённые модели реальных пористых сред, где поровое пространство представлено в виде взаимосвязанных поровых тел и каналов. Эти сети строятся на основе статистической информации изображений, полученных с помощью рентгеновских микрокомпьютерных томографий (далее – МТ) или других экспериментальных данных, и позволяют моделировать течение жидкостей в масштабе пор [1].

Моделирование двухфазного потока в поровой сети является актуальной задачей при добыче нефти и газа, улавливании и хранении CO_2 в пластах и восстановлении почвы. В двухфазном потоке относительная фазовая проницаемость (далее – ОФП) является важной функцией, характеризующей совместное течение жидкостей в пористой среде [2].

В построении поровых сетей очень важно отметить контрастный фактор

(параметр Marker Extent), который существенно влияет на основные характеристики поровой структуры. Однако влияние значений данного параметра на результаты расчетов на сегодняшний день изучено недостаточно.

В нескольких исследованиях изучалось влияние данного параметра на анализ поровой сети. Ряд исследований показал, что разные значения параметра могут приводить к значительно отличающимся значениям проницаемости [3–5]. Другие исследования были сосредоточены на анализе двухфазного потока в пористой среде, при этом некоторые из них подчёркивали важность смачиваемости и геометрии пор при определении ОФП различных жидкостей [6–8].

Целью настоящей статьи является изучение влияния параметра Marker Extent на основные результаты, полученные на поровых сетях, а также расчёт макроскопических характеристик образцов горной породы при течении однофазной и двухфазной жидкостей с учётом растворения породы на основе томографических данных. Косвенной целью настоящего исследования является раскрытие возможностей МТ при изучении порового пространства образцов горных пород.

Материалы

В качестве данных для исследования были использованы цифровые 3D модели цилиндрических образцов №7 и №10 (диаметром ~3 см и длиной ~5 см) карбонатного коллектора каменноугольной системы одного из месторождений Республики Татарстан. Эти образцы были выбраны из 8 образцов по степени неоднородности их поровой структуры: образец №10 имеет более однородную структуру, а №7 – неоднородную. Цифровые 3D модели этих образцов были построены на основе двумерных изображений, полученных с помощью МТ General Electric V|tome|X S240 [9]. Разрешение данного микрокомпьютерного томографа составляет около 19 мкм. Отметим, что томографические изображения были отфильтрованы и отсегментированы на программном пакете Avizo (рис. 1).

В оба образца были закачаны растворы соляной кислоты (HCl) до его прорыва на выходном торце образцов.

В образец №7 был закачан 12%-й раствор HCl с расходом 8 мл/мин, а в образец №10 – 18%-й раствор HCl с расходом 2 мл/мин. На рис. 2 показано поровое пространство образцов №7 и №10 до и после их растворения HCl. Тёмно-синими областями на светло-синем фоне визуализированы каналы растворения (червоточины). Отметим, что закачка кислотного раствора осуществлялась снизу вверх. Начальные пористости и проницаемости образцов №7 и №10 составили 21%, 0,72 мкм² и 19%, 0,29 мкм² соответственно. Рассмотренные образцы состоят практически полностью из кальцита, содержание доломита и кварца составляет менее 1%. Определение минерального состава образцов проводилось на торцевых цилиндрах образцов с помощью рентгеновского дифрактометра Bruker D2 Phaser.

Методы

Программный пакет Avizo [10] позволяет обработать сырые изображения, полученные рентгеновской МТ, и дальше построить цифровые 3D модели и поровые сети образцов. Для построения поровой сети образца сегментированное изображение разделяется на объекты (отдельные поры). Для этого в Avizo используется модуль Separate objects. Модуль Separate objects вычисляет линии водораздела бинарного изображения. Этот модуль представляет собой высокоуровневую комбинацию алгоритмов водораздела, преобразования расстояния и численной реконструкции. После разделения на соединенные объекты на них будет наложена поровая сеть, в которой поры будут представлены в виде сферы, центр которой будет соответствовать центру поры, и соединения между двумя центрами соседних сфер будут являться горловинами пор и представлять собой цилиндры. Поровая сеть строится для дальнейшего расчёта поля скорости, давления и насыщенности фаз, на основе которых вычисляются такие важные характеристики образцов, как абсолютная и ОФП и капиллярное давление (далее – КД). Но при построении поровой сети возникает сложность с выбором правильного значения параметра Marker Extent.

Для изучения влияния параметра Marker Extent производилось несколько

операций с его различными значениями, т.е. были сравнены построенные поровые сети для разных значений данного параметра. В итоге были использованы значения Marker Extent от 1 до 10 при разделении порового пространства на отдельные объекты и для построения поровой сети образца. Этот параметр влияет на количество разделенных пор и является важным, т.к. в конечном счете это повлияет на фильтрационные характеристики образца. Неправильный выбор этого параметра приведёт к переоценке или недооценке проницаемости, извилистости и т.д. После разделения на объекты для каждого значения Marker Extent были построены поровые сети, а также были получены геометрические и фильтрационные параметры.

