

Ж.К. АКАШЕВА¹, Д.А. БОЛЫСБЕК², Г.И. ИСАЕВ³, Б.К. АСИЛБЕКОВ⁴

¹магистр, PhD-докторант Сәтбаев Университеті

(Қазақстан, Алматы), Email: zhibek_akasheva@mail.ru

²магистр, PhD-докторант НАО «Қазақский национальный университет имени Аль-Фараби»

(Қазақстан, Алматы), Email: bolysbek.darezhat@gmail.com

³Кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Биология» Международного казахско-турецкого университета имени Х.А. Ясауи,

(Қазақстан, Түркістан), Email: gani.isayev@ayu.edu.kz

⁴PhD, заведующий НИЛ «Вычислительное моделирование и информационные технологии» НАО «Қазақский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сәтбаева»

(Қазақстан, Алматы), Email: b.assilbekov@satbayev.university

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РАСТВОРЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗЦОВ КИСЛОТНЫМИ РАСТВОРАМИ

Аннотация. В данной работе изучается взаимодействие 8 образцов карбонатного керна (одинакового размера, почти полностью состоящих из кальцита) с растворами, содержащие соляной кислоты с объемными концентрациями 12% и 18% при расходах раствора 1, 2, 4 и 8 мл/мин, соответственно. Во время фильтрационных исследований расход кислотных растворов неравномерно влиял на конечную проницаемость и поровый объем кислотных растворов, требуемых для их прорыва. В случае закачки раствора с концентрацией 12% для прорыва понадобилось в среднем почти на 20% больше кислотного раствора, чем в случае закачки раствора с концентрацией 18%, хотя в обоих случаях закачка осуществлялась при одинаковых расходах. Было установлено, что наибольшие приросты по проницаемости достигаются в основном при высоких расходах раствора. В случае закачки раствора с концентрацией 18% во время фильтрационных исследований для прорыва потребовались практически одинаковые поровые объемы раствора при всех расходах; также при увеличении расхода закачки наблюдался нарастающий прирост проницаемости.

Результаты лабораторных исследований могут быть полезны при проведении обработки призабойных зон скважин и закачке углекислого газа в больших масштабах для приблизительной оценки конечной проницаемости обрабатываемой зоны и необходимых объемов кислотных растворов.

Ключевые слова: растворение породы, расход кислотного раствора, минеральный состав, прирост проницаемости, кальцит, соляная кислота, закон Дарси.

Ж.К. Акашева¹, Д.Ә. Болысбек², Г.И. Исаев³, Б.К. Асилбеков⁴

¹магистр, Сәтбаев Университетінің PhD-докторанты,

(Қазақстан, Алматы), Email: zhibek_akasheva@mail.ru

²магистр, Әл-Фараби атындағы Қазақ ұлттық университетінің PhD-докторанты,

(Қазақстан, Алматы), Email: bolysbek.darezhat@gmail.com

³Техника ғылымдарының кандидаты, Қожа Ахмет Ясауи атындағы Халықаралық қазақ-түрік университеті «Биология» кафедрасының меңгерушісі

(Қазақстан, Түркістан), Email: gani.isayev@ayu.edu.kz

⁴PhD, Сәтбаев Университеті «Есептік модельдеу және ақпараттық технологиялар» F3Л меңгерушісі

(Қазақстан, Алматы), Email: b.assilbekov@satbayev.university

Карбонатты үлгілерді қышқылды ерітінділермен ерітуді эксперименталды зерттеу

Аңдатпа. Бұл жұмыста (өлшемдері бірдей дерлік, толығымен дерлік кальциттен тұратын) 8 карбонатты керн үлгілерінің 12% және 18% концентрациялы тұз қышқылы ерітінділерімен оның шығынының 1, 2, 4 және 8 мл/мин мөндерінде әрекеттесуі эксперименталды түрде зерттелді. Фильтрациялық зерттеулер кезінде қышқыл ерітінділерінің шығыны керн үлгілерінің ақырғы өткізгіштігі мен қышқылдың кернді жарып шығуына қажетті көлеміне біртекті әсер етті. 12% концентрациялы ерітіндіні айдау кезінде қышқылдың кернді жарып өтуіне қажетті қышқыл ерітіндісінің көлемі 18% концентрациялы ерітіндіні айдауға қарағанда 20%-ға дерлік артық болды, дегенмен екі жағдайда да ерітінді бірдей көлемдік шығында айдалды. Өткізгіштіктің максималды ұлғаюы негізінен ерітіндінің жоғары шығынмен айдау кезінде қол жеткізілетіні анықталды. Фильтрациялық зерттеулер барысында 18% ерітіндіні айдау кезінде барлық шығындар үшін кернді жарып өту үшін бірдей дерлік қышқыл көлемі қажет болды, сонымен қатар қышқыл шығынының артуы өткізгіштіктің сатылап жоғарылауына алып келетіндігі байқалды.

