

ЕСЕПТЕУ МАТЕМАТИКАСЫ ЖӘНЕ МАТЕМАТИКАЛЫҚ MODELDEY
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ МАТЕМАТИКА И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
COMPUTER MATHEMATICS AND MATHEMATICAL MODELING

МРНТИ 27.41, 30.17
УДК 519.6, 532.5

10.51889/2959-5894.2023.82.2.006

Д.Ә. Болысбек^{1,2}, Б.К. Асилбеков^{1,3}, А.Б. Кульджабеков^{1,4}

¹Сәтбаев Университеті, г. Алматы, Қазақстан

²Қазақстанның ұлттық университеті атындағы аль-Фараби, г. Алматы, Қазақстан

³Университет Кюсю, Фукуока, Жапония

⁴Назарбаев Университеті, г. Астана, Қазақстан

**e-mail: assilbekov.b@gmail.com*

**ЧИСЛЕННОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСТВОРЕНИЯ ПОРОДЫ НА ПОРОВУЮ СТРУКТУРУ
КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗЦОВ НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ**

Аннотация

В статье изучается изменение поровой структуры карбонатных образцов, состоящие практически полностью из кальцита, в результате растворения. С этой целью были отобраны 8 кубических мини-образцов (№1-8) из 4 цилиндрических карбонатных образцов (I, II, III и IV), которые были испытаны во время лабораторных экспериментов по закачке 12% и 18% растворов соляной кислоты. Кислотные растворы закачивались с расходом 4 и 8 мл/мин, соответственно. Поровая структура мини-образцов получена с помощью программного пакета Avizo на основе двумерных снимков с рентгеновской томографии с разрешением ~19 мкм. Характеристики мини-образцов были рассчитаны путем поромасштабного моделирования течения воды. Существенное изменение в поровой структуре произошло в мини-образце №3 с низкой начальной пористостью (8,7%) для которого прирост проницаемости составил 65 раз над ее начальным значением. Было выявлено, что у мини-образцов №1, 3 и 4, для которых средние радиусы пор и горловин увеличились на более чем 10%, произошел значительный прирост проницаемости (2,5-65 раз). Наоборот, изменения в средних радиусах пор и горловин мини-образца №2 на ~3% привели к росту его проницаемости всего на 25%. Растворение породы значительно повлияло на распределение пор по размерам. Результаты данного исследования могут быть полезны для оценки прироста проницаемости пласта при стимулировании притока нефти к скважине путем закачки кислотных растворов и вместительной и транспортной способности пластов карбонатных пород при закачке CO₂.

Ключевые слова: растворение породы, поромасштабное моделирование, микрокомпьютерная томография, мини-образец, карбонатная порода.

Аңдатпа

Болысбек Д.Ә.^{1,2}, Асилбеков Б.К.^{1,3}, Кульджабеков А.Б.^{1,4}

¹Сәтбаев Университеті, Алматы қ., Қазақстан

²Әл-Фараби атындағы Қазақ ұлттық университеті, Алматы қ., Қазақстан

³Кюсю университеті, Фукуока, Жапония

⁴Назарбаев Университеті, Астана қ., Қазақстан

**ТАУ ЖЫНЫСЫ ЕРУІНІҢ КАРБОНАТТЫ ҮЛГІЛЕРДІҢ КЕУЕК ҚҰРЫЛЫМЫНА ӘСЕРІН
ЭКСПЕРИМЕНТАЛДЫҚ МӘЛІМЕТТЕР НЕГІЗІНДЕ САНДЫҚ ЗЕРТТЕУ**

Мақалада толығымен дерлік кальциттен тұратын карбонат үлгілерінің еруі нәтижесінде олардың кеуек құрылымының өзгеруі зерттеледі. Осы мақсатта 12% және 18% тұз қышқылы ерітінділерін айдау бойынша зертханалық тәжірибелер кезінде сыналған 4 (I, II, III және IV) цилиндрлік карбонатты үлгілерден 8 текше тәріздес шағын үлгілер (№1-8) таңдалды. Қышқыл ерітінділері сәйкесінше 4 және 8 мл/мин ағын жылдамдығымен айдалды. Шағын үлгілердің кеуек құрылымы, дәлдігі ~19 мкм болатын рентгендік томографиялық кескіндер негізінде Avizo бағдарламалық пакетін пайдалану арқылы алынды. Шағын үлгілердің сипаттамалары су ағынын кеуекті масштабта модельдеу арқылы есептелді. Кеуек құрылымындағы елеулі өзгеріс бастапқы кеуектілігі төмен (8,7%) болатын №3 шағын үлгіде орын алды, ал оның өткізгіштігі бастапқы мәніне

қарағанда 65 есеге артты. Орташа кеуек және жұтқыншақ радиустары 10%-дан астам ұлғаюы байқалған №1, 3 және 4 шағын үлгілерде өткізгіштіктің айтарлықтай жоғарылағаны (2,5-65 есе) байқалды. Керісінше, №2 шағын үлгінің орташа кеуек мен жұтқыншақ радиустарының ~3% өзгеруі оның өткізгіштігінің 25%-ға ғана артуына әкелді. Тау жыныстарының еруі кеуек өлшемінің таралуына айтарлықтай әсер етті. Бұл зерттеудің нәтижелері қышқыл ерітінділерін айдау арқылы ұңғымаға мұнай ағынын ынталандыру кезінде қабаттың өткізгіштігінің жоғарылауын және CO₂ айдау кезінде карбонатты жыныс қабаттарының сыйымдылығы мен тасымалдау қабілетін бағалау үшін пайдалы болуы мүмкін.