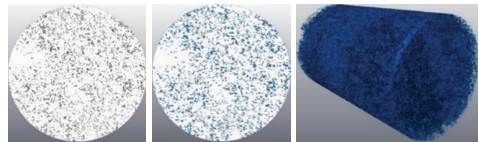


Рисунок 1. Оригинальное (слева), сегментированное (в центре) изображение и поровое пространство (справа) карбонатного образца
Figure 1. Original (left), segmented image and pore space (right) of a carbonate sample

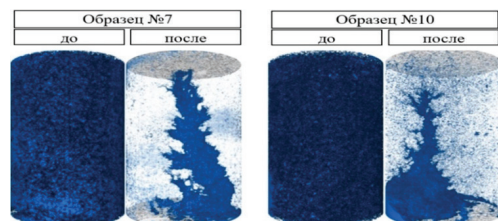


Рисунок 2. 3D модели образцов №7 (слева) и №10 (справа) до и после растворения [9]
Figure 2. 3D models of samples No. 7 (left) and No. 10 (right) before and after dissolution [9]

Следующие параметры были вычислены при различных значениях Marker Extent: эквивалентный радиус пор, координационное число, размер горловины, извилистость и абсолютная проницаемость. Avizo рассчитывает размер горловины путём анализа поровой сети и измерения расстояния между центрами пор в самом узком месте, а извилистость рассчитывается путём измерения длины

пути прохождения жидкости и сравнением с расстоянием по прямой между двумя точками.

Абсолютная проницаемость образца определяется по закону Дарси (1):

$$k = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (1)$$

где Q – расход жидкости, μ – вязкость жидкости, L – длина образца в направлении потока, ΔP – градиент давления, A – площадь поперечного сечения образца. Расход определяется через гидравлическую проводимость, которая, в свою очередь, определяется по геометрическим характеристикам поровой сети [11]. В настоящем исследовании были использованы следующие значения: $\Delta P = 0,01$ МПа, $\mu = 1$ мПа·с.

После построения поровой сети образцов на ней вычисляются давление, насыщенность и скорость фаз. Для этого симулируются течения однофазной и двухфазной жидкостей в поровой сети на основе закона сохранения фаз Пуазейля и Дарси. Затем по известным давлению, насыщенности и скорости вычисляются макроскопические параметры (абсолютная и ОФП, КД и извилистость) [12].

Результаты и их обсуждения

Влияние параметра Marker Extent на результаты обработки изображений МТ

С целью экономии времени из цилиндрических образцов были выделены кубические мини-образцы, и их поровое пространство было разделено на отдельные соединённые поры для значения параметра Marker Extent от 1 до 5 (рис. 3, первая строка). Затем для наглядности были выделены отдельно стоящие поры (вторая строка) и построены их поровые сети (третья строка). Разный цвет означает отдельные поры. Отметим, что некоторые поры могут иметь одинаковый цвет, т.к. количество цветов ограничено.

На рис. 3 видно, что по мере роста Marker Extent, отдельные объекты (поры), имеющие сложную геометрическую форму, рассматриваются как одна большая пора, что в свою очередь может привести к неправильной оценке макроскопических характеристик. В поровых сетях (последняя строка) также можно заметить существенное уменьшение количества

пор при увеличении Marker Extent. Полная поровая сеть, построенная для каждого значения параметра Marker Extent, показана в последнем столбце. Как видно на рисунке, вместе с укрупнением пор уменьшается их количество по мере роста параметра Marker Extent. Укрупнение пор можно увидеть также из распределения пор (рис. 4). Сравнивая поровое пространство и соответствующие поровые сети для каждого значения Marker Extent между собой, можно сказать, что наиболее подходящими значениями этого параметра являются 1 и 2, для которых не происходит укрупнения пор (объединения отдельных пор в одно большое).

При анализе данных с помощью Avizo в качестве характерного размера пор и горловин были взяты их эквивалентные радиусы. При различных значениях Marker Extent было замечено, что радиус большинства пор находится в интервале 0,058–0,178 мм (рис. 4). Однако с увеличением Marker Extent количество пор сильно сокращается, что подтверждается визуально в поровых сетях и разделенных объектах (рис. 3). Несмотря на похожую тенденцию распределения пор при различных значениях маркера, можно также заметить, что с увеличением значения Marker Extent появляются скачки в сторону увеличения размера пор.

В отличие от распределения пор, горловины пор имеют правостороннее распределение (рис. 5). Радиус большинства горловин находились в диапазоне 0,014–0,094 мм. При больших значениях Marker Extent видно, что размеры горловин смещаются к большим значениям. Очевидно, что размеры пор и горловин растут с увеличением значения Marker Extent, что приводит к уменьшению количества пор и увеличению соединений, т.е. горловин пор. Но следует отметить, что это может привести к неправильной оценке проницаемости и извилистости, поскольку выше было показано, насколько грубо разделяется структура порового пространства при высоких значениях Marker Extent (рис. 4).