Зертханалық зерттеулердің нәтижелері ұңғы айналасын өңдеуде және көмірқышқыл газын жер қабаттарына айдау кезінде ақырғы өткізгіштіктің мәнін және оған қажетті қышқыл ерітіндісінің көлемін шамалап анықтауда пайдалылуы мүмкін.

Кілт сөздер: тау жынысының еруі, қышқылды ерітіндінің шығыны, минералды құрам, өткізгіштіктің артуы, кальцит, тұз қышқылы, Дарси заңы.

Zh.K. Akasheva¹, D.A. Bolysbek², G.I. Isaev³, B.B. Asilbekov⁴

¹*MSc, PhD-student at Satbayev University*

(Kazakhstan, Almaty), Email: zhibek_akasheva@mail.ru

²*MSc, PhD-student at Al-Farabi KazNU*

(Kazakhstan, Almaty), Email: bolysbek.darezhat@gmail.com

³*Candidate of technical sciences, head of department of Biology at Akhmet Yassawi International Kazakh-Turkish University, (Kazakhstan, Almaty), Email: gani.isayev@ayu.edu.kz*

⁴*PhD, head of laboratory computational modeling and information technologies at Satbayev University, (Kazakhstan, Almaty), Email: b.assilbekov@satbayev.university*

Experimental study of the dissolution of carbonate samples with acid solutions

Abstract. In this paper, we study the interaction of eight carbonate core samples (the same size, almost entirely composed of calcite) with hydrochloric acid solutions with concentrations of 12% and 18% at solution flow rates of 1, 2, 4, and 8 ml/min, respectively. During flooding experiments, the flow rate of acid solutions unevenly affected the final permeability and breakthrough pore volumes. In the case of injection of a 12% HCl solution, an average of almost 20% more acid solution was required for a breakthrough comparing to the injection of a 18% HCl solution, although in both cases the injection was carried out at the same rates. It was found that the largest increases in permeability are achieved mainly at high flow rates of the solution. Speaking of the 18% HCl solution during flooding experiments, almost identical pore volumes of solution were required to breakthrough for all flow rates; also, with an increase in the injection rate, a progressive increase in permeability was observed.

The results of laboratory studies can be useful in the treatment of near wellbore zones and CO₂ sequestration on a large scale for an approximate assessment of the final permeability of the treated zone and the required volumes of acid solutions.

Keywords: rock dissolution, solution rate, mineral composition, permeability increase, calcite, hydrochloric acid, Darcy's law.

Введение

Изучение растворения пород, особенно карбонатных пород по сей день является важной темой, т.к. успешность обработки призабойных зон скважины с целью повышения притока актуальным вопросом [1-5]. Кроме этого, в последнее время проблема улавливания и закачка углекислого газа в пласты карбонатных пород приобретает широкую актуальность в снижении выброса парниковых газов в атмосферу в котором также происходит процессы растворения карбонатных породы [6, 7].

В работе [1] было показано, что форма каналов растворения в первую очередь зависит от числа Дамколера при изучении процесса растворения образцов различного минерального состава и видов кислотных растворов. Авторы работ [2] изучили влияние параметров загрязненности пород на оптимальное условие закачки кислотных растворов с помощью численного моделирования и было показано, что с увеличением степени загрязненности пористой среды оптимальное число Дамколера снижается.

В работе [4] экспериментально изучается образования червоточин на гипсовых образцах. Авторы приводит степенную зависимости основных геометрических характеристик, такие как количество, общая площадь поверхности, объем и извилистость червоточин от расхода закачки воды. Показано, что с увеличением расхода воды вышеперечисленные характеристики растёт.