Түйін сөздер: тау жынысының еруі, кеуекті масштабта модельдеу, микрокомпьютерлік томография, шағын үлгілер, карбонатты тау жынысы.

Abstract

NUMERICAL STUDY OF THE EFFECT OF ROCK DISSOLUTION ON THE PORE STRUCTURE OF CARBONATE SAMPLES BASED ON EXPERIMENTAL DATA

Bolysbek D.A.^{1,2}, Assilbekov B.K.^{1,3}, Kuldjabekov A.B.^{1,4}

¹*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*

²*Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan*

³*Kyushu University, Fukuoka, Japan*

⁴*Nazarbayev University, Astana, Kazakhstan*

The article studies the change in the pore structure of carbonate samples, consisting almost entirely of calcite, as a result of dissolution. For this purpose, 8 cubic sub-samples (#1-8) were selected from 4 cylindrical carbonate samples (I, II, III and IV), which were tested during laboratory experiments on pumping 12% and 18% hydrochloric acid solutions. Acid solutions were pumped at a flow rate of 4 and 8 ml/min, respectively. The pore structure of sub-samples was obtained using the Avizo software based on 2D X-Ray tomography images with a resolution of ~19 μm. The characteristics of sub-samples were calculated by pore-scale simulation of water flow. A significant change in the pore structure indicated in sub-sample #3 with low initial porosity (8.7%) for which permeability increased 65 times its initial value. It was found that in sub-samples #1, 3 and 4, for which the mean pore and throat radii increased by more than 10%, there was a significant increase in permeability (2.5-65 times). On the contrary, ~3% changes in the mean pore and throat radii of sub-sample #2 led to an increase in its permeability by only 25%. Rock dissolution significantly affected the pore size distribution. The results of this study can be useful for assessing the increase in reservoir permeability when stimulating the oil flow to the well by injecting acid solutions and the capacity and transport capabilities of carbonates during CO₂ injection.

Keywords: rock dissolution, pore-scale modeling, microcomputed tomography, sub-sample, carbonate rock.

Введение

Изучение изменения микроструктуры пористых сред из-за растворения пород является актуальной задачей при интенсификации добычи углеводородов из карбонатных пластов и закачке CO₂ в водоносные горизонты с целью его дальнейшего хранения. Карбонатные пласты в основном сложены из кальцита и доломита, следовательно, для их растворения обычно используются растворы соляной кислоты. При закачке CO₂ в водоносные горизонты, помимо его растворения в воде, также происходит растворение карбонатной породы.

В работе [1] проведено численное исследование процесса растворения породы с использованием двухмасштабной модели в 3D пространстве. На основе трехмерной кластеризации червоточин показали, что для оптимальной скорости закачки практически не меняется ширина червоточины по длине образца, а для червоточин конической формы их ширина линейно уменьшается по длине образца.

В работах [2, 3] было показано, что при низких скоростях закачки кислотного раствора, масштаб исследуемой области сильно влияет на оптимальное растворение, а при высоких скоростях влияние масштаба на оптимальные условия незначительно.

В работе [4] помимо факторов скорости закачки и химического состава изучено влияние геометрии исследуемой области. Показано, что границы исследуемого образца могут значительно нарушить явление червоточины, в основном за счет подавления механизма конкуренции червоточин.

Несколько исследований показали, что во время растворения пород в масштабе пор происходит множество физических и химических процессов, которые управляют эволюцией микроструктуры пористой среды. Такая модификация пористой среды и связанные с ней соотношения пористость-проницаемость зависят от неоднородности породы и условий растворения, таких как скорость закачки и химический состав закачиваемой жидкости [5-8]. Один из подходов к пониманию сложности

процесса растворения породы заключается в использовании моделей в масштабе пор, таких как модели поровой сети.

Было разработано несколько поросетевых моделей для представления топологии пористой среды и геометрии пор [9, 10]. В контексте растворения породы существующие модели поровой сети используют сеть сферических пор и соединяющих их цилиндрических каналов для моделирования реагирующего течения [11, 12]. Эти модели поровой сети обеспечивают соотношение пористость-проницаемость в зависимости от конкретных условий растворения, что является ключевым для моделей более больших масштабов.

В настоящей статье изучается изменение поровой структуры образцов реальных карбонатных пород во время растворения на основе их цифровых изображений микро-компьютерной томографии. На основе поросетевого моделирования был проведен анализ изменения поровой структуры, а также микроскопических и макроскопических характеристик пористой среды во время растворения.