На рис. 6 показано, что для значения Marker Extent от 10 до 3 проницаемость образца сильно изменяется (график слева). Однако отметим, что если уменьшение Marker Extent от 10 до 6 приводит к изменению проницаемости в среднем на 450% от абсолютной проницаемости

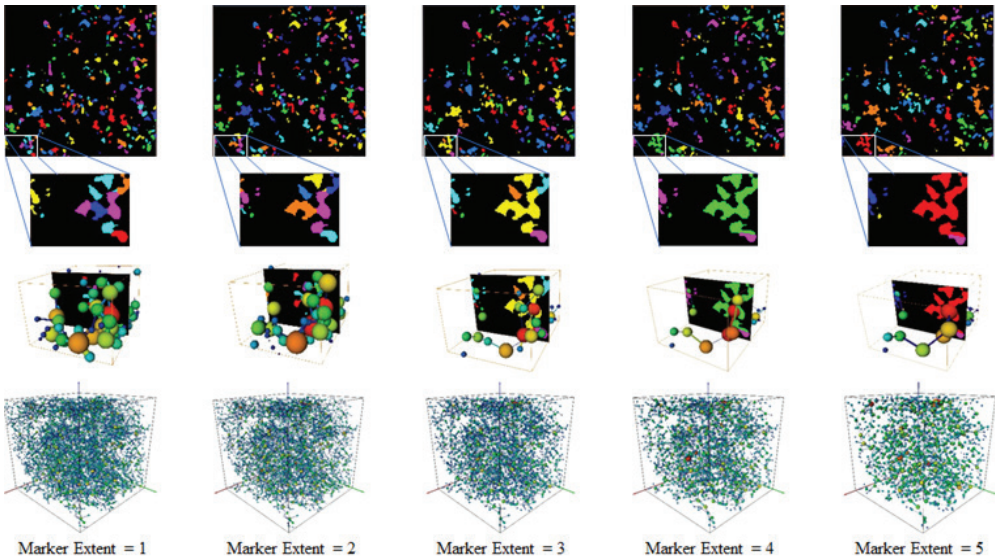


Рисунок 3. Схема классификации объектов разными статистическими методами при различных условиях представления исходной информации
Figure 3. Scheme for classifying objects by different statistical methods under different conditions for presenting initial information

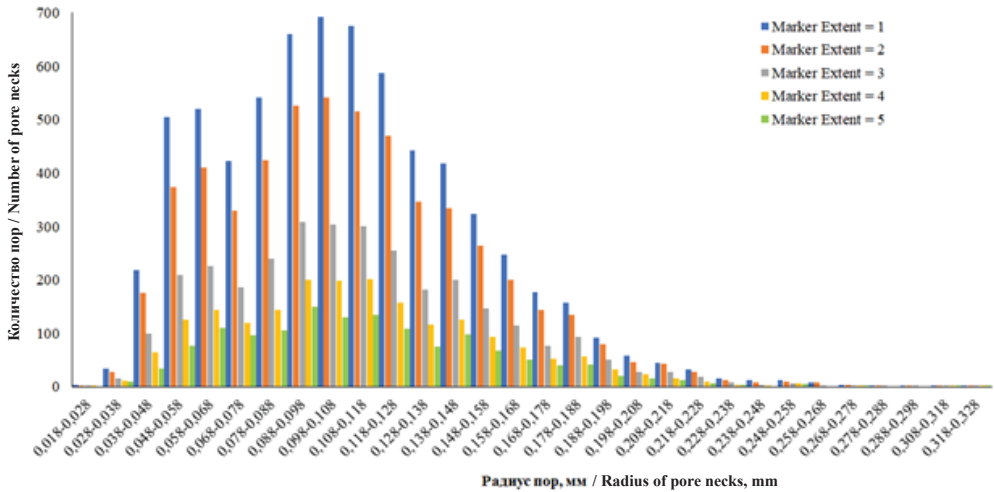


Рисунок 4. Распределение пор по их размерам при разных Marker Extent
Figure 4. Pore size distribution at different Marker Extents

для Marker Extent = 1, то уменьшение от 6 до 3 приводит к изменению проницаемости на 70%, а дальнейшее уменьшение Marker Extent от 3 до 1 приводит к изменению проницаемости всего на 10%. Кроме того, координационное число (рис. 6, график слева), средний радиус пор и горловин (рис. 6, график справа) также снижаются по мере уменьшения Marker Extent, и изменения

стабилизируются для маленьких значений Marker Extent. Изменение в извилистости при значениях Marker Extent > 1 в среднем составило менее 4%. Средний радиус горловин также немного увеличивается по мере увеличения значения маркера. Поэтому для определения подходящего значения Marker Extent для конкретного образца следует выбирать такое значение, при котором проницаемость