Работа [5] посвящена численному изучению влияния течения жидкостей в пористой среде, не подчиняющийся линейному закону Дарси на образование червоточин на основе закона Дарси-Форхгеймер. Показано, что при высоких расходах закачки растворов наблюдается более разветвленная структура червоточин и потребление большего порового объема закачиваемого раствора для прорыва.

Изменение структуры пористой среды и ее характеристики во время растворения доломитовых образцов при закачке CO_2 было изучено в работе [6]. Авторы попытались найти закономерность изменения удельной площади поверхности от объема закачанного раствора. Для этого они использовали степенную закономерность и как результат дается изменение степени в зависимости от расхода закачиваемого раствора и извилистости образованных червоточин.

Анализ доступной литературы по тематике показывает, что связь между конечной проницаемостью (а также порового объема раствора) и расхода закачиваемого раствора мало изучена. Поэтому, изучение данного вопроса являлось целью настоящей статьи. Для этого были проведены лабораторные эксперименты на 8 карбонатных образцах диаметром около 3 см и длиной около 5 см, соответственно. Был использован широкий арсенал методов исследования: пробоподготовка, стандартные методы исследования фильтрационно-емкостных свойств, рентгенографический анализ минерального состава и фильтрационные исследования.

Материалы и методы исследования

В целях проведения фильтрационных исследований были отобраны 8 образцов диаметром 3 см и длиной 5 см из керна карбонатного коллектора каменноугольной системы одного из месторождений Республики Татарстан. Данный выбор обусловлен с проведением комплексного исследования на образцах в научно-исследовательской лаборатории Казанского федерального университета. Эксперименты включали сканирование образцов до и после испытания образцов с помощью микрокомпьютерной томографии, что не имеется в Казахстане. Помимо самих образцов для определения минерального состава также были взяты шлейфы в процессе торцевания цилиндрических образцов. Выбуривание осуществлялось на специальном станке, оснащенном держателем керна (рис. 1а).

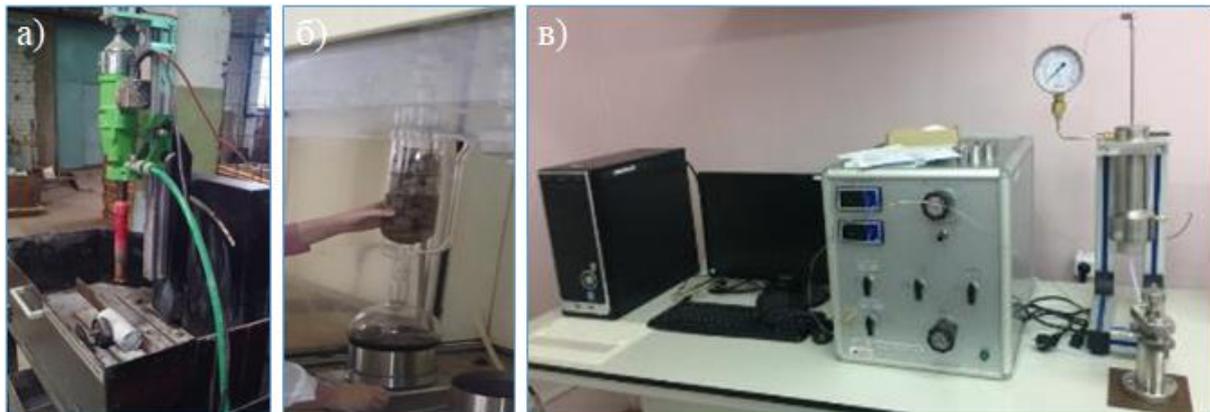


Рисунок 1 – Станок для выбуривания образцов (а), аппарат Сокслета (б) и порозиметр-пермеаметр газовый (в)

Очистка цилиндрических образцов керна от содержащихся в них нефти и битумов производилось в аппаратах Сокслета (рис. 1б) [8]. В качестве растворителей была использована спиртобензольная смесь. После очистки образцы высушивались в сушильном шкафу в течение суток при температуре $105\pm 2^\circ\text{C}$ [9]. Определение пористости образцов производилось методом насыщения жидкостью. Проницаемость по газу была измерена газового порозиметра-пермеаметра (рис. 1в).

