

УДК 622

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

**Миграция коллоидов как причина ухудшения проницаемости пористых песчаников при лабораторных исследованиях****Ю.С. Щербакова, Е.В. Кожевников, А.А. Щербаков**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

**The migration of Colloids as a Cause of Deterioration of Permeability in Porous Sandstones during Laboratory Investigations****Iuliia S. Shcherbakova, Evgenii V. Kozhevnikov, Aleksandr A. Shcherbakov**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 07.05.2024. Принята / Accepted: 30.09.2024. Опубликовано / Published: 31.10.2024

**Ключевые слова:**

миграция коллоидов, пористая среда, лабораторные исследования ядра, заводнение ядра, проницаемость, гистерезис проницаемости, эффективное давление, гидродинамические исследования скважин.

Проницаемость горных пород не является постоянной величиной, она зависит от многих факторов, в том числе от наличия в составе флюидов и пористой среды мелких частиц – коллоидов, которые могут закупоривать поровые каналы и снижать проницаемость. Эффект миграции природных коллоидов, как правило, не учитывается при определении зависимостей проницаемости от эффективного давления, это явление часто игнорируется многими авторами и интерпретируется как результат влияния других факторов. Причиной недостаточного внимания к факту мобилизации и миграции природных коллоидов является сложность идентификации данного явления. Выявлено, что при изменении эффективного давления в начальный период добычи нефти в реальных условиях проницаемость может снижаться сильнее, чем по данным лабораторных исследований. При малом изменении эффективного давления, когда вероятность снижения и гистерезиса проницаемости по причине деформации порового коллектора крайне мала, установлены зависимости проницаемости от количества добытой нефти. Данный факт подтверждает вероятность влияния миграции природных коллоидов на снижение проницаемости и подчеркивает необходимость ее изучения. Целью работы является изучение влияния миграции коллоидов на проницаемость пористых песчаников при изменении скорости закачки жидкости и порового давления. В статье представлены методика и результаты фильтрационных испытаний ядер с учетом снижения проницаемости пористой среды, вызванного миграцией природных коллоидов при закачке жидкости. Условия фильтрационных испытаний исключают другие факторы проницаемости, такие как ползуемость и химическая мобилизация коллоидов. Получены результаты, демонстрирующие зависимость проницаемости от миграции коллоидов при изменении скорости закачки жидкости и порового давления. Фильтрационные исследования образцов ядра по предложенной методике показали, что проницаемость ядер уменьшается только при движении жидкости внутри образцов, что является прямым доказательством закупорки пор вследствие миграции природных коллоидов. Установлено, что снижение порового давления приводит к более интенсивному снижению проницаемости при закачке, это свидетельствует о дополнительной мобилизации коллоидов. Пористые среды с большей проницаемостью менее чувствительны к миграции коллоидов и изменению порового давления.

**Keywords:**

colloid migration, porous media, laboratory core tests, core flooding, permeability, permeability hysteresis, effective pressure, well testing.

Rock permeability is not a constant value, it depends on many factors, including the presence of small particles in the fluids and porous medium – colloids that can clog pore channels and reduce permeability. The effect of natural colloids migration, as a rule, is not taken into account when determining the dependencies of permeability on effective pressure, this phenomenon is often ignored by many authors and interpreted as a result of the influence of other factors. The reason for insufficient attention to the fact of mobilization and migration of natural colloids is the difficulty of identifying this phenomenon. It was found that with a change in the effective pressure in the initial period of oil production in real conditions, permeability can decrease more than according to laboratory studies. With a small change in effective pressure, when the probability of a decrease and hysteresis of permeability due to deformation of the porous reservoir is extremely small, the dependencies of permeability on the amount of oil produced were established. This fact confirms the probability of the influence of migration of natural colloids on the decrease in permeability and emphasizes the need to study it. The aim of the work is to study the effect of colloid migration on the permeability of porous sandstones with changes in the fluid injection rate and pore pressure. The article presents the methodology and results of core filtration tests taking into account the decrease in the permeability of the porous medium caused by the migration of natural colloids during fluid injection. The conditions of filtration tests exclude other permeability factors, such as creep and chemical mobilization of colloids. The results obtained demonstrate the dependence of permeability on colloid migration with changes in the fluid injection rate and pore pressure. Filtration studies of core samples using the proposed technique showed that the permeability of the cores decreases only with fluid movement inside the samples, which is direct evidence of pore clogging due to the migration of natural colloids. It was found that a decrease in pore pressure leads to a more intense decrease in permeability during injection, which indicates additional mobilization of colloids. Porous media with higher permeability are less sensitive to colloid migration and changes in pore pressure.

© Щербакова Юлия Станиславовна – научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (тел.: +007 (982) 496 50 17, e-mail: shch-yu7@yandex.ru).

© Кожевников Евгений Васильевич – кандидат технических наук, научный руководитель лаборатории природных газовых гидратов (тел.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: kozhevnikov\_evg@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

© Щербаков Александр Анатольевич – старший преподаватель кафедры «Нефтегазовые технологии» (тел.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: aleksandr.a.shcherbakov@gmail.com).

© Iuliia S. Shcherbakova – Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel.: +007 (982) 496 50 17, e-mail: shch-yu7@yandex.ru).

© Evgenii V. Kozhevnikov (Author ID in Scopus: 55531698200, ORCID: 0000-0002-6084-0795) – PhD in Engineering, Scientific Director of the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: kozhevnikov\_evg@mail.ru). The contact person for correspondence.

