Недропользование. 2025. Т. 25, № 3. С.213-222. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.11

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №1 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.323
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Экспериментальная оценка влияния миграции коллоидов на фильтрационные характеристики карбонатных пород при циклическом нагружении

Е.П. Рябоконь[1], Ахмад Фарид Бин Абу Бакар[2], Хайрул Азлан Мустафа[2], Д.Е. Катунин[1], Я.В. Савицкий[1], Ю. Лиюань[3], А.Г. Паршаков[1]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[2]Университет Малайя (Малайзия, 50603, г. Куала-Лумпур)
[3]Китайский университет горного дела и технологий (Китайская Народная Республика, 221116, г. Сюйчжоу, Даксью Роуд, 1)

Experimental Assessment of the Influence of Colloid Migration on the Filtration Characteristics of Carbonate Rocks under Cyclic Loading

Evgenii P. Riabokon[1], Ahmad Farid Bin Abu Bakar[2], Khairul Azlan Mustapha[2], Daniil E. Katunin[1], Yan V. Savitsky[1], Liyuan Yu[3], Aleksei G. Parshakov[1]

[1]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[2]University of Malaya (Kuala Lumpur 50603, Malaysia)
[3]China University of Mining and Technology (1 Daxue Road, Xuzhou, 221116, China)

Получена / Received: 05.12.2024. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
проницаемость, миграция коллоидов, карбонатные коллекторы, гистерезис проницаемости, фильтрационные свойства, эффективное давление.

Рассматривается влияние миграции естественных коллоидных частиц на изменение проницаемости карбонатных коллекторов при нестационарных и циклических нагрузках. Для исключения химических и пластических факторов разработана экспериментальная методика, основанная на насыщении и сушке кернов изопропиловым спиртом как инертным флюидом. Исследования проведены на карбонатных кернах с различной пористостью и начальной проницаемостью. Показано, что после циклов насыщения и сушки проницаемость отдельных образцов либо снижается, либо возрастает в зависимости от характера перемещения коллоидов: блокирования или очистки поровых каналов. Определено, что максимальные значения проницаемости в цикле нагружения отражают истинную проницаемость породы, при которой эффект коллоидной миграции минимален. На основе полученных данных построены степенные зависимости относительной проницаемости от эффективного давления с высокими коэффициентами корреляции (R^2 > 0,99), что позволяет выделить упругую составляющую изменений фильтрационных свойств. Сравнение экспериментов с насыщением водой выявило существенное влияние растворения минералов (кальцита, галита и др.) на рост кажущейся проницаемости. Микроскопический и томографический анализ подтвердили сохранность общей структуры, однако зафиксировали локальное перераспределение коллоидов, аналогичное эффекту «кофейных колец». Разработанная методика обеспечивает количественную оценку вклада коллоидной миграции в гистерезис проницаемости и может использоваться для уточнения фильтрационно-механических моделей коллекторов, повышая точность прогноза их поведения при эксплуатации.

Keywords:
permeability, colloid migration, carbonate reservoirs, permeability hysteresis, filtration properties, effective pressure.

The influence of natural colloidal particle migration on changes in the permeability of carbonate reservoirs under transient and cyclic loading is considered. To exclude chemical and plastic factors, an experimental technique was developed based on the saturation and drying of cores with isopropyl alcohol as an inert fluid. The studies were conducted on carbonate cores with different porosity and initial permeability. It was shown that after saturation and drying cycles, the permeability of individual samples either decreases or increases depending on the nature of colloid migration: blocking or clearing of pore channels. It was determined that the maximum permeability values in the loading cycle reflect the true permeability of the rock, at which the effect of colloidal migration is minimal. Based on the obtained data, power-law dependences of relative permeability on effective pressure with high correlation coefficients (R^2 > 0.99) were constructed, which allows us to isolate the elastic component of changes in filtration properties. A comparison of water-saturated experiments revealed a significant effect of mineral dissolution (calcite, halite, etc.) on the increase in apparent permeability. Microscopic and tomographic analysis confirmed the preservation of the overall structure, but also revealed localized colloid redistribution, similar to the "coffee ring" effect. The developed methodology provides a quantitative assessment of the contribution of colloid migration to permeability hysteresis and can be used to refine reservoir flow-mechanical models, improving the accuracy of reservoir performance predictions.

Рябоконь Евгений Павлович – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (тел: +007 (342) 219 82 50; e-mail: riabokon@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.
Ахмад Фарид Бин Абу Бакар – доктор геол. мин. наук, доцент кафедры геологии (e-mail: a_farid@um.edu.my).
Хайрул Азлан Мустафа – доктор геол. мин. наук, доцент кафедры геологии (e-mail: azlan_0401@um.edu.my).
Катунин Даниил Евгеньевич – младший научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (e-mail: dekatunin@pstu.ru).
Савицкий Ян Владимирович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа» (тел: +007 (342) 219 81 24, e-mail: yanpgu@gmail.com).
Лиюань Юй – доктор технических наук, профессор Государственной ключевой лаборатории геомеханики и глубокой подземной инженерии (e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn).
Паршаков Алексей Григорьевич – студент (e-mail: alexeiparshackov@yandex.ru).

Evgenii P. Riabokon (Author ID in Scopus: 56006175100, ORCID: 0000-0003-0555-3977) – PhD in Engineering, Senior Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel: +007 (342) 219 82 50; e-mail: riabokon@pstu.ru). The contact person for correspondence.
Ahmad Farid Bin Abu Bakar (Author ID in Scopus: 55932159800, ORCID: 0000-0002-2731-5198) – PhD in Geology, Associate Professor at the Department of Geology (e-mail: a_farid@um.edu.my).
Khairul Azlan Mustapha (Author ID in Scopus: 55539390200, ORCID: 0000-0001-9768-9219) – PhD in Geology, Associate Professor at the Department of Geology (e-mail: azlan_0401@um.edu.my).
Daniil E. Katunin – Junior Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (e-mail: dekatunin@pstu.ru).
Yan V. Savitsky (Author ID in Scopus: 57211543253, ORCID: 0000-0003-2405-4508) – PhD in Geology, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 81 24, e-mail: yanpgu@gmail.com).
Liyuan Yu (Author ID in Scopus: 35724771100, ORCID: 0000-0002-8973-7476) – PhD in Engineering, Professor at the State Key Laboratory For Geomechanics & Deep Underground Engineering (e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn).
Aleksei G. Parshakov – student (e-mail: alexeiparshackov@yandex.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Экспериментальная оценка влияния миграции коллоидов на фильтрационные характеристики карбонатных пород при циклическом нагружении / Е.П. Рябоконь, Ахмад Фарид Бин Абу Бакар, Хайрул Азлан Мустафа, Д.Е. Катунин, Я.В. Савицкий, Ю. Лиюань, А.Г. Паршаков // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 213–222. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.11

Please cite this article in English as:
Riabokon E.P., Ahmad Farid Bin Abu Bakar, Khairul Azlan Mustapha, Katunin D.E., Savitsky Y.V., Liyuan Yu, Parshakov A.G. Experimental assessment of the influence of colloid migration on the filtration characteristics of carbonate rocks under cyclic loading. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 213-222. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.11

Введение

Проницаемость горных пород является одним из ключевых параметров, определяющих фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и эффективность процессов добычи нефти, газа [1], подземного хранения газа [2] и закачки углекислого газа [3, 4]. Проницаемость определяет динамику фильтрации пластовых флюидов, обусловливает технологические режимы работы скважин [5] и экономическую эффективность разработки месторождений и эксплуатации подземных резервуаров[6]. Проницаемость зависит от множества факторов, в том числе от пористости, трещиноватости, минералогии, термобарических условий и микроструктурных преобразований пород [7, 8].

В лабораторных условиях проницаемость обычно определяется с использованием специальных установок, моделирующих пластовые условия [9]. Однако результаты таких экспериментов нередко расходятся с данными, полученными из скважинных испытаний [10]. Это объясняется тем, что в лабораторных исследованиях не всегда возможно учесть сложное взаимодействие механических, физических и химических процессов, которые протекают в недрах и существенно влияют на фильтрационные характеристики пород [11–14].

Снижение проницаемости обычно связывают с уменьшением размеров поровых каналов, ростом гидравлического сопротивления потоку и деформацией порового каркаса [15,16]. Эти изменения могут быть обусловлены: химико-физическими процессами – изменением термобарических условий, взаимодействием пластовых и закачиваемых флюидов, дегазацией нефти и прорывом воды; упругими и пластическими деформациями порового каркаса, изменением эффективного давления и замыканием микротрещин [17–20].

Помимо указанных факторов, важную роль играет формирование и миграция коллоидных и тонкодисперсных частиц размером от нескольких нанометров до микрон, происходящая в ходе геологических и фильтрационных процессов. Их перемещение по порам и трещинам способно приводить к дополнительному, нередко необратимому снижению проницаемости [21].