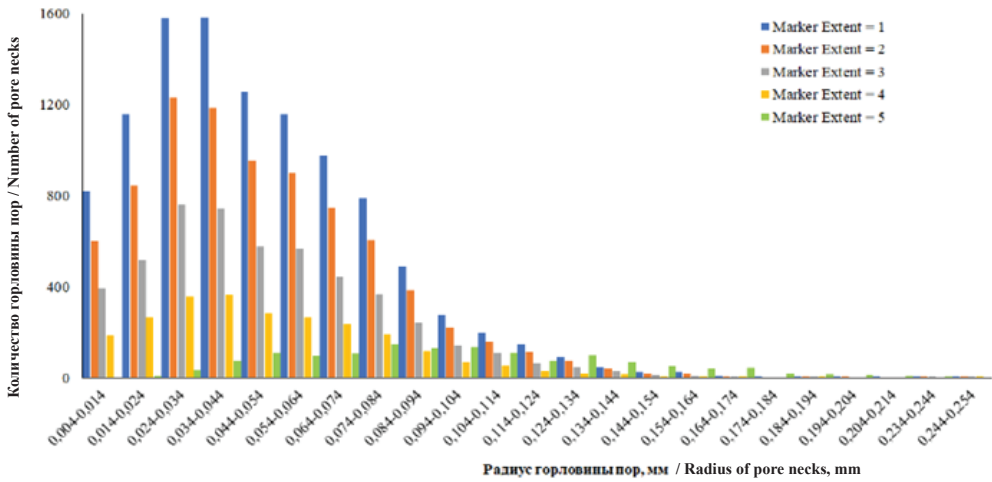


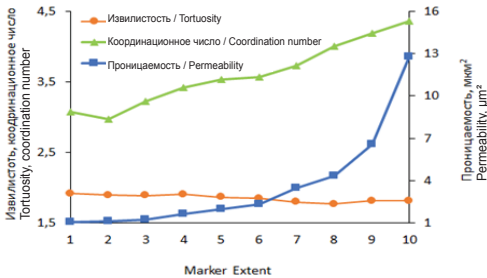
Рисунок 5. Распределение горловин пор по их размерам при разных Marker Extent
Figure 5. Distribution of pore necks by their size at different Marker Extents

перестает существенно изменяться. Для нашего примера это значение составляет от 1 до 3. Это также подтверждается несущественным изменением в поровом пространстве образца (рис. 3).

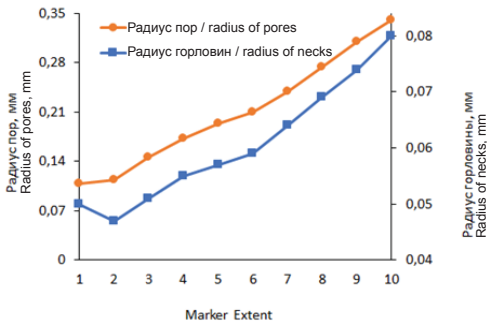
Расчет макроскопических характеристик образцов №7 и №10

В целях экономии времени и вычислительного ресурса для расчета абсолютной и ОФП, а также КД были выделены $59 \times 2 = 118$ и $52 \times 2 = 104$ мини-образцы кубической формы объемом $\sim 7,6 \text{ мм}^3$ до и после растворения породы, соответственно, из образца №10 и №7 с учетом выброшенных непроницаемых мини-образцов. Пример выделения мини-образцов из цилиндрического образца проиллюстрирован на рис. 7. Отметим, что идентичные мини-образцы были выделены из цифровой модели до и после растворения одного и того же образца с целью выявления любых изменений из-за растворения породы. После этого были проведены симуляции однофазной и двухфазной жидкостей сквозь каждые выделенные мини-образцы с целью определения их основных макроскопических характеристик. В расчетах значение параметра Marker Extent было принято равным 1.

Результаты показали, что пористость и проницаемость мини-образцов до растворения образца №10 находятся в диапазоне 8,8–17,4% и $0,0016\text{--}1,66 \text{ мкм}^2$ соответственно; после растворения диапазоны значений данных показателей изменились – 11,7–21,1% и $0,05\text{--}9,1 \text{ мкм}^2$ соответственно. Для образца №7 эти диапазоны составили: до – 9,2–21,5% и $0,0002\text{--}4,4 \text{ мкм}^2$, после – 12,4–32,3% и $0,013\text{--}33,3 \text{ мкм}^2$ соответственно (рис. 8).



а)



б)

Рисунок 6. Изменение по Marker Extent
Figure 6. Change by Marker Extent

а) извилистость, координационное число, абсолютная проницаемость / tortuosity, coordination number, absolute permeability; б) радиус пор и горловин / radius of pores and necks

На рис. 8 показаны зависимости абсолютной проницаемости от пористости для образцов №7 и №10, а также видно, что существует очевидная взаимосвязь между проницаемостью и пористостью как до, так и после растворения, с высокими коэффициентами корреляции. Наилучшая взаимосвязь представляется в виде степенной зависимости. Каждый окрашенный символ на графиках соответствует каждому мини-образцу. Графики также показывают, что взаимосвязи между проницаемостью и пористостью до и после растворения различаются. Это объясняется тем, что в процессе растворения породы образовались новые взаимосвязи между порами. Изменение зависимостей в результате растворения породы должны быть учтены при проведении гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений, когда в скважинах проводились мероприятия по интенсификации притока. Обычно в подобных расчётах результаты кислотной обработки призабойной зоны скважин учитываются в виде увеличения абсолютной проницаемости в определенное количество раз. Важно отметить, что проницаемость рассмотренных образцов существенно увеличилась после растворения.