© Aleksandr A. Shcherbakov (Author ID in Scopus: 55531112100, ORCID: 0000-0001-6502-970X) – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: aleksandr.a.shcherbakov@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Щербакова, Ю.С. Миграция коллоидов как причина ухудшения проницаемости пористых песчаников при лабораторных исследованиях / Ю.С. Щербакова, Е.В. Кожевников, А.А. Щербаков // Недропользование. – 2024. – Т.24, №4. – С.219–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.6

Please cite this article in English as:

Shcherbakova Iu.S., Kozhevnikov E.V., Shcherbakov A.A. The migration of colloids as a cause of deterioration of permeability in porous sandstones during laboratory investigations. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.4, pp.219-230. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.6

## Введение

При разработке месторождений нефти и газа проницаемость коллекторов уменьшается вследствие снижения пластового давления, в результате в пласте могут оставаться значительные запасы нефти и газа. При добыче углеводородов или закачке воды изменяется поровое давление и эффективное давление, происходит деформация коллекторов и изменение их проницаемости [1–3]. Эффективное давление, согласно К. Терцаги [4], – это разница между горным давлением, вызванным массой вышележащих пород, и поровым давлением.

$$P_{\text{эфф}} = P_{\text{г}} - P_{\text{пл}}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{эфф}}$  – эффективное давление;  $P_{\text{г}}$  – горное (литостатическое) давление, обусловленное весом вышележащих горных пород;  $P_{\text{пл}}$  – пластовое (поровое) давление жидкости в порах продуктивного пласта.

Моделирование проницаемости при истощении коллектора необходимо для определения сроков и полноты добычи углеводородов. Проблеме изменения проницаемости посвящено значительное количество работ, в которых чувствительность проницаемости пород к эффективному давлению в основном определяется при лабораторных исследованиях образцов керн. Помимо лабораторных исследований керн, чувствительность проницаемости к изменению эффективного давления можно определить по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) [5–7]. В обоих случаях исследователи сходятся к общему выводу, что проницаемость является степенной или экспоненциальной функцией эффективного давления [6, 8–11].

Несмотря на широкое использование методов лабораторного заводнения, результаты лабораторных исследований могут быть недостаточными для описания свойств реальных коллекторов. Исследования [6, 9] показали, что чувствительность проницаемости горных пород к эффективному давлению, определенная по ГДИС, выше, чем определенная в лаборатории. Основные причины данных различий следующие:

1. Определение проницаемости по данным промысловых испытаний скважин отражает интегральную проницаемость пласта с учетом его зональной и слоистой неоднородности. Снижение пластового давления приводит к закрытию трещин, разобщению отдельных пропластков, в результате чего общая проницаемость пласта резко снижается.

2. Отобранный керновый материал после извлечения из скважины и естественной разгрузки напряжений претерпевает существенные изменения в виде объемных деформаций и уже не может отражать фактические свойства, присущие исходным условиям его залегания.

В работе [6] для сравнения результатов лабораторных исследований с реальными процессами в нефтяных пластах использованы данные испытаний скважин с месторождений севера Пермского края. Для анализа использовались данные промысловых испытаний скважин, проведенных сразу после бурения, в начальный период и через некоторое время эксплуатации добывающих скважин. За счет строгих критериев отбора по пластовому давлению и обводненности продукции исключены такие факторы влияния на проницаемость, как выпадение парафинов, солей, снижение фазовой проницаемости нефти из-за проникновения газа или вод, а также проведение операций по повышению нефтеотдачи пласта. Для анализа построены зависимости

проницаемости, нормированной по отношению к начальной проницаемости, от эффективного давления. В результате установлено, что снижение проницаемости при увеличении эффективного давления в реальных условиях происходит интенсивнее, чем при лабораторных исследованиях. Коэффициентный анализ уравнений показал, что интенсивность снижения проницаемости также зависит от начальной проницаемости пород, а именно: более проницаемые породы менее чувствительны к изменению эффективного давления, это коррелирует с результатами [12, 13], в которых говорится, что более крупные поры имеют меньшую сжимаемость, что касается как терригенных, так и карбонатных пород. Таким образом, в [6] сделан вывод, что низкопроницаемые пласты более чувствительны к изменению порового давления при добыче углеводородов. Детальное изучение структуры порового пространства также подтвердило, что основной причиной снижения проницаемости малоглинистых пород в начальный период добычи является миграция природных коллоидов.

Проницаемость трещиноватых пород больше зависит от эффективного давления, чем пористых пород, поскольку изменение проницаемости обусловлено открытием или закрытием трещин [14].

При циклическом изменении эффективного давления наблюдается гистерезис проницаемости – ее неполное восстановление при возвращении эффективного давления в исходное состояние [9, 15–19]. Гистерезис проницаемости не зависит от типа породы, типа пористости, трещиноватости, характера изменения эффективного давления (за счет порового или горного давления) [17, 18].

Общепринятой причиной гистерезиса проницаемости является пластическая деформация порового пространства, которая может возникать при нагрузках, превышающих предел прочности минералов породы [20–23] или вследствие ползучести [24, 25]. Эти явления хорошо наблюдаются в пластичных породах, содержащих в себе большое количество слабых, пластичных минералов, таких как разного рода глины. Однако и в более прочных породах, таких как чистые песчаники с низким содержанием глинистого цемента, также наблюдается гистерезис проницаемости, в том числе и при малых изменениях эффективного давления, при которых пластические деформации маловероятны. Например, в работе [26] указано, что при снижении эффективного давления менее чем на 5 % проницаемость снижается катастрофически.

В слабоглинистых пористых породах, в которых присутствуют микротрещины, основное снижение проницаемости происходит за счет закрытия микротрещин. По данным компьютерной томографии, в работе [27] отмечается, что микротрещины закрываются под нагрузкой, при этом размер и форма пор не изменяются. Отмечается, что сжатие микротрещин может привести к снижению проницаемости только при больших значениях эффективного изменения давления от единиц до десятков МПа. Однако анализ нефтяных месторождений Пермского края [28] показал, что гистерезис проницаемости проявляется при меньшем колебании пластового и эффективного давлений в начальный период добычи нефти.

В работе [28] приведен пример гистерезиса проницаемости на основе анализа данных ГДИС. В начальный период работы снижение эффективного давления в большинстве скважин составило менее 5 % (в редких скважинах – 10 %), при таком малом изменении эффективного давления вероятность деформации рассматриваемого коллектора крайне мала,

и маловероятно снижение проницаемости за счет сужения пор и сжатия микротрещин. При этом установлено, что проницаемость имеет четкую зависимость от количества нефти, добытой из скважины.

Следует отметить, что исследований по изменению проницаемости нефтяных пластов при циклическом изменении эффективного давления по данным ГДИС в целом крайне мало [5–7, 28].