Несмотря на значимость этого явления, миграция естественных коллоидов редко учитывается при лабораторных исследованиях. В большинстве стандартных тестов ее влияние интерпретируется как проявление ползучести или остаточных деформаций [22–25]. Прямое наблюдение движения частиц затруднено: анализ фильтрата требует специальных условий, а разрешающая способность компьютерной томографии остается недостаточной для регистрации наноразмерных фрагментов *in situ*. Тем не менее ряд работ [26–30] показал, что изменение расхода или порового давления может вызывать высвобождение и транспорт коллоидов, что приводит к уменьшению или, напротив, временному росту гидравлической проводимости трещиноватой среды в зависимости от режима фильтрации.

Зависимость проницаемости от эффективного давления, как правило, описывают степенными или экспоненциальными законами [31–34]. При циклических изменениях давления наблюдается эффект гистерезиса проницаемости – неполное восстановление ее исходного значения после разгрузки [35, 36]. Этот эффект отмечается как в пористых, так и в трещиноватых коллекторах и может быть связан не только с механическими деформациями, но и с миграцией коллоидов, изменяющих конфигурацию порового пространства [37].

Существующие механические модели [38, 39], основанные на пороупругих и пластических концепциях, описывают лишь упругие и частично пластические процессы, но не учитывают перенос и перераспределение твердых частиц в поровом пространстве. Это ограничивает их способность адекватно воспроизводить наблюдаемый гистерезис проницаемости при сравнительно малых изменениях эффективного давления.

В связи с этим представляет интерес разработка экспериментальных методик, позволяющих количественно оценить влияние миграции коллоидных частиц на проницаемость пород при нестационарных и циклических нагрузках. Для исключения побочных факторов – химического взаимодействия и пластических деформаций – целесообразно использовать инертные флюиды (например, азот) и нагрузки, не превышающие пластовые. Такой подход позволяет изолировать эффект деградации проницаемости, обусловленный исключительно перемещением естественных коллоидов в поровом пространстве.

Таким образом, основная цель настоящего исследования заключается в разработке и экспериментальной проверке методики оценки влияния миграции естественных коллоидных частиц на проницаемость пористых горных пород при переменных режимах давления. Актуальность работы определяется необходимостью уточнения существующих представлений о причинах гистерезиса проницаемости и повышения точности прогнозов фильтрационных свойств горных коллекторов при эксплуатации и подземном хранении флюидов.

Методика

Экспериментальные исследования выполнены на керне нефтенасыщенного карбонатного коллектора. Для лабораторных исследований были изготовлены стандартные цилиндрические образцы диаметром и высотой по 30 мм, высверленные параллельно залеганию слоев. После механической обработки образцы очищали дистилляционно-экстракционным методом, промывали деионизированной водой и высушивали над хлоридом кальция при температуре 22–24 °C до постоянной массы. Всего было подготовлено 20 образцов, из которых для детального анализа выбраны наиболее типичные.

Макроскопическое и микроскопическое описание подтвердило, что все образцы представлены мелкозернистыми детритовыми известняками микрокавернозного строения. Матрица сложена преимущественно кальцитом с различным содержанием вторичных компонентов. В обломках скелетных остатков (размером от долей до нескольких миллиметров) отмечается перекристаллизация и неравномерная пористость, представленная биопустотами, кавернами и порами неправильной формы. Спектральный (микрозондовый) анализ выявил, что матричный кальцит содержит изоморфные примеси магния и стронция. В целом образцы представляют собой пористые, неоднородно закальцитизированные известняки с признаками гидротермальных и эпигенетических изменений.

Микроскопическое исследование поверхностей показало наличие мелких (до 10 мкм) кристаллов кальцита, выстилающих поровые стенки, а также крупных открытых пор диаметром до нескольких сотен микрон (рис. 1). Зафиксированы кристаллы, слабо прикрепленные к стенкам пор, что указывает на возможную подвижность минеральных частиц и вероятность их участия в процессах коллоидной миграции при фильтрации флюидов.

Для определения характера пустотного пространства использована установка Nikon Metrology UK XT H 225 ST. Сканирование проводилось при разрешении 30 мкм для образцов диаметром 30 мм. Томографические данные показали равномерное распределение пористости в объеме образцов, отсутствие трещин, зон уплотнения и деформаций, связанных с бурением и подготовкой керна (рис. 2). Анализ изображений подтвердил наличие крупных каверн, однако из-за ограниченного разрешения невозможно определить формы микропор и микротрещин размером менее 30 мкм. Различные оттенки серого на томограммах соответствуют вариациям плотности минеральной матрицы и позволяют качественно оценить распределение пустот, но не дают возможность дифференцировать минералы с близкими плотностями или выявить миграционные следы частиц коллоидного масштаба [40].

Совокупность данных макро-, микро- и томографического анализа позволяет отнести изученные породы к категории пористых микрокавернозных детритовых известняков с неоднородным минеральным составом и развитой системой мелких пор. Микроструктурные наблюдения указывают на потенциальную возможность мобилизации мелких минеральных частиц в процессе фильтрации, что важно для последующего моделирования влияния коллоидной миграции на проницаемость пород при изменении порового и эффективного давления.

Методика фильтрационных исследований заключается в следующем:

1. В качестве жидкости для насыщения керна выбран изопропиловый спирт, который является инертным по отношению к породе и быстро испаряется при комнатных условиях. Перед насыщением керн взвешивался и обертывался в фильтровальную бумагу, как показано на рисунке (рис. 3). Бумага нужна для минимизации загрязнения керна при насыщении. Далее образцы помещались в вакуумный сатуратор (рис. 4, *а*) таким образом, чтобы стрелка, указывающая направление закачки азота при фильтрационных исследованиях, показывала вверх, и поток спирта совпадал с направлением потока азота во время фильтрации;
2. После насыщения и снятия фильтровальной бумаги образцы взвешивались и оставлялись на просушку при комнатной температуре до постоянной массы. Образцы размещаются таким образом, чтобы стрелка показывала вниз (рис. 4, *б*, *в*). При таком положении керна спиртовой мениск при испарении движется сверху вниз и способствует миграцию коллоидов в направлении, соответствующему потоку азота во время фильтрации;
3. После сушки до постоянной массы исследования проводятся согласно методике, указанной ранее. Направление закачки при тестах 1, 2, 3-го и 4-го образцов совпадает с начальным, образцы 5, 6, 7 и 8 помещались в кернодержатель для закачки азота в реверсном направлении.

Свойства керна и сравнительные результаты исследований до и после насыщением спиртом показаны в табл. 1 и на рис. 5. Установлено, что изменение массы кернов после насыщения спиртом и сушки незначительное.

Результаты и обсуждение

В результате сравнительных фильтрационных исследований до и после насыщения изопропиловым спиртом установлено, что проницаемость некоторых образцов снизилась (образцы 3, 4, 5, 6 и 8), а у других, наоборот, повысилась (1, 2 и 7).

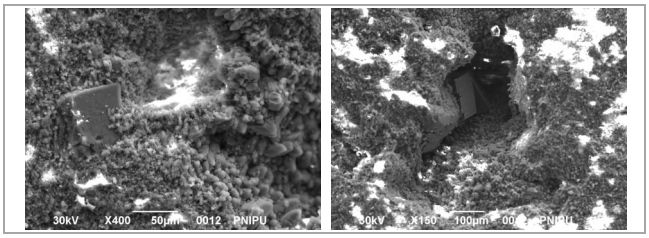


Рис. 1. Микрофотографии поверхности карбонатного образца

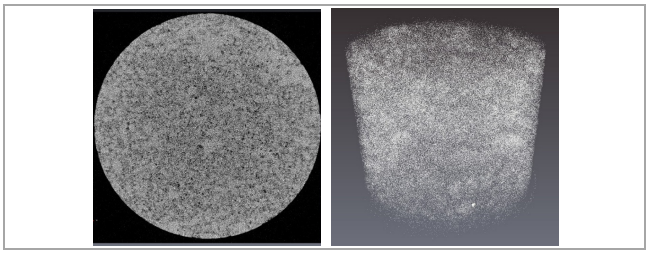


Рис. 2. Результаты микрофотографии на примере одного из образцов керна



Рис. 3. Образцы керна, использованные в работе. Образцы обернуты в фильтровальную бумагу перед насыщением изопропиловым спиртом