Определение минерального состава образцов проводилось на торцевых цилиндрах образцов методом рентгенографического анализа с использованием дифрактометра Bruker D2 Phaser (рис. 2а). Режимы измерений и регистрации: напряжение рентгеновской трубки – 30 кВ, ток 10 мА, шаг сканирования – $0,02^\circ$, скорость сканирования – 1 град/мин.

Проведение рентгенографического анализа включала в себя: а) предварительного осмотра образца; б) откалывание от образца представительной части; в) дробление образца и квартование; г) растирание в агатовой ступке в среде этиленгликоля; д) приготовление неориентированных препаратов методом притирания пасты в специальную кювету; е) рентгенографическая съемка препаратов на рентгеновском дифрактометре; ж) расшифровка данных анализа с использованием программного обеспечения DIFFRACplusEvaluationPackage и з) оформление результатов анализа и их интерпретация.

Количественный анализ образцов выполнялся с использованием программного обеспечения Toras методом полнопрофильного анализа по методу Ритвельда.

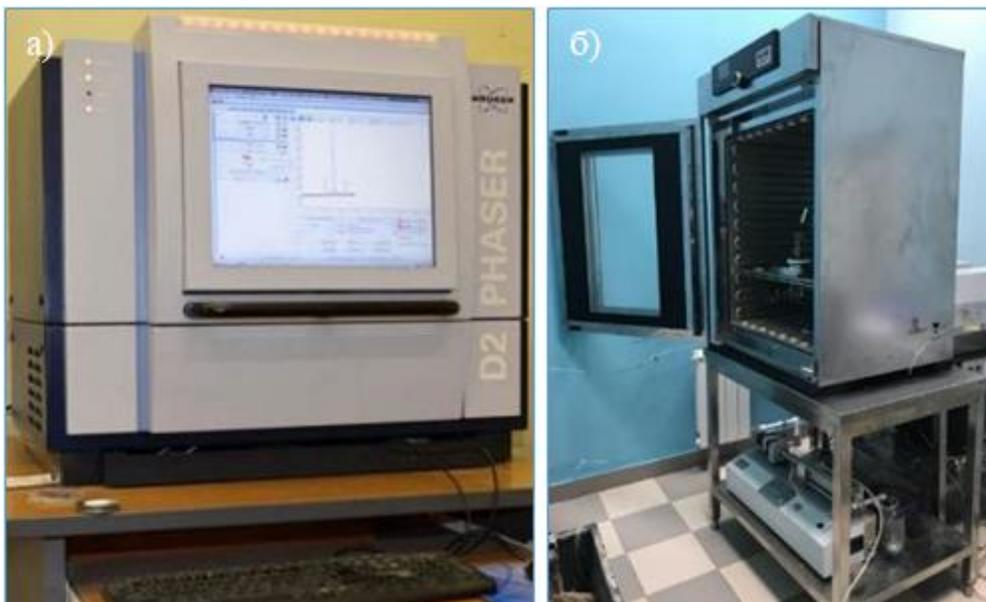


Рисунок 2 – Рентгеновский дифрактометр (а) и установка для исследования пород (б)

Методика проведения экспериментов

Фильтрационные исследования растворов кислот проведены с помощью электронной установки для исследования горных пород Wille Geotechnik Y1000 с возможностью физического моделирования термобарических условий пласта (рис. 2б). Установка позволяет оценивать проницаемости моделей горной породы до и после взаимодействия с концентрированными растворами кислот и имеет следующие технические характеристики: максимальное поровое давление – 20 Мпа, максимальное давление гидрообжима – 30 МПа, расходы закачки испытуемого флюида – 0,0001-100 мл/мин, максимальная рабочая температура – 100°C, диаметр образцов керна – 30 мм, 1 дюйм, 1,5 дюйма.