В лабораторном исследовании [29] на прочных песчаниках при значительном снижении порового давления с 18 до 8 МПа наблюдается снижение проницаемости не по причине деформаций, а только при закачке флюида.

Таким образом, снижение проницаемости не пропорционально деформациям, которые могли бы возникнуть при изменении эффективного давления, свидетельствует о наличии неких других внутренних факторов. Причины снижения проницаемости от эффективного давления могут быть следующие: сужение пор за счет увеличения эффективного давления, отложение органических и неорганических осадков в порах, миграция природных коллоидов. Критерии отбора исходных данных в рассматриваемых работах исключают влияние первых двух факторов, а снижение проницаемости и ее гистерезис наблюдается только в результате движения жидкости, в связи с чем наиболее вероятной причиной снижения проницаемости и ее гистерезиса предполагается миграция природных коллоидов внутри порового пространства.

#### Миграция природных коллоидов в пористой среде

Установлено, что при геологических процессах формирования и погребения пластов, при деформационных процессах, вызванных просадкой пластов, изменением порового давления или тектоническими движениями, внутри пористых сред образуется большое количество свободных частиц коллоидного размера от нескольких нанометров до 1 мкм [30–35]. Коллоиды в горных породах могут также появляться извне в результате фильтрации загрязненных жидкостей [36, 37]. Как показали многочисленные исследования, изменение скорости фильтрации приводит к высвобождению коллоидов [31, 36–51], которые могут располагаться на стенках пор [46], скапливаться в устьях пор [52], закупоривать межпоровые каналы и формировать так называемые мостовые пробки [40, 53], лежать в застойных зонах [47].

О выделении коллоидов свидетельствует изменение концентрации коллоидов в вымываемом из пористой среды стоке [30], изменение геометрии порового пространства [51] и изменение гидравлической проводимости – проницаемости [43, 54–57, 60].

Миграция коллоидов внутри пористой среды при закачке жидкости способствует блокированию поровых каналов и снижению проницаемости как пористых [30, 36, 58], так и трещиноватых сред [54, 59, 60–61].

В настоящее время факт присутствия природных коллоидов в рутинных тестах при заводнении ядра зачастую не учитывается, а их влияние на проницаемость многими исследователями просто игнорируется и может интерпретироваться как результат влияния других факторов. Причиной недостаточного внимания к факту мобилизации и миграции природных коллоидов является сложность идентификации данного явления [62].

Основные доказательства, подтверждающие миграцию коллоидов при закачке жидкости, – это прямые: анализ концентрации коллоидов по данным

стоков, и косвенные: анализ изменения проницаемости при закачке нейтральной жидкости или газа [63].

Сбор и анализ сточных вод при заводнении ядра выполняется для оценки движения коллоидов и влияния их на проницаемость [31, 38, 41, 49, 52, 64]. Однако эксперименты выполняются при определенных ограничениях: для отбора стоков необходимо, чтобы линия выхода из пробы была как можно короче, чтобы избежать перемешивания и ошибок при измерении концентрации коллоидов, поэтому на всех работах, где осуществляется сбор стоков, давление линии выхода равно атмосферному давлению [31, 38]. Сбор стоков для определения концентрации коллоидов при наличии противодавления в настоящее время технически невозможен, поэтому существующие исследования не учитывают совокупный эффект изменения порового давления и миграции коллоидов. Использование фильтров на выходе не показывает динамики концентрации коллоидов с изменением скорости фильтрации, а оценить количество промытых коллоидных частиц достаточно сложно, особенно если размеры коллоидов составляют несколько десятков нанометров.

В некоторых исследованиях для определения влияния коллоидов на проницаемость также проводят компьютерную томографию образцов горных пород. Компьютерная томография из-за недостаточного разрешения позволяет оценить только существенное изменение структуры порового объема при высокой концентрации коллоидов во флюиде. Оценить миграцию природных коллоидов детально по элементам с помощью компьютерной томографии невозможно, так как максимальное существующее разрешение томографии превышает размеры коллоидов более чем в десятки и сотни раз даже при относительно высоком разрешении 1,6 мкм [52, 53, 64].

Таким образом, о влиянии миграции коллоидов на проницаемость при изменении условий закачки и порового давления можно судить только по косвенному признаку: по изменению величины мгновенной проницаемости.

В насыщенных жидкостями породах коллоиды прикреплены к стенкам пор за счет сил, возникающих в двойном электрическом слое. Для того чтобы оторвать частицу, к ней нужно приложить сдвиговое усилие, превышающее силу притяжения. Сдвиговое усилие зависит от скорости течения жидкости, ее вязкости и полярности [31]. Регулируемым фактором в настоящем и аналогичных экспериментах является скорость закачиваемой жидкости.

Скорость вымывания коллоидов зависит в большей степени от количества коллоидов в фильтруемой среде [38, 46, 65], физико-химических свойств фильтруемой жидкости [30, 45, 51], размера и формы зерен в среде [47, 66] и скорости движения жидкости по поровым каналам [36, 37, 43, 44, 46, 48, 67, 68]. Вымывание частиц и увеличение проницаемости из сред с высокой пористостью и проницаемостью может происходить достаточно быстро – в течение нескольких часов фильтрации [38]. В средах с низкой пористостью и проницаемостью коллоиды могут вымываться довольно длительное время, например, более 8 ч фильтрации в работе [43].

Закачка большого объема флюида с переменным расходом, с одной стороны, способствует миграции коллоидов и закупорке пор, с другой – вымыванию коллоидов из породы, очистке пор и увеличению проницаемости. В работе [38] на модели грунта установлено, что при ступенчатом увеличении скорости жидкости проницаемость сначала уменьшается, а затем

увеличивается, что свидетельствует об очистке пор и удалении коллоидов. В [60] установлено, что циклическое изменение скорости потока способствует очистке поровых каналов, при этом чем больше амплитуда изменения скорости жидкости, тем лучше очищаются поры и увеличивается проницаемость. При снижении скорости жидкости механизмы удержания коллоидов преобладают над уносом коллоидов, результатом становится прикрепление коллоидов к стенкам пор [38]. Очистка пор приводит к мобилизации коллоидов, а снижение скорости жидкости – к образованию агломератов и закупорке пор [69]. В работе [31] показано, что при заводнении образцов высокопористого песчаника чистой водой при высокой скорости жидкости снижение проницаемости происходит медленнее, чем при меньшей скорости, а основное снижение проницаемости происходит в начале фильтрации, когда концентрация коллоидов в вымываемом стоке максимальна.