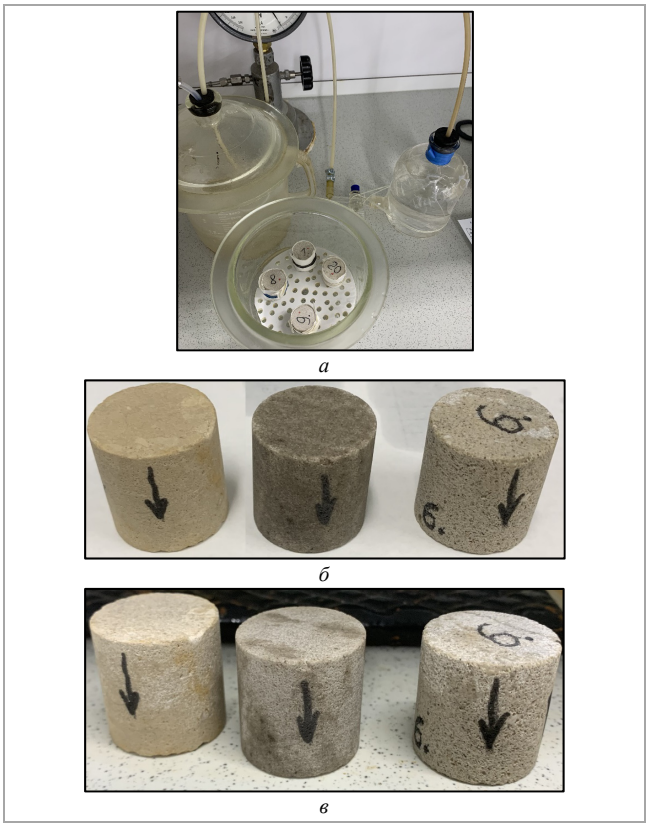


Рис. 4. Образцы керна, в вакуумном сатураторе (*а*); образцы керна сразу после насыщения спиртом (*б*); образцы керна после 10 минут сушки при комнатных условиях (*в*)

Таблица 1

Свойства керна и результаты исследований

Образец №	Пористость, %	Начальная проницаемость, 10^{-3} μm^2		Масса, g		gradP, MPa/m
		До S/D	После S/D	До S/D	После S/D	
1	14,79	35	46	47,589	47,587	0,621
2	14,91	88,7	104	46,779	46,776	0,207
3	14,97	156,1	146	46,174	46,173	0,131
4	15,63	40,8	34	45,446	45,447	0,518
5	14,14	346	370	46,684	46,684	0,046
6	13,42	15,5	14	49,264	49,266	0,747
7	8,58	28,4	28	49,710	49,710	0,805
8	10,69	49,7	52	47,192	47,191	0,379

Примечание: *S/D – насыщение/сушка. Красный шрифт означает уменьшение, а зеленый – увеличение значений проницаемости и массы керна после насыщения/сушки.

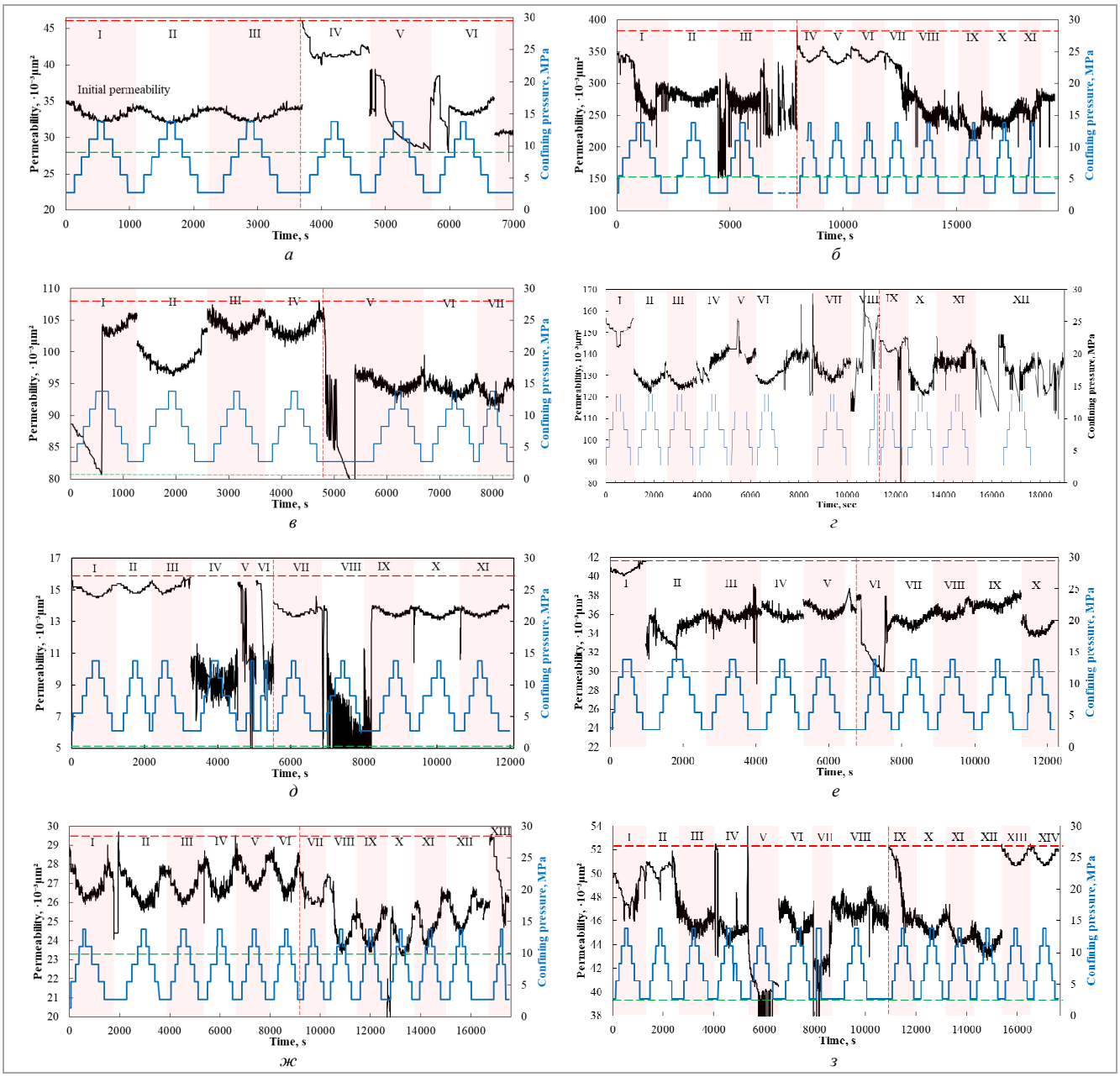


Рис. 5. Динамика проницаемости до и после насыщения спиртом. Номера образцов: 1 (*а*); 2 (*б*), 3 (*в*); 4 (*г*); 5 (*д*); 6 (*у*); 7 (*ж*); 8 (*з*). Римскими цифрами обозначен номер цикла. Промежуточные циклы закрашены для контраста. Сплошная черная линия показывает динамику проницаемости. Сплошная синяя линия – давление обжима. Горизонтальные пунктирные линии соответствуют максимальной (красный) и минимальной (зеленый) проницаемости. Черная пунктирная вертикальная линия соответствует границе между первой фильтрацией и после насыщения спиртом

Таблица 2

Значения проницаемости образцов и показатели степенного уравнения (1)

№ образца	*P*conf = 2.76 МПа			*P*conf = 13.8 МПа			$\frac{k400}{k400}$	$\frac{k2000}{k400}$	*a*	*n*
	*k*400	цикл	время	*k*2000	цикл	время				
1	42,2	4	4707	41,3	4	4257	1	0,979	1,08356	0,01339
2	350,2	6	11623	334	6	11200	1	0,954	1,19282	0,02943
3	106	8	8580	103,4	8	9035	1	0,975	1,09686	0,01543
4	157,8	8	11348	153,4	8	11260	1	0,972	1,11102	0,01757
5	15,3	2	21,39	15	3	2581	1	0,980	1,0765	0,0123
6	41,1	1	40	40,2	1	372	1	0,978	1,08592	0,01376
7	52,1	14	17590	50,95	14	17035	1	0,978	1,08664	0,01387
8	28,3	5	68,15	27,72	5	7318	1	0,980	1,08014	0,01287

Таблица 3

Изменение массы керна при насыщении и сушке

Образец №	Масса керна, г			
	Спирт		Деионизированная вода	
	до	после	до	после
1	47,589	**47,587**	47,587	**47,571**
2	46,779	**46,776**	46,776	**46,751**
3	46,174	**46,173**	46,173	**46,170**
4	45,446	**45,447**	45,447	**45,391**
5	46,684	46,684	46,683	**46,677**
6	49,264	**49,266**	49,272	**49,271**
7	49,710	49,710	49,710	**49,696**
8	47,192	**47,191**	47,191	**47,184**

Примечание: *красный шрифт означает уменьшение, а зеленый – увеличение массы керна после насыщения/сушки.

Установлено, что направление фильтрации газа не оказывает влияние на характер изменения проницаемости. Установлено, что в некоторых образцах после насыщения спиртом и сушки изменение проницаемости стало более предсказуемым и соответствующим нагружению (образцы 2, 7 и 8), а в других образцах, наоборот, стало хаотичным (1, 3 и 5). Сравнение результатов этих двух фильтрационных исследований позволяет определить, в каких образцах изначально фильтрационные характеристики были ухудшены, а в каких начальная проницаемость соответствовала наиболее приближенному к истинному значению. Установлено, что наибольшее значение проницаемости, определенное при циклическом нагружении, соответствует истинному значению проницаемости кернов, на которое миграция коллоидов не оказывает влияние [41, 42]. Если предположить, что истинная проницаемость породы определяется совокупностью всех проводящих каналов, то наиболее близким к истинному значению проницаемости образцов будет максимальное значение проницаемости, определенное при циклическом нагружении [43]. Данный факт позволяет определить точный вклад упругих деформаций в снижение проницаемости без учета миграции коллоидов, и для этого необходимо определить максимальные значения проницаемости при различных давлениях обжима [44, 45].