Материалы и методы

Материалы

Источником данных для исследований являются 4 цилиндрических образца длиной ~5 см и диаметром ~3 см, которые испытывались в лабораторных условиях во время физических экспериментов по закачке кислотных растворов соляной кислоты. Данные образцы были отсканированы с помощью микрокомпьютерного томографа с пространственным разрешением в ~19 мкм до и после закачки кислоты. В цилиндрические образцы I и II были закачаны 18% и 12% растворы соляной кислоты с расходом в 8 мл/мин, а в образцы III и IV такие же растворы, но с расходом в 4 мл/мин. Полученные в результате сканирования изображения были обработаны, и на их основе были построены трехмерные цифровые модели цилиндрических образцов I, II, III и IV путем объемного рендеринга с использованием программного обеспечения Avizo®.

Цифровые модели цилиндрических образцов до и после закачки кислотных растворов показаны на рис. 1. На рисунке 1 верхний и нижний ряды соответствуют состояниям образцов до и после их растворения, соответственно. На нижнем ряду темно-синей областью выделены образованные в результате растворения каналы (червоточины). С целью проведения анализов, из этих цилиндрических образцов было осуществлено выделение мини-образцов №1-8 кубической формы размером ~7 мм, которые показаны зеленым цветом на рис. 1. Выбор мини-образцов меньшего размера обусловлен ограниченностью компьютерного ресурса и времени моделирования. Итак, из цифровых моделей цилиндрических образцов до и после их растворения были вырезаны по одному кубическому мини-образцу, итого 8 штук – 4 до растворения и 4 после растворения. Мини-образцы были вырезаны из одного и того же места цифровых моделей цилиндрических образцов до и после растворения и имеют одинаковые размеры.

Методы исследования

Изменение поровой структуры мини-образцов было изучено с помощью поросетевого моделирования течения жидкости в пористых средах. В данном подходе сначала строится поровая сеть на основе сегментированного порового пространства реального образца горной породы. Построение поровой сети по сегментированным изображениям было осуществлено с помощью программного обеспечения Avizo®. Поровая сеть – эта сеть, состоящая из сфер (идеализированные поры) и цилиндров (идеализированные горловины пор) разного радиуса. После построения поровой сети на ней моделируется течение жидкостей: в центрах сфер вычисляются давление фаз на основе закона сохранения массы фазы, а в цилиндрах определяется скорость течения жидкости. Остальные параметры, такие как абсолютная проницаемость и гидравлическая извилистость рассчитываются с помощью полученных давления и скорости.

Сегментированное поровое пространство сначала было поделено на отдельные частицы, которые в дальнейшем будут считаться порами. Следом идет генерация меток в центре частиц. Генерация меток осуществлялась по следующему алгоритму: а) расчет карты расстояний частиц; б) извлечение скелета частиц; в) маскировка карты расстояний скелетом; г) поиск и маркировка центра частиц (зерен) на карте замаскированных расстояний. Немаловажную роль играет подбор числа, используемого в качестве коэффициента контраста, так как более высокие значения увеличивают количество объединенных частиц. Из этого следует, что этот процесс визуальной обработки сильно зависит от оператора-обработчика [13].

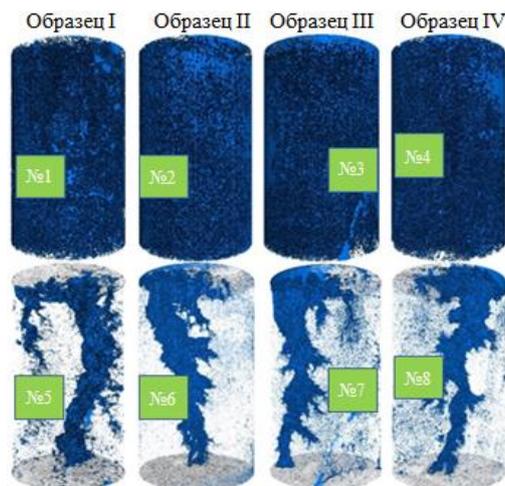


Рисунок 1. Выделенные мини-образцы из цилиндрических образцов

После выделения порового пространства для отдельных частей, можно получить соответствующую модель поровой сети, в которой поры отображаются в виде сфер, а горловины представлены цилиндрами. Извлеченная модель поровой сети содержит следующую статистику: количество пор, количество горловин, координационное число, эквивалентный радиус и длина горловины (определяемая как расстояние от поры до центра следующей связанной с ней поры), скорость течения жидкости в горловине, объем пор, эквивалентный радиус пор. Каждая сфера и цилиндр могут быть окрашены разными цветами в соответствии с их радиусами. Размер и цвет пор можно представить в виде эквивалентного радиуса, соответственно размер и цвет горловины можно представить в виде длины канала.

Поровая сеть образцов позволяет извлечь такие параметры, как распределение пор и горловин пор по их размерам, пористость, удельная площадь поверхности пор, координационное число, а также рассчитать извилистость и абсолютную проницаемость.