Мобилизация и миграция коллоидов может приводить к закупориванию межпоровых каналов и формированию мостовых пробок [70]. Основными условиями мостообразования являются достаточное количество коллоидов, узкие каналы и высокая скорость потока. При формировании мостовых пробок при постоянной скорости закачки проницаемость уменьшается экспоненциально, пока все мелкие поровые каналы закупориваются коллоидами, в результате остаются участвовать в фильтрации только те каналы, в которых нет возможности для закупорки в условиях течения [28, 39]. Дальнейшее снижение проницаемости происходит линейно за счет прикрепления коллоидов к стенкам пор [28, 45]. Любое нарушение равновесного состояния потока жидкости может привести к высвобождению коллоидов и их дальнейшей миграции. Со временем достаточно большие каналы могут закупориваться, поскольку количество коллоидов, прикрепленных к стенке порового канала, увеличивается [50]. Наличие даже небольшого количества высокопроводящих каналов будет способствовать меньшему снижению проницаемости образцов из-за мостообразования, поскольку вклад таких каналов в проницаемость велик, а снижение их проницаемости минимально.

Мостовые пробки плохо разрушаются при постоянном потоке. Разрушить мостовые пробки в узких поровых каналах можно только одним способом – изменить направление потока на противоположное. На примере [70] показано, как во время тестов по закачке газа через керн мгновенная обратная продувка азотом на образцах позволила восстановить мгновенную проницаемость на 93 и 88 % за счет разрушения пробок. Однако обратные продувки не дают существенного увеличения проницаемости, так как не удаляют коллоиды, а только рассеивают их вдоль устья пор. При возобновлении потока как в прямом, так и в обратном направлении коллоиды, находящиеся в устье пор, быстро блокируют их и снижают проницаемость. Отмечается, что длительная циклическая нагрузка способствует механическому разрушению коллоидов, в результате в работе [70] отмечается восстановление проницаемости до исходного значения у трех образцов из четырех.

При стабилизации замеров мгновенной проницаемости возможны два варианта: скорости мобилизации и удержания коллоидов могут быть равны друг другу [36, 49] либо движение и удаление коллоидов может полностью прекратиться [40, 67, 71].

В случае изменения направления потока даже малый расход и объем может существенно повлиять на проницаемость пористой среды. В работе [36] показано,

что обратная закачка жидкости приводит к размыву внутренней фильтрационной корки и мобилизации коллоидов, в результате проницаемость сначала увеличивается, а затем снижается. В таких случаях эффективность удержания коллоидов кольматацией возрастает с увеличением скорости жидкости, и мобилизация и миграция коллоидов способствуют более интенсивному снижению проницаемости [36, 37, 46].

Исследователями отмечается, что миграция коллоидов существенно не влияет на изменение проницаемости при наличии высокопроницаемых поровых каналов [47, 72], например, в случае слоистой неоднородности образца.

### Обоснование методики

Обычно проницаемость пористых и трещиноватых сред определяется в процессе длительной закачки до стабилизации перепада давления или расхода [24, 48, 53, 73, 74]. За это время через образец может протечь большой объем жидкости, превышающий несколько десятков или сотен объемов пор образца [53, 71], и в это время коллоиды мигрируют в порах или трещинах. Такой подход не позволяет оценить вклад миграции природных коллоидов в общее снижение проницаемости в начальный период закачки после изменения условий фильтрации или эффективного давления [5, 6]. Это приводит к тому, что зачастую многие исследователи просто игнорируют данное явление и трактуют снижение проницаемости в большей степени как результат ползучести [25].

Несмотря на большое количество исследований, посвященных деградации проницаемости, проблема совместного влияния эффективного давления и миграции коллоидов на проницаемость пористых сред остается малоизученной. Обнаружено всего несколько статей, в которых рассматривается совместное влияние изменения порового давления и миграции коллоидов на гидравлическую проводимость трещиноватых образцов. В [49, 54, 56, 57, 60] проводились исследования фильтрации образцов с трещинами при переменном поровом давлении и постоянном давлении обжима. В ходе исследований было установлено, что гидравлическая проводимость трещин зависит от мобилизации и перемещения коллоидов по трещине. При постоянном расходе жидкости происходит монотонное уменьшение гидравлической проводимости трещины из-за закупорки разрушенными частицами, образовавшимися при растрескивании образца. Колебание порового давления приводит к увеличению гидравлической проводимости трещины за счет раскупоривания. Чем больше амплитуда давления при колебаниях, тем больше увеличивается проницаемость. В породе с трещиной увеличение проницаемости не зависит от солености фильтрующейся воды [60]. Колебание давления обжима приводит к снижению гидравлической проводимости трещины за счет постепенного уплотнения [49].

Авторами в данной работе предложена методика и на ее основе предпринята попытка оценить влияние миграции коллоидов на деградацию проницаемости пористой среды при фильтрации, в том числе при изменении порового давления. На примере образцов керна песчаника получены результаты, демонстрирующие зависимость проницаемости от миграции коллоидов при изменении скорости закачки жидкости и порового давления.

Данная методика позволяет оценить деградацию проницаемости пористых сред при миграции природных коллоидов без сбора и анализа сточных вод, ввиду

сложности точного отбора проб выщелачиваемой жидкости на фильтровальном сооружении. В нашем случае о миграции коллоидов мы судим по снижению проницаемости образцов при закачке чистой жидкости.

Проведено сравнение разработанной методики с традиционным стационарным керновым заводнением и установлено, что разработанная методика исключает влияние на проницаемость таких факторов, как химические реакции и эффект ползучести.