Однако определение проницаемости для каждого давления обжима затруднено большим разбросом данных, в связи с этим для определения упругой составляющей изменения проницаемости построены графики степенных зависимостей по двум точкам – при давлении 2,76 и 13,8 МПа. Выбранные значения максимальной проницаемости и интервалы выбора показаны в табл. 3.

По выбранным значениям построены зависимости относительной проницаемости (k/k_0) от давления обжима в которых исключено влияние миграции коллоидов (рис. 6). Для построенных графиков выполнена аппроксимация и получены расчетные значения коэффициентов и показателей степенного уравнения:

$$\frac{k}{k_o} = A \cdot \left(\frac{P}{P_o}\right)^{-n}, \quad (1)$$

где k/k_0 – относительная проницаемость; P/P_0 – относительное эффективное давление; A – константа; n – показатель, характеризующий интенсивность изменения относительной проницаемости.

Коэффициенты (A) и показатели (n) характеризуют чувствительность проницаемости породы к нагрузкам. Получены зависимости (A) и (n) от истинной проницаемости (рис. 6, *б*), аппроксимация графиков показала очень высокую корреляционную связь (A) и (n) с проницаемостью ($R^2 > 0,99$).

Таким образом, по результатам исследований установлено, что разработанная методика позволяет определить истинные зависимости проницаемость керновых образцов, соответствующие чисто упругим деформациям, в которых исключено влияние миграции коллоидов.

За основу методики проведения фильтрационных исследований до и после сушки использован эффект кофейных колец [46]. Суть данного эффекта заключается в перемещении коллоидных частиц за счет сил поверхностного натяжения в капле жидкости при смачивании поверхности и испарении. При смачивании коллоиды, находившиеся на твердой поверхности (рис. 7, *а*), за счет поверхностного натяжения вовлекаются внутрь капли и диспергируются внутри нее (рис. 7, *б*), а во время испарения объем капли уменьшается (рис. 7, *в*), и коллоиды, находящиеся внутри капли, стягиваются к центру капли и при достижении критической концентрации у стенки капли и потере мобильности образуют «кофейное кольцо» (рис. 7, *г*). По аналогии с плоской поверхностью, при движении жидкости на стадии смачивания по поровому каналу происходит отделение коллоидов от стенок за счет поверхностного натяжения [47], и их дисперсия внутри жидкой фазы (рис. 7, *д, е*). Во время сушки коллоиды мигрируют по порам вслед за спиртовым мениском и могут как очищать некоторые поры, так и скапливаться в устьях пор, образуя пробки (рис. 7, *ж, з*).

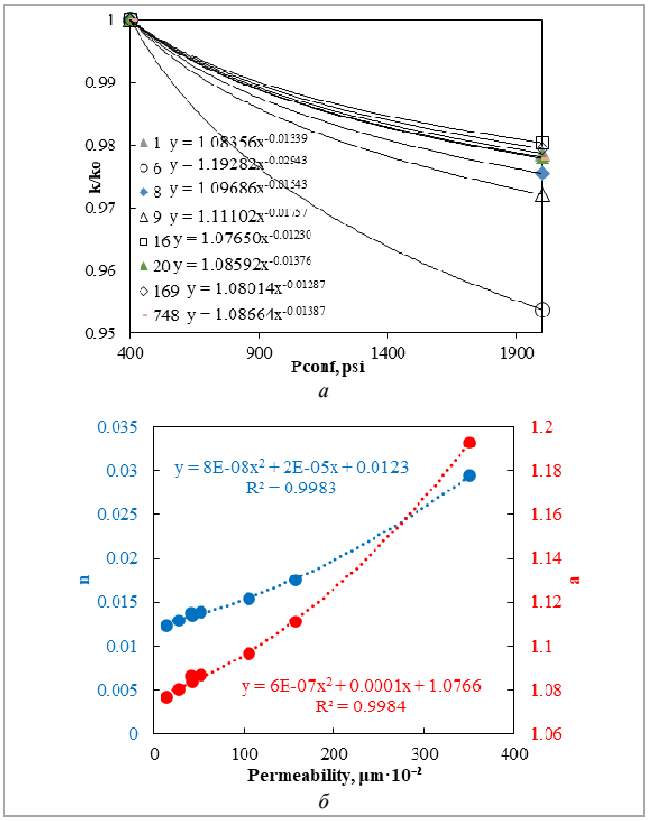


Рис. 6. Зависимости истинной проницаемости от давления обжима (*а*) и зависимости коэффициента и показателя уравнения (1) (*б*) от истинной проницаемости керна

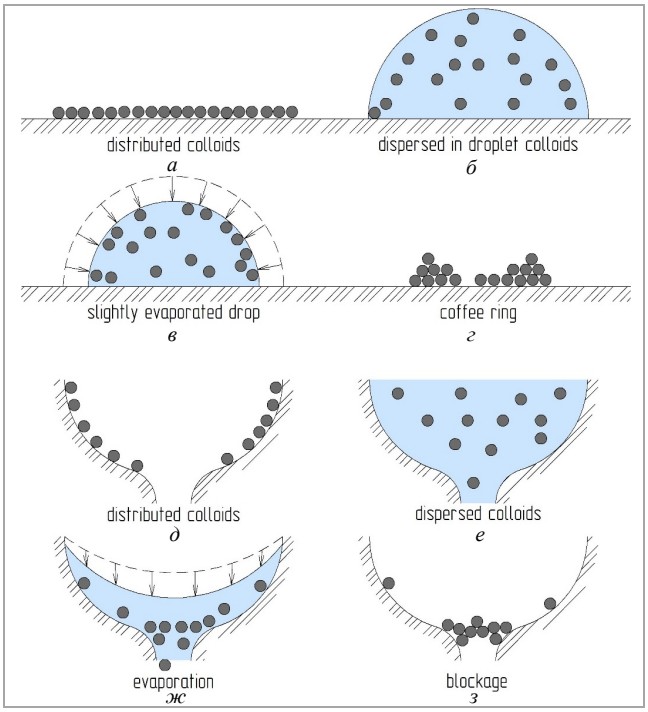


Рис. 7. Схема влияния смачивания и высыхания капли жидкости на распределение коллоидов на горизонтальной поверхности (*а–г*) и в поре (*д–з*). Изначальная сухая поверхность с равномерно распределенными по ней коллоидами: плоская поверхность (*а*), поверхность поры (*д*). Капля жидкости (*б*) и насыщенная пора (*е*) в которых коллоиды находятся в дисперсном состоянии. Испарение капли (*в*) и жидкости в поре (*ж*), при котором увеличивается концентрация коллоидов, и они собираются в кучу за счет поверхностного натяжения. Последствия высыхания жидкости на плоской поверхности и в поре: «кофейное кольцо» (*г*) и пробка (*з*)

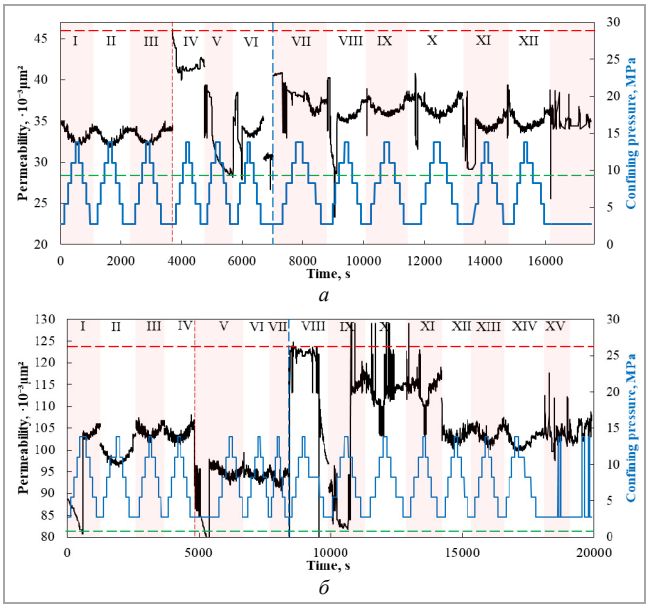


Рис. 8. Динамика проницаемости до и после насыщения спиртом. Номера образцов: 1 (*а*); 3 (*б*). Римскими цифрами обозначен номер цикла. Промежуточные циклы закрашены для контраста. Сплошная черная линия показывает динамику проницаемости. Сплошная синяя линия – давление обжима. Горизонтальные пунктирные линии соответствуют максимальной (красный) и минимальной (зеленый) проницаемости. Черная пунктирная вертикальная линия соответствует границе между первой фильтрацией и после насыщения спиртом, синяя пунктирная вертикальная линия – насыщение деионизированной водой и сушка

Насыщение деионизированной водой/сушка. Для сравнительной оценки влияния типа насыщаемого флюида и растворения минералов породы на проницаемость проведены дополнительные сравнительные фильтрационные исследования с насыщением деионизированной водой и сушкой образцов. Методика насыщения и сушки аналогичная методике насыщения изопропиловым спиртом, указанной ранее.