Закачка кислотных растворов проведены на основе методик, описанных в [10, 11] следующим образом:

- контейнеры заправлены испытуемыми флюидами: моделью пластовой воды и растворами кислот;
- образец загружается в резиновую манжету кернодержателя;
- система проверяется на герметичность при создании внутриводяного и гидростатического давления в блоке кернодержателя;
- блок кернодержателя и контейнеры с жидкостями нагреты до температуры 20 °С в термошкафе;
- устанавливается обжимное давление 3,0 МПа;
- образец насыщается моделью пластовой водой и выдерживается 12 часов в предполагаемых термобарических условиях пласта;
- через образец прокачивается модель пластовой водой и не менее чем на трех постоянных скоростях фильтрации производятся замеры перепада давления на торцах модели после их стабилизации;
- через образец прокачивается кислотный состав до момента ее прорыва и падения давления, означающего образование в образце фильтрационного канала;
- через образец снова прокачивается модель пластовой водой и не менее чем на трех постоянных скоростях фильтрации производятся замеры перепада давления на торцах модели после их стабилизации;
- данные эксперимента записываются в базу данных на жесткий диск компьютера;

– после каждого эксперимента давление сбрасывается, образец выгружается из блока кернодержателя, линии отбора-подачи жидкостей промываются.

В качестве модели пластовой воды использовался 2% раствор NaCl. В образцы были закачены кислотные растворы 12 и 18% соляной кислоты с расходами 1, 2, 4 и 8 мл/мин.

Проницаемость образца по воде рассчитывалась по уравнению линейного закона фильтрации Дарси:

$$K = \frac{\mu L Q}{\Delta P S},$$

где K – проницаемость (м^2), μ – динамическая вязкость нефти при температуре эксперимента ($\text{Па}\cdot\text{с}$), L – длина образца (м), Q – объемный расход воды в единицу времени ($\text{м}^3/\text{с}$), ΔP – перепад давления на торцах образца (Па), S – площадь поперечного сечения образца (м^2).

Расчет порового объема кислотного состава до ее прорыва осуществлялся по формуле [10]:

$$PV_{bt} = \frac{V_a}{V_p},$$

где V_a – объем, прокаченный через образец кислоты до ее прорыва, V_p – объем эффективной пористости образца.

Результаты и их обсуждение

В ходе стандартных исследований 8 образцов карбонатных пород были определены их открытая пористость и проницаемость по газу, которые представлены в табл. 1.

Определение минерального состава образцов является важным методом оценки количества карбонатных минералов (в основном кальцита и доломита) в составе горной породы, способных взаимодействовать с кислотными составами. Количественный минеральный состав образцов приведены в табл. 2. Результаты анализа показывают, что все изученные образцы практически сложены кальцитом. Лишь в нескольких образцах обнаружена небольшая доля кварца, не превышающая 1%.

Таким образом, все изученные образцы являются в высокой степени однородными по составу, что исключает влияние этого параметра при сравнении эффективностей взаимодействия образцов с кислотными составами.

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства образцов

Номер образца	18	9	13	7	12	10	11	2
Длина, см	5,02	5,02	5,03	5,01	5,03	5,02	5,01	5,02
Диаметр, см	2,99	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,97
Пористость, %	11,16	20,67	20,04	20,92	18,34	19,02	19,58	20,62
Начальная проницаемость, мД	154	135	456	721	202	290	395	435
Расход раствора, мл/мин	1	2	4	8	1	2	4	8

Лабораторные тесты по линейной фильтрации кислотных растворов через образцы керна в контролируемых условиях являются основой понимания механизмов образования и роста червоточин, обеспечивающих наибольший приток флюидов из пласта. Результаты закачки кислотных растворов в 8 карбонатные образцы представлены на рис. 3-4.

Таблица 2 – Минеральный состав образцов, %

Номер образца	18	9	13	7	12	10	11	2
Кальцит, %	100	100	100	99	100	99	99	100
Доломит, %	-	-	-	-	-	-	-	-
Кварц, %	-	-	-	1	-	1	-	-