**Описание керна**

В работе опробовано 5 образцов керна цилиндрической формы размером 30 мм в диаметре и 30 мм длиной. Керна получен из нефтенасыщенных пластов месторождения Республики Коми, пористость образцов – от 7,85 до 10,31 %, проницаемость – от 0,98 до 72,25 мД, начальное поровое давление – 27,1 МПа. Порода керна – это слабоглинистые песчаники и алевролиты. Свойства керна показаны в табл. 1. Суть данного исследования заключается в том, чтобы показать, что на проницаемость оказывает влияние не только сжатие поровых каналов, но и также миграция коллоидов, поэтому в рамках данного исследования природа породы не имеет особого значения, а самое главное, чтобы образцы были пористыми и не имели искусственных и натуральных трещин.

Структура порового пространства образцов оценивалась с помощью компьютерной томографии (КТ) и сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) до и после закачки жидкости. КТ использовали для проверки отсутствия трещин и однородности свойств керна, а также для сравнения изменения структуры порового пространства до и после заводнения керна. КТ показала, что в образцах отсутствуют трещины, но они имеют небольшую слоистую неоднородность, параллельную оси фильтрации, а также все образцы содержат небольшое количество пирита. Результаты СЭМ показали наличие коллоидов на минеральных зернах образца (рис. 1). На фотографии видно, что коллоиды представлены частицами различных размеров и форм, при этом коллоиды значительно меньше размера пор. В правой части фотографии (см. рис. 1, б) показано наличие пластинок глинистых минералов, которые также могут быть источником коллоидов. Состав коллоидов обычно аналогичен составу минеральных зерен и цемента, слагающего горную породу, и представлен различными видами кварцевых и глинистых минералов [30].

Из анализа СЭМ фотографий получены:

- в образце 1 (см. рис. 1, а), имеющем наименьшую проницаемость, отсутствуют крупные видимые поры и присутствует большое количество коллоидов;
- образец средней проницаемости 3 (см. рис. 1, б) имеет крупные видимые поры и большое количество коллоидов различного размера от крупных до мелких;
- в высокопроницаемом образце 5 (см. рис. 1, в) видны крупные поры, коллоидов на зернах не наблюдается, но имеются крупные фрагменты зерен.

Полученная информация о структуре пористой среды позволила сделать вывод о влиянии миграции коллоидов на изменение проницаемости при фильтрации. Зависимости снижения проницаемости от соотношения диаметров пор и коллоидов не строились, поскольку: во-первых, используемые образцы имеют достаточно высокую слоистую неоднородность, что не позволяет адекватно оценить влияние размеров поровых каналов и коллоидов на снижение проницаемости; во-вторых, существующие инструменты (в том числе компьютерная томография)

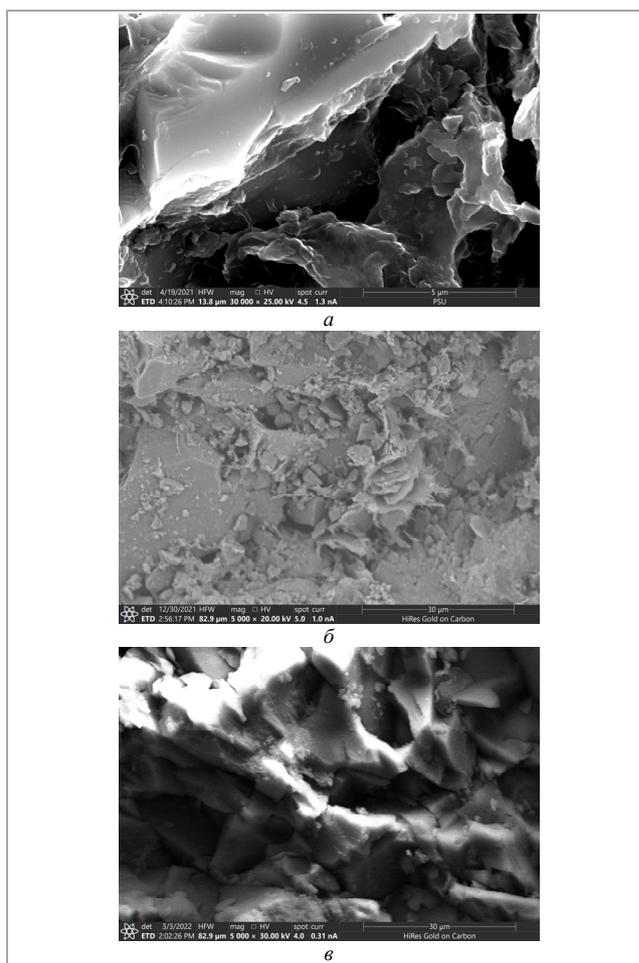


Рис. 1. РЭМ образцов: 1 (а), 3 (б), 5 (в)

Таблица 1

Свойства образцов керна

Номер образца	Пористость, %	Проницаемость, мД	Флюид/ Направление потока	Горная порода
1	7,85	0,98	Вода/ В одном направлении	Слабоглинистый алевролит
2	10,16	72,25	Вода/ В одном направлении	Песчаник сцементированный (содержание глины менее 2 %)
3	8,33	27,97	Вода/ В одном направлении Керосин / Reverse	
4	10,31	47,27	Керосин/ В одном направлении	
5	8,45	52,12	Керосин /	
			В одном направлении	

не позволяют оценить количество и размер коллоидов, находящихся в объеме поровой среды в свободном состоянии.

**Фильтрация керна**

Для заводнения керна использовалась система Auto Flood Reservoir Conditions, AFS-300 производства Core Laboratories (рис. 2, а). Установка позволяет контролировать условия заводнения керна с одновременным измерением расхода и давления на входе и выходе образца, создает давление обжима, имитирующее горное давление, поддерживает определенную температуру. Принципиальная схема установки представлена на рис. 2, б.