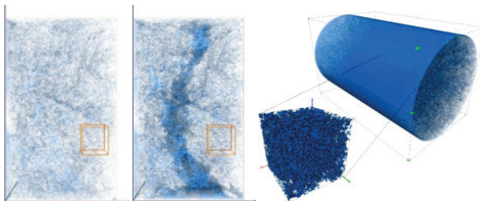


Рисунок 7. Выделение мини-образца из цилиндрического образца до (слева) и после (в центре) растворения в 2D и 3D (справа)

Figure 7. Separation of a mini-sample from a cylindrical sample before (left) and after (center) dissolution in 2D and 3D (right)

Далее вычисляем ОФП и КД для рассмотренных образцов, результаты которых приведены на рис. 9–11. На рис. 9 показаны ОФП воды и нефти в зависимости от насыщенности воды образца №7 для случая пропитки (вытеснения нефти водой) и дренажа (вытеснения воды нефтью). Как показывают графики,

растворение породы сильно влияет на кривые ОФП в обоих случаях. Эти изменения существенные, особенно при больших значениях насыщенности воды. Замечается увеличение ОФП воды после растворения породы, а также снижение остаточной насыщенности нефти после растворения (см. кривые с красными ромбиками), что показывает положительное влияние кислотной обработки на транспортную способность нефти в пласте (подвижность нефтяной фазы увеличилась). Если для случая пропитки остаточная насыщенность нефти до растворения составляет 53%, то после растворения это значение уменьшилось до 43% (рис. 9, графики слева). Для случая дренажа эти значения составляют 15 и 11% соответственно до и после растворения (рис. 9, графики справа). Диапазоны изменения насыщенности воды до и после растворения составили 4,1–62% и 4,2–70% соответственно.

В случае с образцом №10 наблюдается такая же тенденция, как и в случае с образцом №7 в результате растворения породы. Однако для образца №10 кривые ОФП для случая дренажа мало изменились в результате растворения породы (рис. 10, графики справа). Для случая пропитки остаточная насыщенность нефти до растворения составляет 38%, после растворения это значение уменьшилось до 22% (рис. 10, графики слева). В случае дренажа эти значения составили 12 и 17% соответственно до и после растворения (рис. 10, графики справа). Диапазоны изменения насыщенности воды до и после растворения составили 4,6–67% и 2,2–81% для пропитки, 4,6–100% и 2,2–100% для дренажа соответственно.

Капиллярное давление также является одной из важных макроскопических характеристик пористой среды и обычно определяется методом закачки ртути в лабораторных условиях. Распределение рассчитанного КД по насыщенности воды для образцов №7 и №10 показаны на рис. 11. Как показывают графики, КД мало изменилось в результате растворения и для случая пропитки, и для случая дренажа. При этом, как было сказано выше, очевидными в результате растворения являются изменение остаточной насыщенности нефти и диапазоны изменения насыщенности воды. Незначительные изменения в кривых

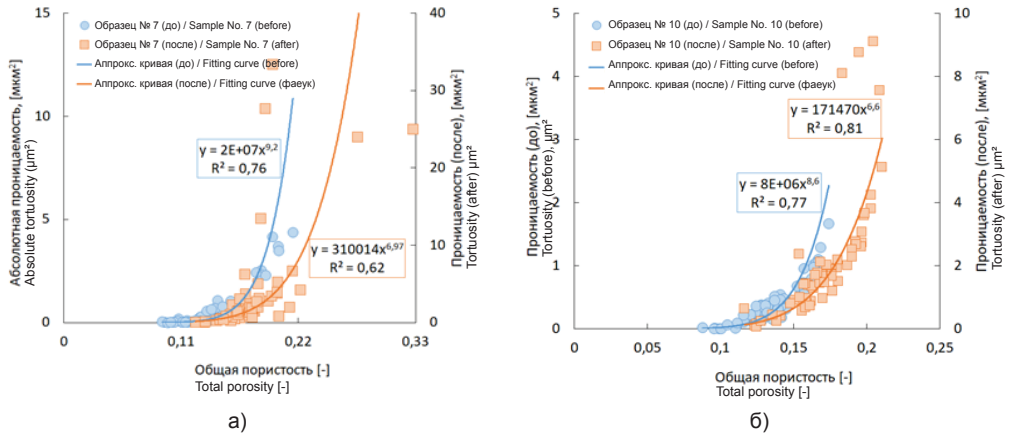


Рисунок 8. Зависимости проницаемости от пористости до и после растворения породы
Figure 8. Dependences of permeability on porosity before and after rock dissolution
 а) образец № 7 / sample No. 7; б) образец № 10 / sample No. 10