Установлено, что при насыщении деионизированной водой происходит заметное снижение массы образцов (табл. 3), что обусловлено частичным растворением минералов образцов. Химическое взаимодействие воды с породой подтверждается значительным увеличением кажущейся проницаемости образцов (рис. 8).

В результате анализа сравнительных томограмм до и после насыщения образцов деионизированной водой значительных изменений во внутренней структуре образцов не установлено (рис. 9). Характер кривых распределения пористости по высоте образцов остается таким же, расхождение между кривыми обусловлено разными параметрами съемки и разной степенью засветки. Количественный анализ распределения пор по размеру (рис. 9, *д, е*) показал незначительное увеличение количества крупных пор, после насыщения/сушки при этом количество более мелких пор осталось прежним.

При сравнительном анализе микрофотографий изменений структуры матрицы и минералов кальцита не установлено, что говорит о малой степени растворимости минералов образцов. Однако в одной из пор образца 6 обнаружено значительное изменение размера плоского зерна внутри поры (рис. 10). Более детальный анализ позволил установить, что данное зерно представлено полиминеральным составом (ангидрит, хлорит, кварц, кальцит и галит) с мелкими кристаллами кальцита (светлые зерна) на поверхности зерна. Наличие подобных минералов внутри пор способствует изменению проницаемости при насыщении водой. Кроме того, мелкие кристаллы кальцита (рис. 13, *а*, светлый) могут высвобождаться из такого зерна при его растворении и мигрировать далее, снижая проницаемость.

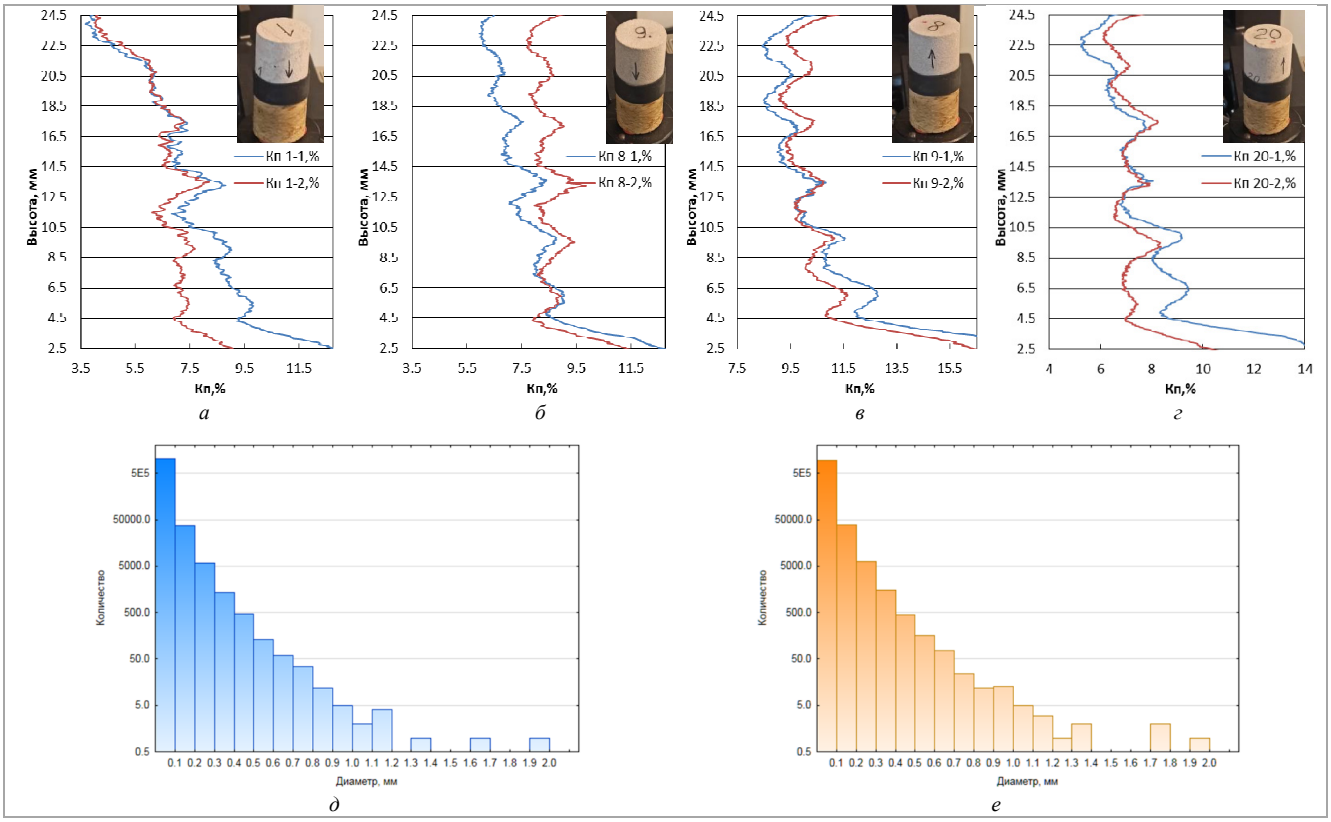
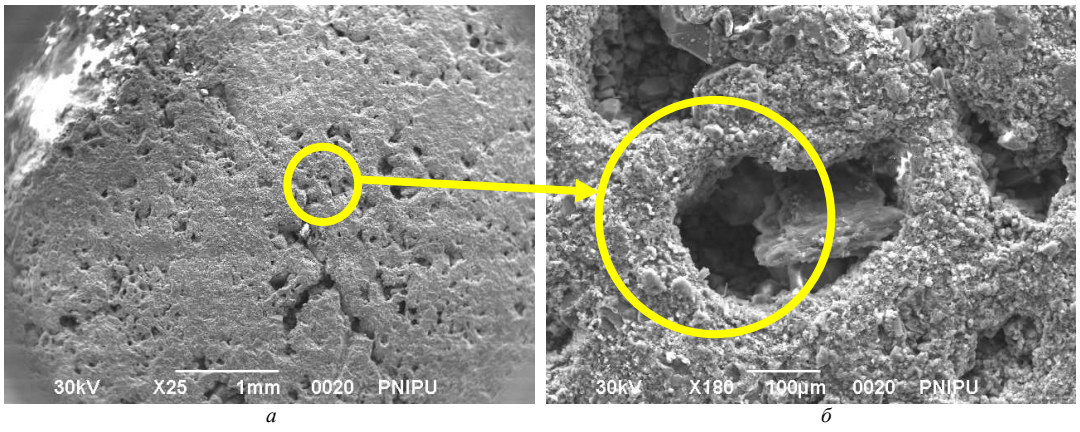
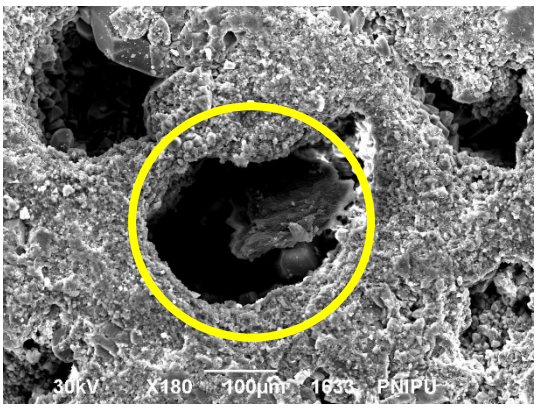


Рис. 9. Распределение пористости по высоте образцов: 1 (*а*), 2 (*б*), 3 (*в*), 6 (*г*). Синяя линия до насыщения, красная – после. Фото образца показывает ориентацию его относительно столика томографа, направление стрелки указывает направление движения воды при насыщении. Распределение пор по размерам образца 6 до (*д*) и после (*е*) насыщения деионизированной водой и сушки

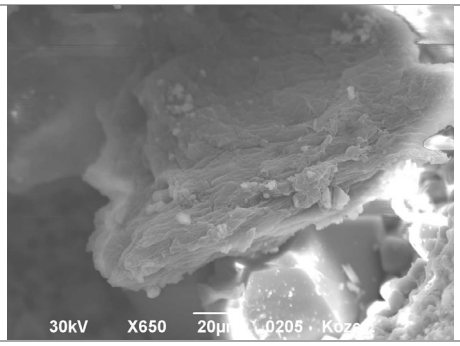




№ п/п	Химическое соединение и элементы	Содержание, %
1	Na2O	0,16
2	MgO	0,40
3	Al2O3	0,00
4	SiO2	0,29
5	SO3	0,46
6	Cl	0,06
7	K2O	0,00
8	CaO	55,09
9	FeO	0,05
Сумма		100