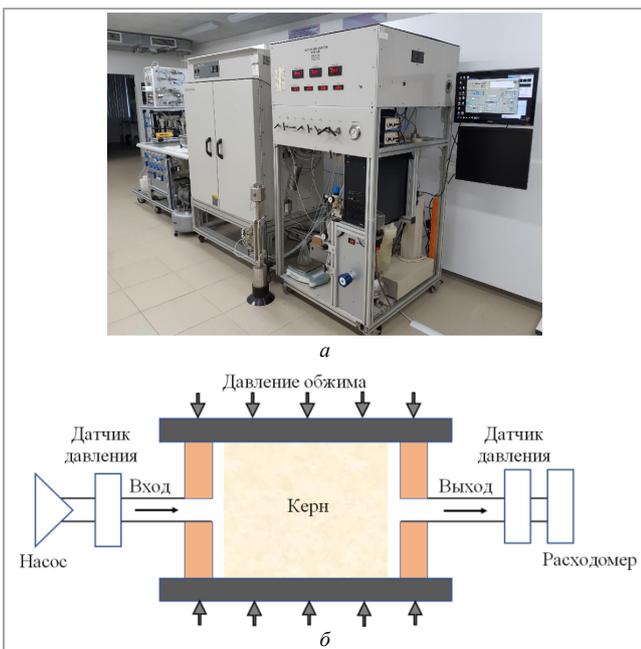


Рис. 2. Фото (а) и принципиальная схема (б) установки для испытаний керна

Перед испытаниями образцы были очищены от остатков пластовых флюидов и высушены до постоянной массы. В качестве жидкости использовалась деионизированная вода и керосин. Образцы помещались в кернодержатель при начальной температуре 25 °С, давлении обжима 45 МПа и поровом давлении 18 МПа. Заводнение керна проводилось параллельно слоям горных пород. Образец 3 сначала фильтровали деионизированной водой, затем высушивали и пропитывали керосином для обратной фильтрации.

Исследования [55, 69] показали, что горные породы обладают памятью напряжений, а это означает, что повторное приложение меньшей или равной предыдущей нагрузки снижает вероятность возникновения необратимых деформаций и ползучести. С целью снятия напряжений и минимизации влияния ползучести на проницаемость перед закачкой образцы выдерживались при заданном поровом давлении и давлении обжима в течение 24 ч. Поровые давления и давления обжима испытаний не превышают реальные условия залегания пород, из которых отобраны образцы, также с целью минимизации влияния ползучести на проницаемость.

Заводнение керна проводилось с циклическим изменением скорости закачки при постоянном давлении обжима. Скорость закачки меняли ступенчато от 1 до 5 см<sup>3</sup>/мин, при каждой скорости закачка длилась около 5 минут. Весь цикл закачки длился около 2–3 ч в зависимости от проницаемости образца. Поровое давление при закачке определялось как среднее давление на входе и выходе и могло изменяться до 0,4 МПа от начального значения при увеличении скорости закачки. Это означает, что эффективное давление изменяется менее чем на 1,5 %, это крайне низкое значение, при котором образование микротрещин в матрице образца породы и их влияние на проницаемость маловероятны [54]. Для мобилизации коллоидов необходимо ступенчатое изменение скорости закачки жидкости, поэтому при проведении эксперимента используется несколько механизмов: при увеличении скорости закачки коллоиды мобилизуются и диспергируются в движущемся потоке [69], при низкой скорости закачки коллоиды объединяются в более крупные агломераты и

частично закупоривают поры, дальнейшее увеличение скорости закачки разрушает агломераты и уносит коллоиды дальше в поровое пространство [69].

Для того чтобы убедиться, что снижение проницаемости не вызвано ползучестью, закачка жидкости также проводилась в три цикла. После первого цикла фильтрации образец выдерживался в течение 24 ч, затем фильтровался в тех же условиях; после второго цикла поровое давление снижалось с 18 до 13 МПа при постоянном давлении обжима, образец выдерживался в течение 24 ч и проводился третий цикл закачки.

Во время закачки данные с датчиков давления на входе и выходе из образца и с датчиков расхода жидкости регистрировались с частотой одно измерение в 3 с. На основании полученных данных о скорости закачки, перепаде давления на входе и выходе образца, исходя из вязкости жидкости и размеров образца, мгновенная проницаемость определялась по формуле Дарси. Рассчитанные значения мгновенной проницаемости отфильтрованы с помощью программы Matlab, по результатам построены графики (рис. 3–5) изменения относительной проницаемости ( $k/k_0$ , где  $k$  – мгновенная проницаемость,  $k_0$  – начальная проницаемость) от объема закачиваемой жидкости, выраженного в количестве поровых объемов  $V/V_p$ , где  $V$  – объем закачиваемой жидкости,  $V_p$  – объем порового пространства образца.

При закачке в качестве контрольного параметра выступал расход жидкости ( $q$ ), а так как образцы имеют разную пористость и проницаемость, то для сравнительной оценки использовалась средняя скорость жидкости через образец керна ( $v$ ), которая определялась по формуле:

$$v = q/(m \cdot S), \quad (2)$$

где  $m$  – пористость,  $S$  – площадь образца.

### Этап 1. Закачка воды

На первом этапе исследований через образцы 1, 2 и 3 после вакуумного насыщения фильтровали деионизированную воду в течение одного цикла. В результате снижение проницаемости образцов составило от 14 до 50 % (рис. 3). Несмотря на практически одинаковую среднюю скорость движения жидкости через поровые образцы, снижение проницаемости происходит по-разному. В образцах 1 и 2 изменение проницаемости происходит неравномерно, тогда как в образце 3 происходит практически линейно в зависимости от объема прокачиваемой жидкости. Локальные импульсные изменения проницаемости на графиках (см. рис. 3–5), совпадающие с изменением скорости закачки, связаны с переходными режимами и не отражают общего изменения проницаемости и им можно пренебречь.

Другим важным параметром, влияющим на чувствительность проницаемости пористой среды к миграции коллоидов, является градиент давления [52, 65], который определяется как отношение перепада давления на входе и выходе образца к длине образца. В нашем случае все образцы имеют одинаковую длину, поэтому для удобства сравнения можно использовать максимальный перепад давления на входе и выходе образца за время цикла фильтрации  $\Delta P_{max}$ .

Общее снижение проницаемости образца 1 составило 14 %. Образец имеет относительно низкую проницаемость, при закачке максимальный перепад давления на образце составил 6 МПа, что является достаточно высоким значением. На изменение проницаемости при столь высоком перепаде давления,

помимо миграции коллоидов, могло оказывать влияние раскрытие микро- и макротрещин, о чем свидетельствует четкая зависимость проницаемости от изменения скорости закачки (см. рис. 3, а). Кроме того, при столь большом перепаде давления велика вероятность вымывания большей части коллоидов из порового пространства [65].