Для расчета абсолютной проницаемости предполагается, что сеть полностью заполнена только одной фазой. В стационарном течении несжимаемой жидкости сохранение массы для каждого порового тела описывается как:

$$\sum g_{ij}(P_i - P_j) = 0,$$

где суммирование выполняется по всем порам j , соединенных с порой i ; P_i и P_j – давление в центрах пор i и j , соответственно. Так как горловины пор представляют собой цилиндрические трубки радиусом r_{ij} и длины l_{ij} , то гидравлическая проводимость горловины g_{ij} определяется согласно закону Пуазейля $g_{ij} = \pi r_{ij}^4 / 8\mu l_{ij}$, где μ – динамическая вязкость жидкости. Абсолютная проницаемость k мини-образца вычисляется по закону Дарси $k = Q\mu L / \Delta P / A$, где ΔP – перепад давления, созданного на концах мини-образца; L – длина мини-образца в направлении потока; Q – суммарный поток жидкости сквозь среды; A – площадь поперечного сечения мини-образца, перпендикулярного к направлению течения.

Гидравлическая извилистость рассчитывается на основе скорости течения жидкости. Зная скорость в каждой горловине пор, извилистость вычисляется путем суммирования всех скоростей, разделенных на сумму проекций скоростей вдоль направления потока $\tau = \sum_{i=0}^n \|v_i\| / \sum_{i=0}^n \|v_{xi}\|$, где n – количество горловин; v_i – скорость жидкости, проходящей через горловину i ; v_{xi} – ее проекция на ось, параллельную к направлению течения жидкости.

Результаты и их обсуждения

Поровое пространство и поровая сеть

Выделенные после сегментирования поровые пространства (первые два столбца) и построенные на их основе поровые сети (последние два столбца) до и после растворения породы показаны на рис. 2. В настоящей статье было произведено двухфазное сегментирование, т.е. осуществлено выделение

порового пространства от твердого скелета, так как изучаемые образцы были тщательно промыты и осушены перед сканированием. Отметим, что показаны только поровые пространства по связанным между собой порам и соответствующие им поровые сети. Поровое пространство изображено темно-синим цветом, а поровая сеть различным цветом с целью отражения всех пор и горловин пор в соответствии с их размерами.

В таблице 1 приведены средние значения параметров, таких как средний радиус пор (r_p), средний радиус горловины пор (r_t), связанная пористость (ϕ), средняя удельная площадь поверхности пор (S), среднее координационное число (n_c), средняя извилистость (τ) и средняя проницаемость (k) мини-образцов до их растворения.

На рис. 2 видно, что мини-образцы №1 и №2 содержат более крупные поры по сравнению с мини-образцами №3 и №4. Среднее значение радиуса пор и горловины пор для мини-образцов №1 и №2 в среднем на 20% и 25% выше по сравнению с мини-образцами №3 и №4 (табл. 1). Еще одним отличием мини-образцов №1 и №2 является то, что у них высокое значение количества пор, связанных между собой (характеризуются координационным числом) по сравнению с мини-образцами №3 и №4.

Таблица 1. Статистика характеристик мини-образцов до их растворения

Мини-образец	r_p , мкм	r_t , мкм	ϕ , %	S , мкм ⁻¹	n_c	τ	k , мкм ²
№1	117,0	53,4	16,4	22,5	5,7	1,57	4,3
№2	100,0	45,4	14,0	32,6	2,9	1,92	0,8
№3	89,8	38,6	8,7	40,2	2,6	1,87	0,002
№4	90,7	39,4	12,2	36,6	2,7	1,94	0,03