г

Рис. 10. Образец № 6 до воздействия: общий вид (*а*), увеличенная пора (*б*). Увеличенная пора и плоское зерно в ней после насыщения водой и сушки (*в*). Химический состав матрицы вокруг поры (*г*)

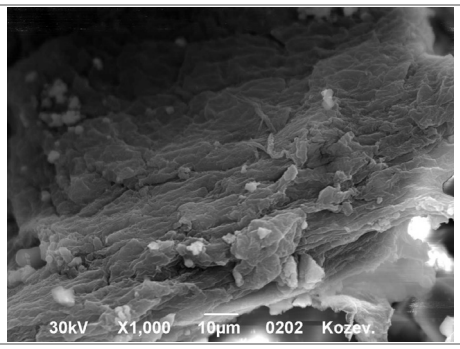


а

№ п/п	Химическое соединение и элементы	Содержание, %
1	Na2O	0,10
2	MgO	0,00
3	Al2O3	0,00
4	SiO2	0,13
5	SO3	0,19
6	Cl	0,05
7	K2O	0,00
8	CaO	55,59
9	FeO	0,04
Сумма		100

б

Рис. 11. Пора с кристаллом кальцита (светлый) и плоского зерна полиминерального состава (*а*). Химический состав кристалла кальцита в поре (*б*)

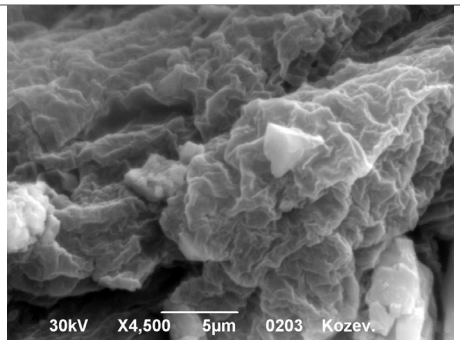


а

№ п/п	Химическое соединение и элементы	Содержание, %
1	Na	3,62
2	Al2O3	0,00
3	MgO	2,93
4	SiO2	10,77
5	SO3	26,15
6	Cl	0,00
7	K2O	0,23
8	CaO	50.65
9	TiO2	0,00
10	FeO	1,27
Сумма		100

б

Рис. 12. Сложный полиминеральный агрегат плоского зерна: ангидрит, хлорит или глина, кальцит и галит (*а*). Химический состав полиминерального зерна (*б*)



а

№ п/п	Химическое соединение и элементы	Содержание, %
1	Na	34,87
2	Al2O3	0,00
3	MgO	2,89
4	SiO2	2,58
5	SO3	23,93
6	Cl	3,27
7	K2O	0,00
8	CaO	59,67
9	TiO2	0,39
10	FeO	1,27

б

№ п/п	Химическое соединение и элементы	Содержание, %
1	Al2O3	0,00
2	SiO2	0,23
3	SO3	0,34
4	Cl	0,00
5	K2O	0,00
6	CaO	99,27
7	TiO2	0,00
8	FeO	0,07
9	Al2O3	0,00
Сумма		100

в

Рис. 13. Фрагмент плоского зерна полиминерального состава с мелкими кристаллами кальцита (светлые зерна) на поверхности зерна: ангидрит, хлорит, кварц, кальцит и галит (*а*). Химический состав полиминерального зерна (*б*). Химический состав зерна кальцита (светлый) (*в*)

Заключение

Проведенные лабораторные исследования подтвердили, что миграция естественных коллоидных частиц играет заметную роль в изменении фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов даже при отсутствии химического взаимодействия между породой и фильтрующим флюидом. При миграции коллоидов проницаемость может как снижаться при блокировании поровых каналов, так и временно повышаться за счет очистки пор от ранее осевших частиц.

Разработанная экспериментальная методика, основанная на контролируемом насыщении и сушке образцов инертным флюидом, позволяет отделить вклад упругих деформаций от влияния коллоидной миграции на изменение проницаемости. Сравнение результатов до и после насыщения показало, что истинная проницаемость образцов определяется максимальными значениями, достигаемыми в цикле

нагружения, при которых влияние коллоидов минимально.

Полученные степенные зависимости относительной проницаемости от эффективного давления адекватно описывают упругую составляющую изменения проницаемости и позволяют количественно оценить чувствительность пористой среды к нагрузкам. Высокие коэффициенты корреляции ($R^2 > 0{,}99$) между параметрами (A), (n) и истинной проницаемостью указывают на достоверность и воспроизводимость результатов.

Сравнение экспериментов с насыщением изопропиловым спиртом и деионизированной водой показало принципиально различное поведение исследуемых образцов. При насыщении спиртом изменения проницаемости обусловлены, преимущественно, физической миграцией коллоидных частиц, в то время как при насыщении водой отмечено частичное растворение минералов (кальцита, галита и др.), что приводит к снижению массы образцов и увеличению кажущейся проницаемости за счет открытия пор.

Томографический и микроскопический анализы подтвердили сохранность структуры порового пространства после циклов насыщения и сушки, при этом наблюдалась локальная модификация микрорельефа и концентрация коллоидов в отдельных порах. Эти факты указывают на реальность механизмов, аналогичных «эффекту кофейных колец», при которых движение мениска жидкости в поре вызывает перераспределение коллоидных частиц вдоль потока.

Установленный методический подход позволяет получать достоверные экспериментальные данные о влиянии коллоидной миграции на фильтрационные свойства пород и может быть использован для уточнения моделей гистерезиса проницаемости при нестационарных и циклических изменениях эффективного давления.

Практическим результатом исследования является подтверждение того, что для корректного прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, необходимо учитывать миграцию коллоидов. Игнорирование данного фактора может приводить к систематическим ошибкам в оценке производительности и устойчивости коллекторов.

Таким образом, разработанная методика и полученные результаты создают основу для последующего формирования физико-механических моделей, учитывающих совместное влияние упругих деформаций и коллоидной миграции на изменение проницаемости горных пород, что расширяет представления о природе гистерезиса фильтрационных свойств и повышает точность прогнозов поведения коллекторов при эксплуатации.