При фильтрации образцов 2 и 3 максимальный перепад давления составил 0,05 и 0,35 МПа соответственно, тогда как эффективное давление изменилось менее чем на 1,5 %, что является крайне низким значением, при котором маловероятно образование микротрещин в матрице образца породы и их влияние на проницаемость [54].

Образец 2 характеризуется наибольшей проницаемостью и наименьшим перепадом давления 0,05 МПа. Общее снижение проницаемости составило 25 % (см. рис. 3, б). Проницаемость зависит от скорости закачки жидкости, которая характеризуется ступенчатым изменением, в этом случае механизмы удерживания коллоидов с уменьшением скорости потока жидкости преобладают над уносом коллоидов, что может быть результатом прикрепления коллоидов к стенкам пор [38].

Для образца 3 наблюдается наибольшее снижение проницаемости – до 50 %. При этом основная деградация проницаемости происходит в начале цикла фильтрации, аналогично [35], затем изменение проницаемости стабилизируется и становится практически линейным (см. рис. 3, в). Также установлено, что при высоких скоростях потока проницаемость уменьшается менее быстро, чем при низких скоростях потока (см. рис. 4). Это говорит о том, что при высоких скоростях потока процессы мобилизации и увлечения коллоидов преобладают над удержанием, в этом случае снижение проницаемости не является следствием мостообразования, а обусловлено присоединением коллоидов к стенкам пор. Отсутствие механизма мостообразования при изменении проницаемости в образцах 2 и 3 также может быть связано с большим размером пор относительно размера коллоидов [72]; в данных образцах снижение проницаемости при высокой скорости жидкости происходит менее интенсивно, чем при меньшей скорости, аналогично [31]. Другим объяснением того, что при большей скорости закачки проницаемость снижается меньше, является то, что программа фильтрации подразумевает циклическое изменение скорости жидкости (пусть и с низкой частотой колебаний), что способствует очистке поровых каналов [65], в то время как градиент давления в образце изменяется циклически.

Для проверки вероятности влияния ползучести на изменение проницаемости после первого цикла закачки образец 3 оставляли в кернодержателе на 60 ч при постоянных поровом давлении и давлении обжима, после выдержки выполнялась закачка более 100 поровых объемов при скоростях потока 1 и 2 см<sup>3</sup>/мин (см. рис. 3, в). Из результатов видно, что в начале закачки после паузы проницаемость имеет несколько большее значение, чем в конце предыдущего цикла закачки. Это объясняется возмущениями и возникновением противотоков внутри образца при остановке фильтрации после первого цикла и возобновлении потока жидкости. Аналогичное явление наблюдалось позднее и на других образцах при закачке керосина, оно особенно ярко выражено при изменении порового давления. На рис. 3, в также видно, что при возобновлении закачки снижение проницаемости вначале происходит достаточно интенсивно, как и в первом цикле, но имеет тенденцию к стабилизации.

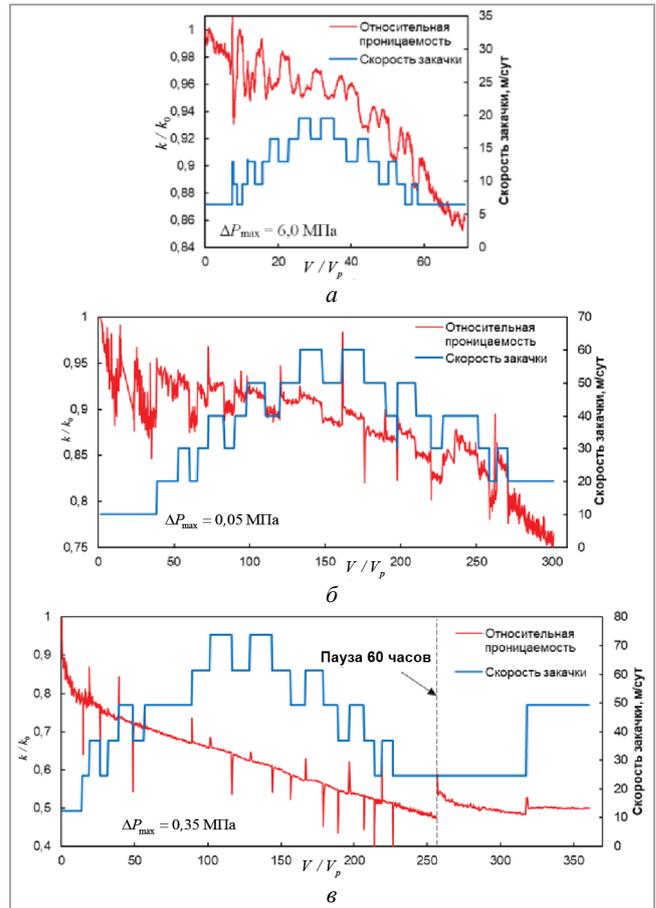


Рис. 3. Изменение относительной проницаемости образцов 1 (а), 2 (б) и 3 (в). Давление обжима 45 МПа, поровое давление 18 МПа; в – пунктирная линия показывает 60-часовую паузу закачки, в течение которой образец выдерживался при постоянном поровом и давлении обжима

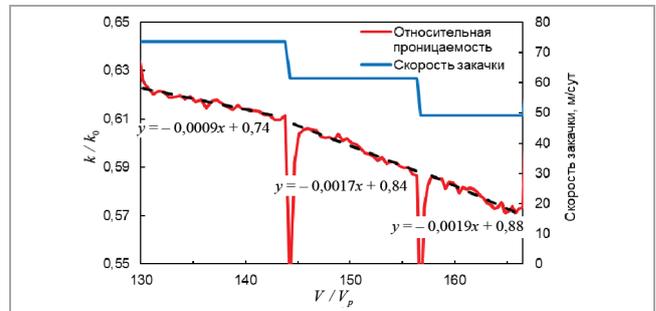


Рис. 4. Изменение относительной проницаемости образца 3 при закачке деионизированной воды. Черные пунктирные линии показывают линейные аппроксимации уравнениями.