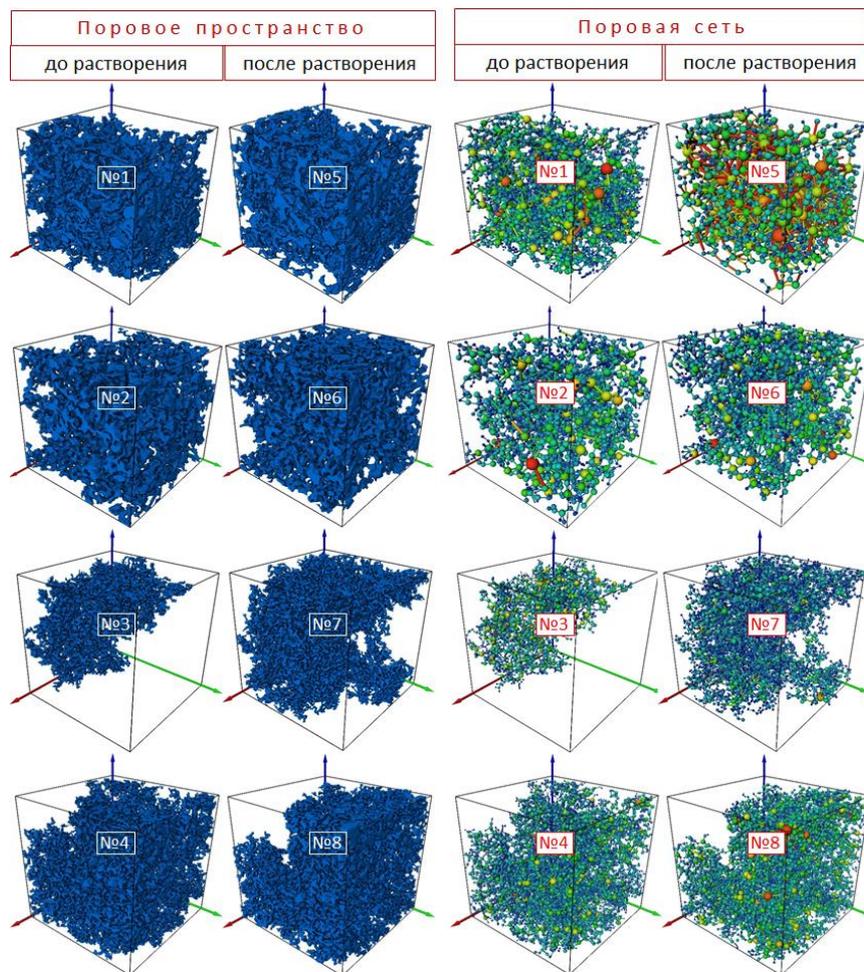


Рисунок 2. Поровое пространство и поровая сеть мини-образцов

Из рис. 2 можно заметить существенное изменение в поровой структуре мини-образцов в результате их растворения. Особенно заметно укрупнение существующих связанных между собой пор и увеличение количества пор, а также увеличение связанности между порами. Отметим, что закачка кислотного раствора и течение жидкости осуществлялась снизу вверх. Укрупнение происходит за счет увеличения в размере существующих единичных пор или же объединения за счет растворения нескольких маленьких пор в одну большую. Поры изображены сферами разного цвета в последних двух столбцах на рис. 2. Красный цвет соответствует порам максимального размера, а синий – порам минимального размера. Растворение породы привело к появлению новых пор, связанных с существующими порами, что в итоге приводит к росту координационного числа. Существенное изменение в поровом пространстве произошло в мини-образце №3, где наблюдается появление новых пор, имеющих связи с существующими порами после растворения (мини-образец №7).

Распределение пор по размерам

Одной из характеристик поровой структуры образцов является распределение пор и горловин пор по их размерам. На рис. 3 показаны распределения пор по их размерам для мини-образцов №1-4 до и после их растворения. В мини-образце №1 до растворения преобладали поры с радиусами 56-58 мкм (рис. 3а), хотя средний радиус пор по всему образцу составил 117 мкм (см. табл. 2). После закачки 18% раствора соляной кислоты (HCl) с расходом 8 мл/мин распределение пор по их размерам существенно изменилось – уже преобладали поры с радиусами около 170 мкм (рис. 3б). При этом средний радиус пор вырос до 203 мкм, т.е. на 74%. Помимо этого, стало заметно изменение диапазона радиусов, связанных между собой пор в результате растворения от 18-368 мкм до 26-422 мкм, что говорит об исчезновении мелких пор с радиусами 18-20 мкм. Эти поры либо объединились в более крупные поры, либо их радиусы увеличились за счет растворения породы. Также наблюдалось уменьшение пор относительно меньшего размера. В мини-образце №2 поры до растворения имеют двугорбовое распределение, что означает нахождение количества доминирующих пор в двух интервалах. Так, например, до закачки 12% раствора HCl с расходом 8 мл/мин, большинство пор находились в интервалах 50-64 мкм и 110-124 мкм (рис. 3в). После растворения в мини-образце №2 существенно увеличились поры с радиусами 89-127 мкм, хотя средний радиус пор по всему мини-образцу №2 имеет прирост всего в 3% (см. табл. 2). Более того, распределение стало более плавным, что свидетельствует об уменьшении неоднородности размера пор после закачки кислотного раствора, при этом их двугорбовое распределение сохранилось (рис. 3г). Мини-образцы №3 и №4 сохранили изначально присутствующие двугорбовые распределения пор и после растворения породы, при этом диапазоны изменения радиуса пор для них изменились. Особенно изменились верхние границы этих диапазонов для обоих мини-образцов. Например, верхние границы выросли на 20% для обоих мини-образцов (рис. 3е и 3з). У мини-образца №3 после растворения появились новые поры с радиусами 21 мкм, а у мини-образца №4, наоборот, нижняя граница диапазона изменения радиуса пор изменилась от 11-13 мкм до 26-28 мкм, указывая на существенное укрупнение мелких пор. Кроме этого, у обоих мини-образцов, количество пор среднего радиуса (см. табл. 2), практически образующие второстепенные пики в распределении пор, существенно увеличились после закачки 18% (мини-образец №3) и 12% (мини-образец №4) растворов HCl с расходом 4 мл/мин.

Таблица 2. Сравнительная статистика характеристик мини-образцов до и после их растворения

Мини-образец	r_p , мкм	r_t , мкм	ϕ , %	S , мкм ⁻¹	n_c	τ	k , мкм ²	
№1	до	117,0	53,4	16,4	22,5	5,7	1,57	4,3
	после	203,3	73,0	20,3	19,1	6,2	1,40	11,0
№2	до	100,0	45,4	14,0	32,6	2,9	1,92	0,8
	после	103,0	44,4	16,0	30,4	3,0	1,86	1,0
№3	до	89,8	38,6	8,7	40,2	2,6	1,87	0,002
	после	98,6	42,6	11,7	32,7	2,7	1,97	0,13
№4	до	90,7	39,4	12,2	36,6	2,7	1,94	0,03
	после	103,3	45,6	13,2	31,3	2,96	1,91	0,17

При этом, средний радиус пор для обоих мини-образцов в среднем увеличился примерно на 10%. В целом, наблюдается существенное увеличение количества пор в обоих мини-образцах после их растворения приблизительно в 1,5 раза, что также наглядно видно на рис. 2 (мини-образцы №7 и №8).