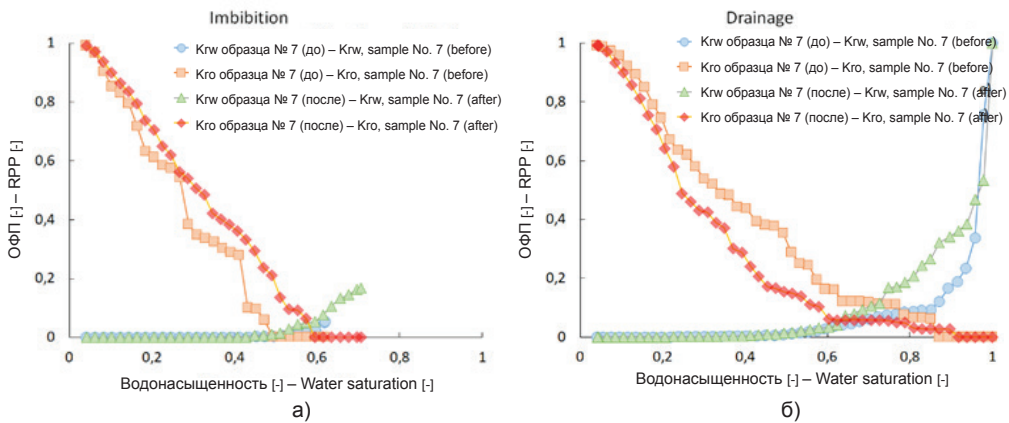


Рисунок 9. Зависимости ОФП образца № 7 от насыщенности воды до и после его растворения
Figure 9. Dependences of RPP of sample No. 7 on water saturation before and after its dissolution
 а) пропитка / imbibition; б) дренаж / drainage

КД можно объяснить тем, что инерционная сила преобладала над межповерхностной силой, поскольку движение нефти и воды в поровом пространстве рассмотренных образцов в основном происходило за счёт перепада давления, созданного на концах образцов.

Заключение

На основании результатов исследования можем сделать следующие выводы:

1. Параметр Marker Extent оказал существенное влияние на результаты анализа, при этом увеличение его значения привело к уменьшению количества пор и завышенной проницаемости. Умень-

шение значения Marker Extent может помочь идентифицировать более мелкие поры отдельно, что приводит к приемлемым результатам, но это увеличивает время расчета. По нашим оценкам, наиболее подходящее значение параметра Marker Extent составило 1–3 для рассмотренных образцов.

2. Распределение пор и горловины следует аналогичным закономерностям: увеличение Marker Extent приводит к увеличению размера горловины, уменьшению количества пор и увеличению координационного числа.

3. Растворение породы существенно повлияло на закономерности абсолютной проницаемости: зависимость

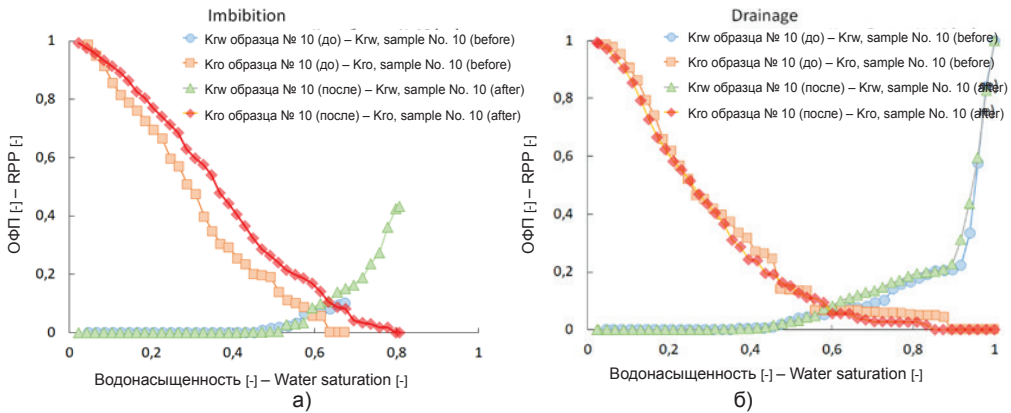


Рисунок 10. Зависимости ОФП образца № 10 от насыщенности воды до и после его растворения

Figure 10. Dependences of RPP of sample No. 10 on water saturation before and after its dissolution