Библиографический список

1. Assessment of the Elastic-Wave Well Treatment in Oil-Bearing Clastic and Carbonate Reservoirs / V. Poplygin [и др.] // Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2023. – Т. 19, № 6. – С. 1495–1505.
2. Khimulia, V.V. Pore-Scale Computational Study of Permeability and Pore Space Geometry in Gas Condensate Reservoir Rocks / V.V. Khimulia, V.I. Karev. – 2024. – С. 243–256.
3. Use closed reservoirs for CO2 storage and heat recovery: A two-stage brine-extraction and CO2-circulation strategy / M. Chen [и др.] // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2022. – Т. 52. – С. 102346.
4. CO2–brine–rock interactions altering the mineralogical, physical, and mechanical properties of carbonate-rich shale oil reservoirs / S. Li [и др.] // Energy. – 2022. – Т. 256. – С. 124608.
5. Prediction of Productivity Decline in Oil and Gas Wells Due to Fines Migration: Laboratory and Mathematical Modelling / F.D. Siqueira [и др.] // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. SPE, 2014. – С. 14–16.
6. Turbakov, M. Determination of Enhanced Oil Recovery Candidate Fields in the Volga-Ural Oil and Gas Region Territory / M. Turbakov, A. Shcherbakov // Energies (Basel). – 2015. – Т. 8, № 10. – С. 11153–11166.
7. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone / E.V. Kozhevnikov [и др.] // Transp Porous Media. – 2023.
8. Acoustic vibration restoration of rock permeability while crude oil filtration containing paraffins / E. Riabokon [и др.] // Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – Т. 238. – С. 212865.
9. Karev, V.I. Experimental Studies of the Deformation, Destruction and Filtration in Rocks: A Review / V.I. Karev, V.V. Khimulia, N.I. Shevtsov // Mechanics of Solids. – 2021. – Т. 56, № 5. – С. 613–630.
10. Permeability Evolution of Porous Sandstone in the Initial Period of Oil Production: Comparison of Well Test and Coreflooding Data / M.S. Turbakov [и др.] // Energies (Basel). – 2022. – Т. 15, № 17. – С. 6137.
11. Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock / J. Zheng [и др.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2015. – Т. 78. – С. 304–318.
12. Cyclic confining pressure and rock permeability: Mechanical compaction or fines migration / E.V. Kozhevnikov [и др.] // Heliyon. – 2023. – Т. 9, № 11. – С. e21600.
13. Ramezanian, M. Investigating effects of temperature and confining pressure on dynamic elastic properties and permeability–An experimental study / M. Ramezanian, H. Emadi // Geomechanics for Energy and the Environment. – Elsevier Ltd, 2020. – Т. 22.
14. Pressure-Dependent Elastic and Transport Properties of Porous and Permeable Rocks: Microstructural Control / L. Pimienta [и др.] // J Geophys Res Solid Earth. – Blackwell Publishing Ltd, 2017. – Т. 122, № 11. – С. 8952–8968.
15. A review of mechanical deformation and seepage mechanism of rock with filled joints / L. Yue [и др.] // Deep Underground Science and Engineering. – 2024.
16. Civan. F. Parameterization of Biot–Willis Effective-Stress Coefficient for Deformation and Alteration of Porous Rocks / F. Civan // Transp Porous Media. – 2021. – Т. 138, № 2. – С. 337–368.
17. Khimulia, V.V. Micro-CT Analysis of Fractures and Permeability Changes in Low-Permeability Rocks After True Triaxial Loading / V.V. Khimulia, V.I. Karev. – 2023. – С. 451–459.
18. Kozhevnikov, E. A Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production / E. Kozhevnikov, E. Riabokon, M. Turbakov // Energies (Basel). – 2021. – Т. 14, № 9. – С. 2695.
19. Stress sensitivity of porosity and permeability of Cobourg limestone / Z. Hu [и др.] // Eng Geol. – 2020. – Т. 273. – С. 105632.
20. Resonance-induced restoration of rock permeability degraded by heavy components of crude oil / E. Riabokon [и др.] // Deep Underground Science and Engineering. – 2025.
21. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E.V. Kozhevnikov [и др.] // Géotechnique Letters. – 2022. – Т. 12, № 3. – С. 217–224.
22. Effect of stress, creep, and fluid type on steady state permeability measurements in tight liquid unconventional reservoirs / S.S. Chhatre [и др.] // Society of Petroleum Engineers – SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2016.
23. Evaluation of creep mechanical behavior of deep-buried marble under triaxial cyclic loading / S.-Q. Yang [и др.] // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Т. 8, № 9.
24. Yang, S.Q. Creep and Long-Term Permeability of a Red Sandstone Subjected to Cyclic Loading After Thermal Treatments / S.Q. Yang, B. Hu // Rock Mech Rock Eng. Springer-Verlag Wien. – 2018. – Т. 51, № 10. – С. 2981–3004.
25. Yang, S.Q. Creep and permeability evolution behavior of red sandstone containing a single fissure under a confining pressure of 30 MPa / S.Q. Yang, B. Hu // Sci Rep. Nature Research. – 2020. – Т. 10, № 1.
26. Direct pore scale numerical simulation of colloid transport and retention. Part I: Fluid flow velocity, colloid size, and pore structure effects / M. Samari Kermani [и др.] // Adv Water Resour. Elsevier Ltd. – 2020. – Т. 144.
27. Colloid Migration as a Reason for Porous Sandstone Permeability Degradation during Coreflooding / E.V. Kozhevnikov [и др.] // Energies (Basel). – 2022. – Т. 15, № 8. – С. 2845.
28. Saiers, J.E. Colloid mobilization and transport within unsaturated porous media under transient-flow conditions / J.E. Saiers, J.J. Lenhart // Water Resour Res. American Geophysical Union. – 2003. – Т. 39, № 1.
29. Rock permeability evolution during cyclic loading and colloid migration after saturation and drying / E. Kozhevnikov [и др.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2024. – Т. 11, № 3. – С. 208–219.
30. An Experimental Study of Proppant Transport Mechanisms to the Pump Intake in Low-Flow Oil Wells / E. Kozhevnikov [и др.] // Petroleum Research. – 2025.
31. Civan, F. Effective-Stress Coefficients of Porous Rocks Involving Shocks and Loading/Unloading Hysteresis / F. Civan // SPE Journal. – 2021. – Т. 26, № 01. – С. 44–67.
32. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law / Kwon O. [и др.] // J Geophys Res Solid Earth. American Geophysical Union (AGU). – 2001. – Т. 106, № B9. – С. 19339–19353.
33. Stanton-Yonge, A. The Hydro-Mechanical Properties of Fracture Intersections: Pressure-Dependant Permeability and Effective Stress Law / A. Stanton-Yonge, T.M. Mitchell, P.G. Meredith // J Geophys Res Solid Earth. – 2023. – Т. 128, № 2.
34. Simultaneous determination of the effective stress coefficients for permeability and volumetric strain on a tight sandstone / S. Nolte [и др.] // J Nat Gas Sci Eng. – 2021. – Т. 95. – С. 104186.
35. Stress–strain hysteresis during hydrostatic loading of porous rocks / A.T. Biyoghé [и др.] // J Mech Phys Solids. – 2024. – Т. 193. – С. 105861.
36. Selvadurai, A.P.S. Permeability Hysterisis of Limestone During Isotropic Compression / A.P.S. Selvadurai, A. Głowacki // Groundwater. – 2008. – Т. 46, № 1.
37. The mechanism of porous reservoir permeability deterioration due to pore pressure decrease / E. Kozhevnikov [и др.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2024. – Т. 13, № 2. – С. 96–105.
38. Liu, H.-H. Two-Part Hooke Model (TPHM): Theory, Validation and Applications / H.-H. Liu. – 2017. – С. 103–207.

39. Zhai, X. Injection-Induced Poroelastic Response of Porous Media Containing Fine Particles, Incorporating Particle Mobilization, Transport, and Straining / X. Zhai, K. Atefi-Monfared // Transp Porous Media. – 2021. – Т. 137, № 3. – С. 629–650.
40. Khimulia, V.V. Assessment of Fracture and Pore Permeability in Rocks by Results of X-ray Computed Tomography / V.V. Khimulia, N.I. Shevtsov. – 2023. – С. 517–526.
41. Permeability Evolution of Fractured Rock Subjected to Cyclic Axial Load Conditions / Z. Zhou [и др.] // Geofluids. Hindawi Limited. – 2020. – Т. 2020.
42. The Stress-Memory Effect of Fracture Stiffness During Cyclic Loading in Low-Permeability Sandstone / C. Kluge [и др.] // J Geophys Res Solid Earth. – 2021. – Т. 126, № 10.
43. Experimental Investigation on Post-Peak Permeability Evolution Law of Saturated Sandstone under Various Cyclic Loading–Unloading and Confining Pressure / L. Chen [и др.] // Water (Basel). – 2022. – Т. 14, № 11. – С. 1773.
44. Hu, C. Porosity and Permeability Evolution with Deviatoric Stress of Reservoir Sandstone: Insights from Triaxial Compression Tests and In Situ Compression CT / C. Hu, F. Agostini, Y. Jia // Geofluids. – 2020. – Т. 2020. – С. 1–16.
45. Experimental Study on the Evolution Trend of the Pore Structure and the Permeability of Coal under Cyclic Loading and Unloading / T. Xin [и др.] // ACS Omega. – 2021. – Т. 6, № 51. – С. 35830–35843.
46. Mampallil, D. A review on suppression and utilization of the coffee-ring effect / D. Mampallil, H.B. Eral // Adv Colloid Interface Sci. – 2018. – Т. 252. – С. 38–54.
47. Coal fines migration: A holistic review of influencing factors / F.U.R. Awan [и др.] // Adv Colloid Interface Sci. – 2022. – Т. 301. – С. 102595.