Распределение горловин пор по размерам

Распределение горловин пор по размерам для мини-образца №1 претерпело существенное изменение (рис. 4а). Например, если до растворения в распределении имеется узкий пик, то после растворения он стал значительно шире (рис. 4б). Это означает, что часть горловин пор стала более крупной, что привело к образованию микроканалов для течения жидкости в результате растворения.

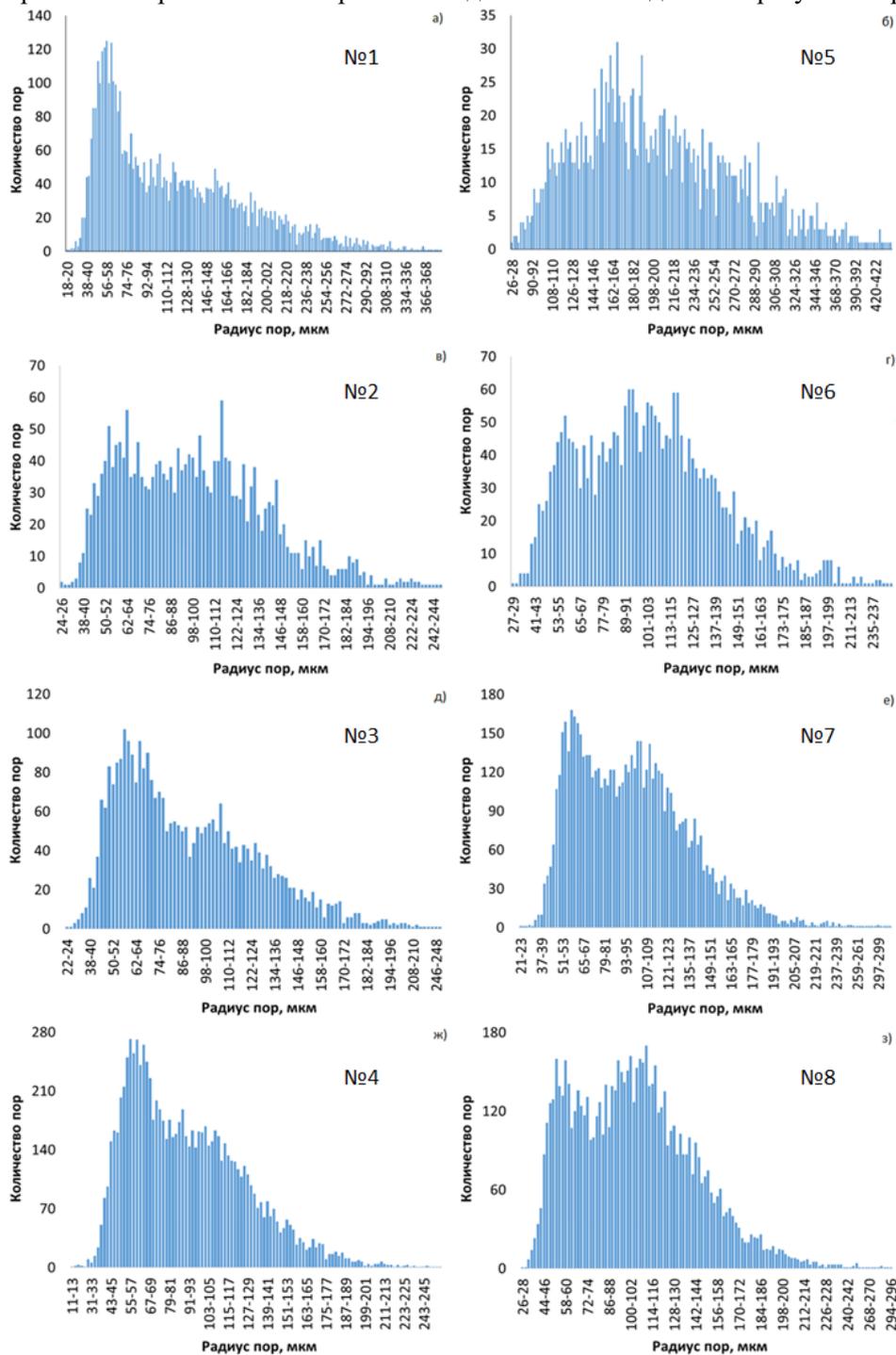


Рисунок 3. Распределение пор по размерам мини-образцов

На рис. 4 также видно, что верхняя и нижняя граница диапазона изменения радиуса горловин пор сдвинулись вправо, что указывает на повсеместное растворение породы. Если учесть, что увеличение диаметра горловин пор приводит к увеличению потока жидкости, в конечном счете это существенно влияет на абсолютную проницаемость мини-образца. Из табл. 2 видно, что увеличение среднего радиуса горловины пор мини-образца №1 в результате растворения на 37% привело к росту абсолютной проницаемости в 2,5 раза. Такое же поведение можно заметить и для мини-образца №4 (рис. 4ж и 4з).