а) пропитка / imbibition; б) дренаж / drainage

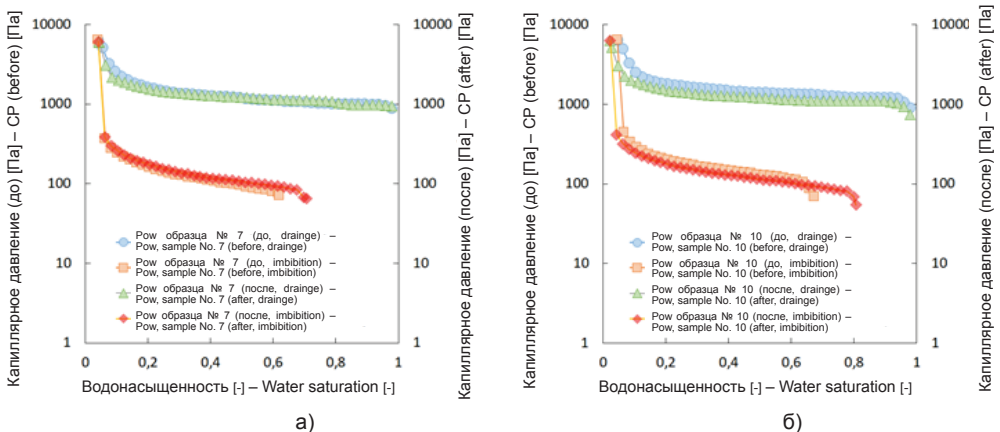


Рисунок 11. Зависимости КД от насыщенности воды до и после растворения

Figure 11. Dependences of CP on water saturation before and after dissolution

а) образце № 7 / sample No. 7; б) образец № 10 / sample No. 10

проницаемости от пористости описывается разными степенными законами до и после растворения.

4. Растворение породы также существенно повлияло на кривые ОФП: в результате растворения остаточная насыщенность нефти снижается, а КД меняется незначительно в результате растворения породы для обоих образцов.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование было профинансировано Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в рамках проекта AP09058419 «Прогнозирование характеристик пористой

5. Рентгеновская МТ показала себя как эффективный метод изучения порового пространства горных пород, позволяющий извлекать поровую сеть для оперативного определения транспортных свойств образцов (абсолютная и ОФП, извилистость, КД) с помощью ПСМ течения жидкостей в поровом пространстве образцов горных пород.

среды с учетом режимов растворения породы в масштабе пор на основе машинного обучения».

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов,

связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Болысбек Д.А. – обработка данных с микрокомпьютерной томографии, построение трехмерной цифровой модели цилиндрических образцов, вычисление абсолютной проницаемости и извилистости, написание рукописи; Кульджабеков А.Б. – разработка методики проведения исследования, вычисление относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, анализ результатов исследования, Бекбау Б.Е. – разработка методики проведения исследования, анализ результатов исследования, Узбекилиев К.Ш. – вычисление относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, проведение поросетевого моделирования с помощью Avizo.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was funded by the Committee of Science of the Ministry

of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan under the project AP09058419 “Prediction of the characteristics of a porous medium, taking into account rock dissolution regimes at the pore scale based on machine learning”.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Darezhat A. Bolysbek – processing data from micro-computed tomography, building a three-dimensional digital model of cylindrical samples, calculating absolute permeability and tortuosity, writing a manuscript; Alibek B. Kulzhabekov – development of research methods, calculation of relative phase permeabilities and capillary pressure, analysis of research results; Bakbergen Ye. Bekbau – development of research methodology, analysis of research results; Kenboy Sh. Uzbekaliyev – Calculation of relative phase permeabilities and capillary pressure, performing pore-network modeling using Avizo.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Cnudde V., Boone M.N.* High-resolution X-ray computed tomography in geosciences, a review of the current technology and applications // *Earth-Science Reviews*. 2013. Vol. 123. P. 1–17. doi: 10.1016/j.earscirev.2013.04.003.
2. *Golparvar A., Zhou Y., Wu K., et al.* A comprehensive review of pore scale modeling methodologies for multiphase flow in porous media // *Adv Geo-Energy Res*. 2018. Vol. 2, N 4. P. 418–440. doi:10.26804/ager.2018.04.07.
3. *Zel I., Kenessarın M., Kichanov S., et al.* Pore Segmentation Techniques for Low-Resolution Data, Application to the Neutron Tomography Data of Cement Materials // *J Imaging*. 2022. Vol. 8, N 9. P. 242. doi:10.3390/jimaging8090242.
4. *Piovesan A., Achille C., Ameloot R., et al.* Pore network model for permeability characterization of three-dimensionally-printed porous materials for passive microfluidics // *Phys Rev E*. 2019. Vol. 99, N 3. doi:10.1103/PhysRevE.99.033107.
5. *Md Ferdous A., Asadul H.* A New Cluster Analysis-Marker-Controlled Watershed Method for Separating Particles of Granular Soils // *Materials*. 2017. Vol. 10, N 10. P. 1195. doi:10.3390/ma10101195.
6. *Soulaine C., Gjetvaj F., Garing C., et al.* The Impact of Sub-Resolution Porosity of X-ray Microtomography Images on the Permeability // *Transport in Porous Media*. 2016. Vol. 113, N 1. P. 227–243. doi:10.1007/s11242-016-0690-2.
7. *Bultreys T., Van Hoorebeke L., Cnudde V.* Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks // *Adv Water Resour*. 2015. Vol. 78. P. 36–49. doi:10.1016/j.advwatres.2015.02.003.