References

1. Poplygin V. et al. Assessment of the Elastic-Wave Well Treatment in Oil-Bearing Clastic and Carbonate Reservoirs. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, 2023, vol. 19, no. 6, pp. 1495-1505. DOI: 10.32604/fdmp.2023.022335
2. Khimulia V.V., Karev V.I. Pore-Scale Computational Study of Permeability and Pore Space Geometry in Gas Condensate Reservoir Rocks, 2024, pp. 243-256. DOI: 10.1007/978-3-031-54589-4_26
3. Chen M. et al. Use closed reservoirs for CO2 storage and heat recovery: A two-stage brine-extraction and CO2-circulation strategy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, vol. 52, 102346 p. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102346
4. Li S. et al. CO2-brine-rock interactions altering the mineralogical, physical, and mechanical properties of carbonate-rich shale oil reservoirs. *Energy*, 2022, vol. 256, 124608 p. DOI: 10.1016/j.energy.2022.124608
5. Siqueira F.D. et al. Prediction of Productivity Decline in Oil and Gas Wells Due to Fines Migration: Laboratory and Mathematical Modelling. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. SPE*, 2014, pp. 14-16. DOI: 10.2118/171475-MS
6. Turbakov M., Shcherbakov A. Determination of Enhanced Oil Recovery Candidate Fields in the Volga-Ural Oil and Gas Region Territory. *Energies (Basel)*, 2015, vol. 8, no. 10, pp. 11153-11166. DOI: 10.3390/en81011153
7. Kozhevnikov E.V. et al. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone. *Transp Porous Media*, 2023. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
8. Riabokon E. et al. Acoustic vibration restoration of rock permeability while crude oil filtration containing paraffins. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, vol. 238, 212865 p. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212865
9. Karev V.I., Khimulia V.V., Shevtsov N.I. Experimental Studies of the Deformation, Destruction and Filtration in Rocks: A Review. *Mechanics of Solids*, 2021, vol. 56, no. 5, pp. 613-630. DOI: 10.3103/S0025654421050125
10. Turbakov M.S. et al. Permeability Evolution of Porous Sandstone in the Initial Period of Oil Production: Comparison of Well Test and Coreflooding Data. *Energies (Basel)*, 2022, vol. 15, no. 17, 6137 p. DOI: 10.3390/en15176137
11. Zheng J. et al. Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2015, vol. 78, pp. 304-318. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2015.04.025
12. Kozhevnikov E.V. et al. Cyclic confining pressure and rock permeability: Mechanical compaction or fines migration. *Heliyon*, 2023, vol. 9, no. 11, e21600 p. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e21600
13. Ramezanian M., Emadi H. Investigating effects of temperature and confining pressure on dynamic elastic properties and permeability-An experimental study. *Geomechanics for Energy and the Environment*. Elsevier Ltd, 2020, vol. 22. DOI: 10.1016/j.gete.2020.100179
14. Pimienta L. et al. Pressure-Dependent Elastic and Transport Properties of Porous and Permeable Rocks: Microstructural Control. *J. Geophys Res Solid Earth*. Blackwell Publishing Ltd, 2017, vol. 122, no. 11, pp. 8952-8968. DOI: 10.1002/2017JB014464
15. Yue L. et al. A review of mechanical deformation and seepage mechanism of rock with filled joints. *Deep Underground Science and Engineering*, 2024. DOI: 10.1002/dug2.12126
16. Civan F. Parameterization of Biot-Willis Effective-Stress Coefficient for Deformation and Alteration of Porous Rocks. *Transp Porous Media*, 2021, vol. 138, no. 2, pp. 337-368. DOI: 10.1007/s11242-021-01611-4
17. Khimulia V.V., Karev V.I. Micro-CT Analysis of Fractures and Permeability Changes in Low-Permeability Rocks After True Triaxial Loading, 2023, pp. 451-459. DOI: 10.1007/978-3-031-25962-3_44
18. Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M. A Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production. *Energies (Basel)*, 2021, vol. 14, no. 9, 2695 p. DOI: 10.3390/en14092695
19. Hu Z. et al. Stress sensitivity of porosity and permeability of Cobourg limestone. *Eng Geol.*, 2020, vol. 273, 105632 p. DOI: 10.1016/j.enggeo.2020.105632
20. Riabokon E. et al. Resonance-induced restoration of rock permeability degraded by heavy components of crude oil. *Deep Underground Science and Engineering*, 2025. DOI: 10.1002/dug2.70020
21. Kozhevnikov E.V. et al. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media. *Géotechnique Letters*, 2022, vol. 12, no. 3, pp. 217-224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
22. Chhatre S.S. et al. Effect of stress, creep, and fluid type on steady state permeability measurements in tight liquid unconventional reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2016. DOI: 10.15530/URTEC-2014-1922578
23. Yang S.-Q. et al. Evaluation of creep mechanical behavior of deep-buried marble under triaxial cyclic loading. *Arabian Journal of Geosciences*, 2015, vol. 8, no. 9. DOI: 10.1007/s12517-014-1708-0
24. Yang S.Q., Hu B. Creep and Long-Term Permeability of a Red Sandstone Subjected to Cyclic Loading After Thermal Treatments. *Rock Mech Rock Eng.* Springer-Verlag Wien, 2018, vol. 51, no. 10, pp. 2981-3004. DOI: 10.1007/s00603-018-1528-8
25. Yang S.Q., Hu B. Creep and permeability evolution behavior of red sandstone containing a single fissure under a confining pressure of 30 MPa. *Sci. Rep.* Nature Research, 2020, vol. 10, no. 1. DOI: 10.1038/s41598-020-58595-2
26. Samari Kermani M. et al. Direct pore scale numerical simulation of colloid transport and retention. Part I: Fluid flow velocity, colloid size, and pore structure effects. *Adv. Water Resour*. Elsevier Ltd, 2020, vol. 144. DOI: 10.1016/j.advwatres.2020.103694
27. Kozhevnikov E.V. et al. Colloid Migration as a Reason for Porous Sandstone Permeability Degradation during Coreflooding. *Energies (Basel)*, 2022, vol. 15, no. 8, 2845 p. DOI: 10.3390/en15082845
28. Saiers J.E., Lenhart J.J. Colloid mobilization and transport within unsaturated porous media under transient-flow conditions. *Water Resour Res*. American Geophysical Union, 2003, vol. 39, no. 1. DOI: 10.1029/2002WR001370
29. Kozhevnikov E. et al. Rock permeability evolution during cyclic loading and colloid migration after saturation and drying. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, vol. 11, no. 3, pp. 208-219. DOI: 10.46690/ager.2024.03.05
30. Kozhevnikov E. et al. An Experimental Study of Proppant Transport Mechanisms to the Pump Intake in Low-Flow Oil Wells. *Petroleum Research*, 2025. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2025.07.007
31. Civan F. Effective-Stress Coefficients of Porous Rocks Involving Shocks and Loading/Unloading Hysteresis. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 01, pp. 44-67. DOI: 10.2118/200501-PA
32. Kwon O. et al. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law. *J. Geophys Res Solid Earth. American Geophysical Union (AGU)*, 2001, vol. 106, no. B9, pp. 19339-19353. DOI: 10.1029/2001JB000273
33. Stanton-Yonge A., Mitchell T.M., Meredith P.G. The Hydro-Mechanical Properties of Fracture Intersections: Pressure-Dependant Permeability and Effective Stress Law. *J. Geophys Res Solid Earth*, 2023, vol. 128, no. 2. DOI: 10.1029/2022JB025516
34. Nolte S. et al. Simultaneous determination of the effective stress coefficients for permeability and volumetric strain on a tight sandstone. *J. Nat Gas Sci Eng.*, 2021, vol. 95, 104186 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104186
35. Biyoghé A.T. et al.Stress–strain hysteresis during hydrostatic loading of porous rocks. *J. Mech Phys Solids*, 2024, vol. 193, 105861 p. DOI: 10.1016/j.jmps.2024.105861
36. Selvadurai A.P.S., Głowacki A. Permeability Hysterisis of Limestone During Isotropic Compression. *Groundwater*, 2008, vol. 46, no. 1. DOI: 10.1111/j.1745-6584.2007.00390.x
37. Kozhevnikov E. et al. The mechanism of porous reservoir permeability deterioration due to pore pressure decrease. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, vol. 13, no. 2, pp. 96-105. DOI: 10.46690/ager.2024.08.04
38. Liu H.-H. Two-Part Hooke Model (TPHM): Theory, Validation and Applications, 2017, pp. 103-207. DOI: 10.1007/978-3-319-43449-0_3
39. Zhai X., Atefi-Monfared K. Injection-Induced Poroelastic Response of Porous Media Containing Fine Particles, Incorporating Particle Mobilization, Transport, and Straining. *Transp. Porous Media*, 2021, vol. 137, no. 3, pp. 629-650. DOI: 0.1007/s11242-021-01580-8
40. Khimulia V.V., Shevtsov N.I. Assessment of Fracture and Pore Permeability in Rocks by Results of X-ray Computed Tomography, 2023, pp. 517-526. DOI: 10.1007/978-3-031-25962-3_52
41. Zhou Z. et al. Permeability Evolution of Fractured Rock Subjected to Cyclic Axial Load Conditions. *Geofluids. Hindawi Limited*, 2020, vol. 2020. DOI: 10.1155/2020/4342514
42. Kluge C. et al. The Stress-Memory Effect of Fracture Stiffness During Cyclic Loading in Low-Permeability Sandstone. *J. Geophys Res Solid Earth.*, 2021, vol. 126, no. 10. DOI: 10.1029/2020JB021469
43. Chen L. et al. Experimental Investigation on Post-Peak Permeability Evolution Law of Saturated Sandstone under Various Cyclic Loading-Unloading and Confining Pressure. *Water (Basel)*, 2022, vol. 14, no. 11, 1773 p. DOI: 10.1155/2021/5580185
44. Hu C., Agostini F., Jia Y. Porosity and Permeability Evolution with Deviatoric Stress of Reservoir Sandstone: Insights from Triaxial Compression Tests and In Situ Compression CT. *Geofluids*, 2020, vol. 2020, pp. 1-16. DOI: 10.1155/2020/6611079
45. Xin T. et al. Experimental Study on the Evolution Trend of the Pore Structure and the Permeability of Coal under Cyclic Loading and Unloading. *ACS Omega*, 2021, vol. 6, no. 51, pp. 35830-35843. DOI: 10.1021/acsomega.1c06118
46. Mampallil D., Eral H.B. A review on suppression and utilization of the coffee-ring effect. *Adv. Colloid Interface Sci.*, 2018, vol. 252, pp. 38-54. DOI: 10.1016/j.cis.2017.12.008
47. Awan F.U.R. et al. Coal fines migration: A holistic review of influencing factors. *Adv. Colloid Interface Sci.*, 2022, vol. 301, 102595 p. DOI: 10.1016/j.cis.2021.102595

Финансирование. Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0008).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.