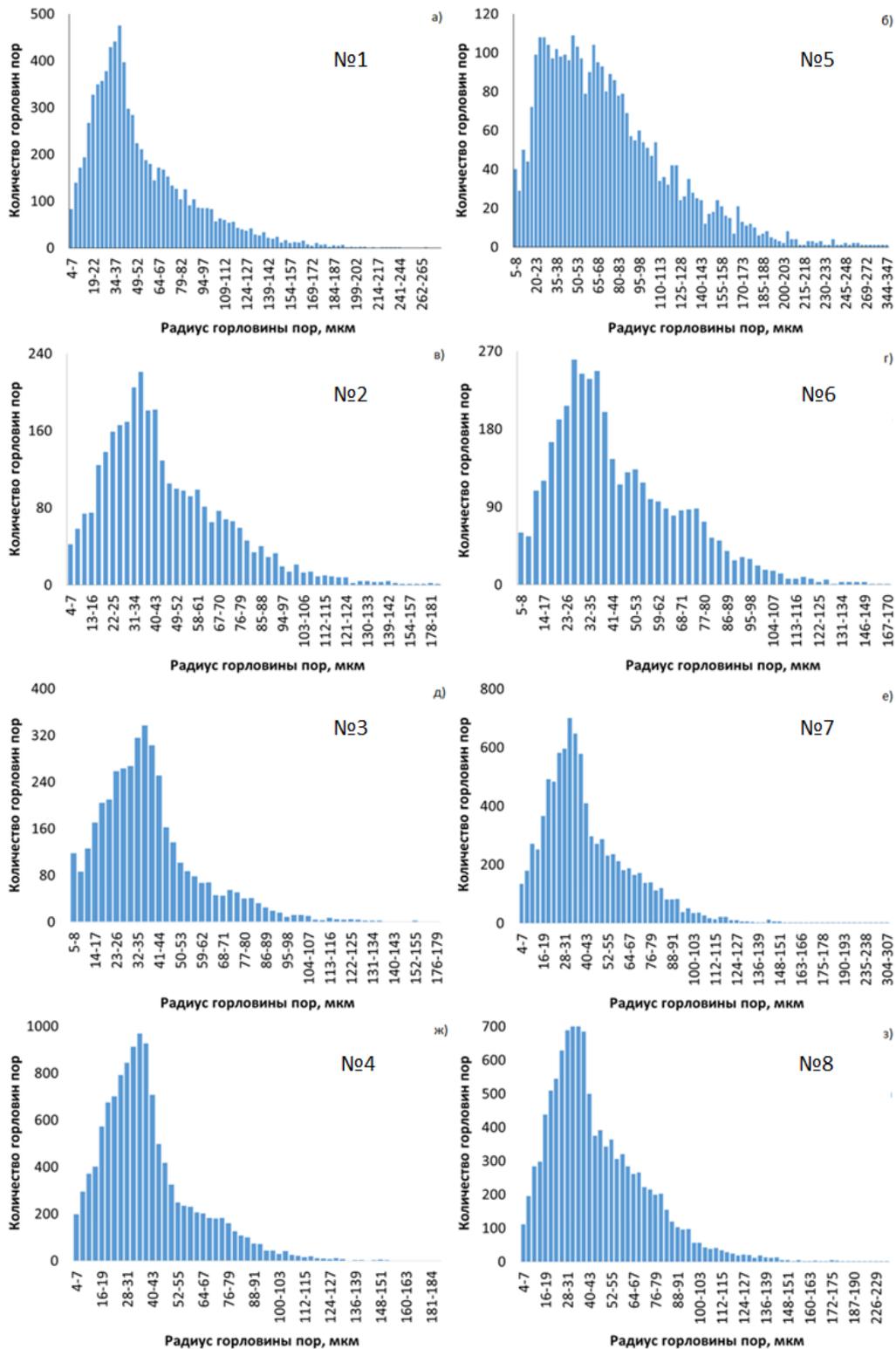


Рисунок 4. Распределение горловин пор по размерам мини-образцов

Для мини-образцов №2 и №3 наблюдается увеличение количества горловин пор в результате растворения (рис. 4г и 4е). Существенное увеличение горловин пор наблюдается особенно в мини-образце №3. При этом, у этого мини-образца диапазон изменения радиуса горловин пор значительно увеличился, что указывает на появление новых связей между существующими порами и порами, которые изначально не были связаны между собой. Это привело к образованию новых каналов течения, что увеличивает пропускную способность мини-образца №3. Из табл. 2 видно, что абсолютная проницаемость мини-образца №3 значительно выросла, кратность роста составила 65 раз. У мини-образца №2 исчезли горловины пор с самыми большими радиусами (рис. 4в и 4г), причиной этому может быть то, что эти горловины пор в результате растворения породы превратились в поры.