8. Raeini A.Q, Bijeljic B, Blunt M.J. Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method // *J Comput Phys*. 2012. Vol 231, N 17. P. 5653–5668.
9. Akasheva Zh.K., Bolysbek D.A., Assilbekov B.K. Study of carbonate rock dissolution using x-ray microcomputed tomography: impact of acid flow rate // *News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences*. 2023. Vol. 1, N 457, 20–32. doi.org/10.32014/2023.2518-170X.256
10. Amira-Avizo Software [интернет]. Thermo Fisher Scientific [дата обращения: 28.04.2023]. Доступ по ссылке: <https://www.fei.com/software/amira-avizo/>.
11. Youssef S, Rosenberg E, Gland N., et al. High Resolution CT and Pore-Network Models to Assess Petrophysical Properties of Homogeneous and Heterogeneous Carbonates. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference; 2007 Oct 28–31; Abu Dhabi, UAE. Paper Number: SPE-111427-MS.
12. Pnflow simulation code [интернет]. Github [дата обращения: 28.04.2023]. Доступ по ссылке: <https://github.com/aliraeini/pnflow>.

REFERENCES

1. Cnudde V, Boone MN. High-resolution X-ray computed tomography in geosciences, a review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*. 2013;123:1–17. doi: 10.1016/j.earscirev.2013.04.003.
2. Golparvar A, Zhou Y, Wu K, et al. A comprehensive review of pore scale modeling methodologies for multiphase flow in porous media. *Adv Geo-Energy Res*. 2018;2(4):418–440. doi:10.26804/ager.2018.04.07.
3. Zel I, Kenessarin M, Kichanov S, et al. Pore Segmentation Techniques for Low-Resolution Data, Application to the Neutron Tomography Data of Cement Materials. *J Imaging*. 2022;8(9):242. doi:10.3390/jimaging8090242.
4. Piovesan A, Achille C, Ameloot R, et al. Pore network model for permeability characterization of three-dimensionally-printed porous materials for passive microfluidics. *Phys Rev E*. 2019;99(3). doi:10.1103/PhysRevE.99.033107.
5. Md Ferdous A, Asadul H. A New Cluster Analysis-Marker-Controlled Watershed Method for Separating Particles of Granular Soils. *Materials*. 2017;10(10):1195. doi:10.3390/ma10101195.
6. Soulaïne C, Gjetvaj F, Garing C, et al. The Impact of Sub-Resolution Porosity of X-ray Microtomography Images on the Permeability. *Transport in Porous Media*. 2016;113(1): 227–243. doi:10.1007/s11242-016-0690-2.
7. Bultreys T, Van Hoorebeke L, Cnudde V. Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks. *Adv Water Resour*. 2015;78:36–49. doi:10.1016/j.advwatres.2015.02.003.
8. Raeini AQ, Bijeljic B, Blunt MJ. Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method. *J Comput Phys*. 2012;231(17):5653–5668.
9. Akasheva ZK, Bolysbek DA, Assilbekov BK. Study of carbonate rock dissolution using x-ray microcomputed tomography: impact of acid flow rate. *News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences*. 2023;1(457):20–32. doi.org/10.32014/2023.2518-170X.256.
10. Amira-Avizo Software [Internet]. Thermo Fisher Scientific [cited 2023 April 28]. Available from: <https://www.fei.com/software/amira-avizo/>.
11. Youssef S, Rosenberg E, Gland N., et al. High Resolution CT and Pore-Network Models to Assess Petrophysical Properties of Homogeneous and Heterogeneous Carbonates. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference; 2007 Oct 28–31; Abu Dhabi, UAE. Paper Number: SPE-111427-MS.
12. Pnflow simulation code [Internet]. Github [cited 2023 April 28]. Available from: <https://github.com/aliraeini/pnflow>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Болысбек Дәрежат Абілсеитұлы**

ORCID 0000-0001-8936-3921

e-mail: *bolysbek.darezhat@gmail.com*.**Кульджабеков Алибек Бахиджанович**

PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463

e-mail: *alibek.kuljabekov@gmail.com*.**Бекбау Бақберген Ермекбайұлы**

PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626

e-mail: *bakbergen.bekbau@gmail.com*.**Узбекалиев Кенбой Шералиугли**

ORCID 0009-0000-6917-4963

e-mail: *kzkenbai@gmail.com*.**AUTHORS' INFO*****Darezhat A. Bolysbek**

ORCID 0000-0001-8936-3921

e-mail: *bolysbek.darezhat@gmail.com*.**Alibek B. Kulzhabekov**

PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463

e-mail: *alibek.kuljabekov@gmail.com*.**Bakbergen Ye. Bekbau**

PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626

e-mail: *bakbergen.bekbau@gmail.com*.**Kenboy Sh. Uzbekaliyev**

ORCID 0009-0000-6917-4963

e-mail: *kzkenbai@gmail.com*.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author