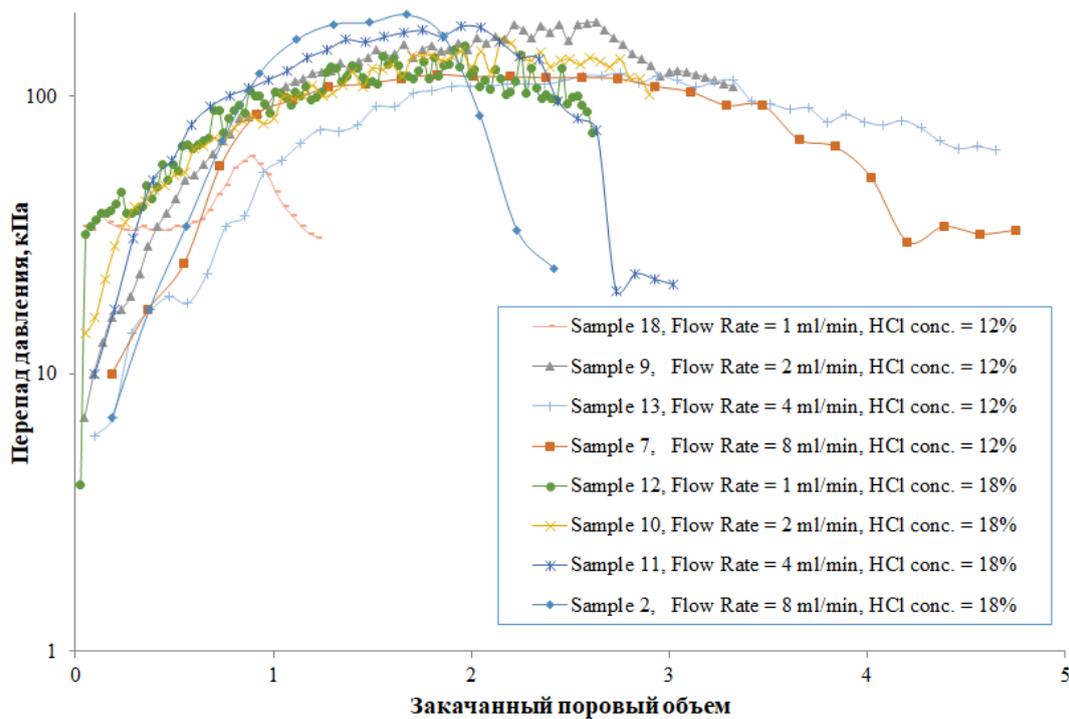


Рисунок 3 – Изменение перепада давления от прокаченного порового объема кислотных растворов

Индикаторная кривая, показывающая прорыв кислотного раствора для каждого образца показана на рис. 3. Самый быстрый и поздний прорывы произошли в 18 и 13 образцах при концентрации соляной кислоты 12% в общем растворе, у которых начальная проницаемость 154 и 459 мД, соответственно. Также можно заметить, что в случае закачки 18% раствора (образцы 12, 10, 11 и 2) прорыв происходит относительно быстрее чем в случае закачки 12% раствора (образцы 18, 9, 13 и 7) для всех значений расхода (см. табл. 1, рис. 4). Это показывает степень влияния концентрации соляной кислоты в общем растворе на процесс взаимодействия кислоты с карбонатной породой.

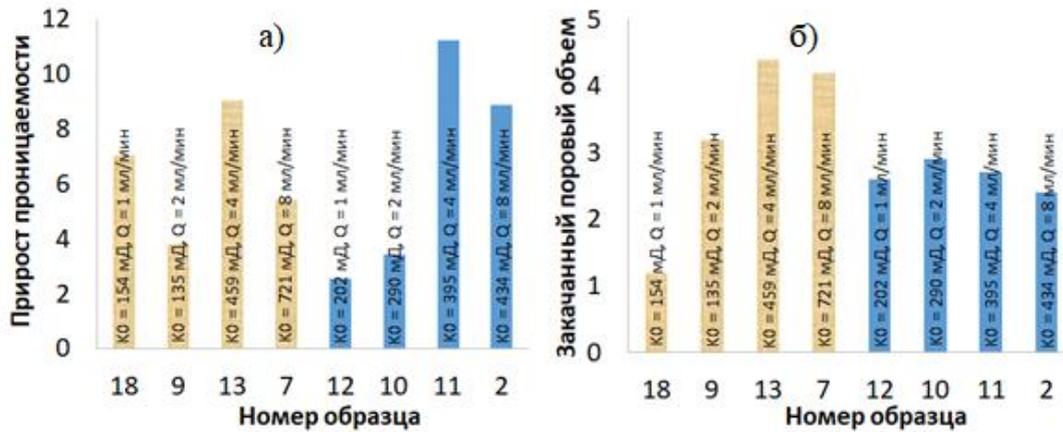


Рисунок 4 – Прирост проницаемости (а) и прокаченный поровый объем кислотных растворов (б) для каждого образца