В таблице 2 приведена сравнительная статистика основных параметров мини-образцов до и после их растворения. Отметим, что связанная пористость мини-образцов увеличилась от 8 до 34%. Значительный прирост пористости наблюдается в мини-образце №3, где появились относительно много связей между порами, хотя среднее координационное число выросло всего лишь на 4% после растворения. Это можно объяснить тем, что для данного мини-образца кроме увеличения связи между порами, увеличилось и общее количество пор (рис. 2, образец №7) в результате растворения. Наибольший прирост координационного числа наблюдается в мини-образце №1, что составляет около 9%. Наблюдается уменьшение извилистости для всех мини-образцов, кроме мини-образца №3. Извилистость пористой среды характеризует среднюю длину траектории частиц жидкости по направлению течения. Чем больше сопротивление среды, тем больше извилистость, и соответственно меньше абсолютная проницаемость.

Заключение

Результаты исследования показали существенное влияние растворения породы на поровую структуру, а также микроскопические и макроскопические параметры мини-образцов. Значительное изменение в поровом пространстве произошло в мини-образце №3. Наибольшие изменения наблюдаются для значений средних радиусов пор (74%) и горловин пор (37%), связанной пористости (34%), а также средней удельной площади поверхности твердого скелета (19%) мини-образцов №1, 3 и 4, которые привели к значительному росту (от 2,5 до 65 раз) абсолютной проницаемости этих мини-образцов. А для мини-образца №2, все параметры и их распределения практически мало изменились.

В мини-образцах, у которых расход кислотного раствора при закачке составил 4 мл/мин, было замечено увеличение количества пор и с большими, и с меньшими радиусами пор.

Растворение породы значительно повлияло на распределение пор по размерам. В распределении пор по размерам ярко выразился двугорбовый закон в результате растворения, практически для обоих кислотных растворов и значений расхода закачки.

Благодарность. Данное исследование было проведено в рамках проекта AP09058419 при поддержке Комитета Науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан.

References:

- 1 Ghommem, M., Zhao, W., Dyer, S., Qiu, X., & Brady, D. (2015). Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, 18–33. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.021>.
- 2 Kalia, N., & Balakotaiah, V. (2007). Modeling and analysis of wormhole formation in reactive dissolution of carbonate rocks. *Chemical Engineering Science*, 62(4), 919–928. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2006.10.021>.
- 3 Kalia, N., & Balakotaiah, V. (2009). Effect of medium heterogeneities on reactive dissolution of carbonates. *Chemical Engineering Science*, 64(2), 376–390. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2008.10.026>.
- 4 Cohen, C. E., Ding, D., Quintard, M., & Bazin, B. (2008). From pore scale to wellbore scale: Impact of geometry on wormhole growth in carbonate acidization. *Chemical Engineering Science*, 63(12), 3088–3099. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2008.03.021>.
- 5 Agrawal, P., Raoof, A., Iliev, O., & Wolthers, M. (2020). Evolution of pore-shape and its impact on pore conductivity during CO₂ injection in calcite: Single pore simulations and microfluidic experiments. *Advances in Water Resources*, 136, 103480. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103480>.
- 6 GOLFIER, F., ZARCONI, C., BAZIN, B., LENORMAND, R., LASSEUX, D., & QUINTARD, M. (2002). On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium. *Journal of Fluid Mechanics*, 457, 213–254. <https://doi.org/10.1017/S0022112002007735>.

7 Luquot, L., & Gouze, P. (2009). Experimental determination of porosity and permeability changes induced by injection of CO₂ into carbonate rocks. *Chemical Geology*, 265(1–2), 148–159. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2009.03.028>.

8 Molins, S., Trebotich, D., Yang, L., Ajo-Franklin, J. B., Ligocki, T. J., Shen, C., & Steefel, C. I. (2014). Pore-Scale Controls on Calcite Dissolution Rates from Flow-through Laboratory and Numerical Experiments. *Environmental Science & Technology*, 48(13), 7453–7460. <https://doi.org/10.1021/es5013438>.

9 Al-Gharbi, M. S., & Blunt, M. J. (2005). Dynamic network modeling of two-phase drainage in porous media. *Physical Review E*, 71(1), 016308. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.71.016308>.

10 Raoof, A., Nick, H. M., Hassanizadeh, S. M., & Spiers, C. J. (2013). PoreFlow: A complex pore-network model for simulation of reactive transport in variably saturated porous media. *Computers & Geosciences*, 61, 160–174. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2013.08.005>.

11 Menke, H. P., Bijeljic, B., Andrew, M. G., & Blunt, M. J. (2015). Dynamic Three-Dimensional Pore-Scale Imaging of Reaction in a Carbonate at Reservoir Conditions. *Environmental Science & Technology*, 49(7), 4407–4414. <https://doi.org/10.1021/es505789f>.

12 Raoof, A., & Hassanizadeh, S. M. (2012). A new formulation for pore-network modeling of two-phase flow. *Water Resources Research*, 48(1). <https://doi.org/10.1029/2010WR010180>.

13 Li, Y., Chi, Y., Han, S., Zhao, C., & Miao, Y. (2021). Pore-throat structure characterization of carbon fiber reinforced resin matrix composites: Employing Micro-CT and Avizo technique. *PLOS ONE*, 16(9), e0257640. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0257640>.