Важным показателем при закачке кислотных растворов в карбонатные породы является увеличение абсолютной проницаемости обрабатываемой породы за счет растворения и какой объем кислоты потребуется для достижения данного прироста (рис. 4а и 4б). Из рис. 4а) видим, что отмечается существенное увеличение проницаемости образцов после закачки кислотного раствора от 4 до 11 раз в зависимости от расхода кислотных растворов. Наибольшие приросты (от 7 до 11 раз) наблюдается в обоих случаях закачки кислотного раствора, но при разных расходах. Например, если в случае 12% раствора наибольшие приросты получаются при расходах 1 и 4 мл/мин, то в случае 18% раствора это достигается при высоких расходах (т.е. при 4 и 8 мл/мин). Хотя практически одинаковый поровый объем кислотного раствора был закачан для всех расходов (рис. 4б) это привело к неравномерному, причем нарастающему приросту проницаемости образцов (синие столбцы на рис. 4а). Наоборот, при нарастающем поровом объеме кислотного раствора закачки 12% раствора наблюдается неравномерный прирост проницаемости. Все это указывает на то, что процесс растворения породы является комплексным и на его результат влияет совокупный фактор, такие как расход закачки, концентрация реагента в общем растворе, минеральный состав породы и т.д.

Заклучение

В ходе проведенных исследований изучено взаимодействие карбонатных образцов с соответствующими кислотными растворами HCl. По результатам определения минерального состава все изученные карбонатные образцы на 99-100% сложены кальцитом. Результаты лабораторных тестов на образцах позволили выявить особенности влияния кислотных составов и параметров фильтрации на растворение карбонатных пород. Было наблюено неравномерное влияние расхода кислотных растворов на конечную проницаемость и поровый объем кислотных растворов, требуемых для прорыва. В случае закачки 12% раствора прорыв происходит быстрее чем в случае закачки 18% раствора в среднем почти на 20% хотя в обоих случаях расходы одинаковые. Наибольшие приросты в проницаемости достигается в основном при высоких расходах растворов. В случае закачки 18% раствора во всех опытах для прорыва понадобились практически одинаковые поровые объемы раствора хотя это привело к существенному приросту проницаемости с увеличением расхода закачки.

Благодарность. Данное исследование было проведено при поддержке Комитета Науки Министерства образования и науки Республики Казахстан в рамках проектов AP08052055 и AP09058419.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Christopher N. Fredd and H. Scott Fogler. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media. *AIChE Journal*. Vol. 44, No. 9. 1998.
2. Turegeldieva K.A., Zhabbasbayev U.K., Assilbekov B.K., Zolotukhin A.B. (2016) Matrix acidizing modeling of near-wellbore with reduced reservoir properties (part 2), *Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry*, 4: 108-110.
3. Colón C.F.J., Oelkers E.H., Schott J. (2004) Experimental investigation of the effect of dissolution on sandstone permeability, porosity, and reactive surface area, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 68 (4):805-817. DOI: 10.1016/j.gca.2003.06.002.
4. Li, W., Einstein, H. H., & Germaine, J. T. (2019). An Experimental Study of Matrix Dissolution and Wormhole Formation Using Gypsum Core Flood Tests: 1. Permeability Evolution and Wormhole Geometry Analysis. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 124. <https://doi.org/10.1029/2018JB017238>.
5. Piyang Liu, Xiaoxia Ren, Liang Kong, Jun Yao. Three-dimensional simulation of acidizing process in carbonate rocks using the Darcy–Forchheimer framework. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies nouvelles*, Institut Français du Pétrole, 2020, 75, pp.48. 10.2516/ogst/2020035. hal-02899135.
6. Luhmann, Andrew J., Kong, Xiang-Zhao, Tutolo, Benjamin M., Garapati, Nagasree, Bagley, Brian C., Saar, Martin O., Seyfried Jr., William E., Experimental dissolution of dolomite by CO₂-charged brine at 100°C and 150 bar: Evolution of porosity, permeability, and reactive surface area, *Chemical Geology* (2014), doi: 10.1016/j.chemgeo.2014.05.001.
7. Molins, S., D. Trebotich, G. H. Miller, and C. I. Steefel (2017), Mineralogical and transport controls on the evolution of porous media texture using direct numerical simulation, *Water Resour. Res.*, 53, 3645–3661, doi:10.1002/2016WR020323.
8. Иванов М. К. [и др.]. Петрофизические методы исследования кернового материала / М. К. Иванов, Ю. К. Бурлин, Г. А. Калмыков, Е. Е. Карнюшина, Н. И. Коробова, Издательство Московского университета, 2008.
9. Петерсилье В. И., Проскурина В. И., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В. И. Петерсилье, В. И. Проскурина, Г. Г. Яценко, Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
10. Glasbergen G., Kalia N., Talbot M. The optimum injection rate for wormhole propagation: Myth or reality? 2009.
11. Антонов С. М. Взаимодействие вязких растворов HCl в карбонатных породах и их фильтрация в модели пласта / С. М. Антонов, Екатеринбург: : дис. ... канд. хим. наук: 02.00.04 / Тюменский государственный университет, 2017. 148 с.

REFERENCES

1. Christopher N. Fredd and H. Scott Fogler. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media. *AIChE Journal*. Vol. 44, No. 9. 1998.
2. Turegeldieva K.A., Zhabbasbayev U.K., Assilbekov B.K., Zolotukhin A.B. (2016) Matrix acidizing modeling of near-wellbore with reduced reservoir properties (part 2), *Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry*, 4: 108-110.
3. Colón C.F.J., Oelkers E.H., Schott J. (2004) Experimental investigation of the effect of dissolution on sandstone permeability, porosity, and reactive surface area, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 68 (4):805-817. DOI: 10.1016/j.gca.2003.06.002.
4. Li, W., Einstein, H. H., & Germaine, J. T. (2019). An Experimental Study of Matrix Dissolution and Wormhole Formation Using Gypsum Core Flood Tests: 1. Permeability Evolution

and Wormhole Geometry Analysis. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 124. <https://doi.org/10.1029/2018JB017238>.

5. Piyang Liu, Xiaoxia Ren, Liang Kong, Jun Yao. Three-dimensional simulation of acidizing process in carbonate rocks using the Darcy–Forchheimer framework. Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies nouvelles, Institut Français du Pétrole, 2020, 75, pp.48. 10.2516/ogst/2020035. hal-02899135.

6. Luhmann, Andrew J., Kong, Xiang-Zhao, Tutolo, Benjamin M., Garapati, Nagasree, Bagley, Brian C., Saar, Martin O., Seyfried Jr., William E., Experimental dissolution of dolomite by CO₂-charged brine at 100°C and 150 bar: Evolution of porosity, permeability, and reactive surface area, Chemical Geology (2014), doi: 10.1016/j.chemgeo.2014.05.001.

7. Molins, S., D. Trebotich, G. H. Miller, and C. I. Steefel (2017), Mineralogical and transport controls on the evolution of porous media texture using direct numerical simulation, Water Resour. Res., 53, 3645–3661, doi:10.1002/2016WR020323.

8. Ivanov M. K [i dr.]. Petrofizicheskie metody issledovaniya kernovogo materiala. [Petrophysical methods of core material research] / M. K. Ivanov, Ю. К. Burlin, G. A. Kalmykov, E. E. Kornushina, N. I. Korobova, Izdatel'stvo Moskovskogo universiteta, 2008.

9. Petersilie V. I., Proskutina V. I., Yatsenko G. G. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza obimnym metodom [Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas by the volumetric method] / V. I. Petersilie, V. I. Proskurina, G. G. Yatsenko, Moskva-Tver': VNIGNI, NPTC «Tver'geofizika», 2003.

10. Glasbergen G., Kalia N., Talbot M. The optimum injection rate for wormhole propagation: Myth or reality? 2009.

11. Antonov S. M. Vzaimodeistvie viazkih rastvorov HCl v korbanatnyh porodah i ih fil'tratsiya v modeli plasta [Interaction of viscous HCl solutions in carbonate rocks and their filtration in the reservoir model] / S. M. Antonov, Ekaterinburg: dis. ... kand. him. nauk: 02.00.04 / Tiimenskii gosudarstvennyi universitet, 2017. 148 p.