Наклон кривой проницаемости при больших скоростях жидкости меньше, чем при более низких скоростях жидкости, это видно из коэффициента линейной функции: чем больше абсолютное значение коэффициента, тем интенсивнее снижается проницаемость

При увеличении скорости потока до 2 см<sup>3</sup>/мин проницаемость немного увеличилась и сразу же стабилизировалась. В этом случае можно сказать, что сложились условия, при которых процессы мобилизации и удержания коллоидов равноценны друг другу, или миграция коллоидов полностью прекратилась [65].

Взаимодействие деионизированной воды с глинистыми частицами может приводить к их диспергированию и миграции. Взаимодействие деионизированной воды с пиритом, его наличие в керне установлено по результатам КТ, может привести к образованию нерастворимых

коллоидов гидроксида железа (III). В связи с тем, что нас интересует только миграция природных коллоидов, без участия химических процессов и взаимодействия глины с водой, то для дальнейшей фильтрации выбрана инертная жидкость – керосин.

**Этап 2. Закачка керосина**

Результаты закачки чистого керосина через образцы керн представлены на рис. 5. Снижение проницаемости образцов керн составило от 13 до 46 %.

У образца 4 (см. рис. 5, а) в течение первого и второго циклов фильтрации проницаемость снизилась равномерно на 30 %. После второго цикла произошло существенное изменение условий фильтрации по причине аварийного сброса порового давления и давления обжима до 0 и 3 МПа соответственно. После восстановления порового давления и давления обжима до значений 13 и 45 МПа соответственно образец выдерживался еще 24 ч перед третьим циклом фильтрации. Данное происшествие привело к драматическим последствиям, в результате которых в третьем цикле фильтрации кривая проницаемости стала более крутой и изломанной, а снижение проницаемости от количества прокачиваемой жидкости было более интенсивным, чем в предыдущих циклах фильтрации. Сброс давления мог привести к нескольким последствиям: изменению размеров поровых каналов за счет пластических деформаций и выделению коллоидов за счет упругих и пластических деформаций. Однако сужения каналов за счет пластических деформаций не отмечено. Этот вывод сделан на том основании, что снижение проницаемости произошло только при закачке жидкости в течение цикла, который длится около 2–3 ч. Если бы действительно произошло сужение каналов, то после 24-часовой паузы проницаемость в начале была бы меньше, чем в конце предыдущего цикла, но в нашем случае мы наблюдаем обратное. Помимо пластических, упругие деформации также могут приводить к появлению в пористой среде большого количества свободных коллоидов [33]. Вероятнее всего, упругая деформация керн привела к выделению коллоидов, что отразилось на изменении проницаемости в третьем цикле закачки. Общее снижение проницаемости составило 46 %.

У образца 5 (см. рис. 5, б) при прокачке первых 20 поровых объемов за первый цикл фильтрации происходит наибольшее снижение проницаемости – около 20 %, затем снижение проницаемости происходит плавно, практически линейно, в каждом случае около 5 %. Такое умеренное снижение проницаемости, вероятно, обусловлено высокой слоистой неоднородностью образца и наличием параллельных потоку жидкости высокопроницаемых поровых каналов, на которые миграция коллоидов не оказывает столь существенного влияния [47, 72], что также подтверждается сравнительно небольшим максимальным перепадом давления 0,08–0,09 МПа. Общее снижение проницаемости составило около 28 %, при этом снижение порового давления не оказало существенного влияния на изменение проницаемости.

Через образец 3 предварительно была выполнена закачка деионизированной воды в прямом направлении (см. рис. 3, в), затем образец был высушен, пропитан керосином, и выполнена закачка в обратном направлении (см. рис. 5, в). Обратное направление закачки привело к эрозии внутренней фильтрационной корки и мобилизации большого количества коллоидов, в результате в первом цикле закачки керосина проницаемость сначала увеличивается, а затем уменьшается аналогично [36]. Во время массивной

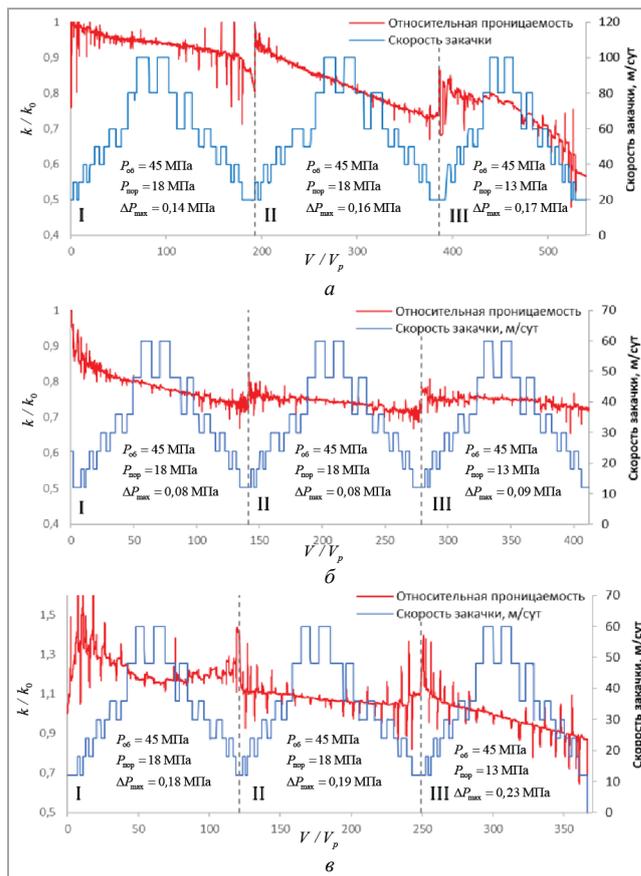


Рис. 5. Динамика относительной проницаемости образцов 4 (а), 5 (б), 3 (в) в течение 3 циклов закачки керосина.

Римские цифры обозначают цикл закачки.

Штриховыми серыми линиями показаны границы между циклами закачки – суточными паузами, в течение которых образец выдерживался при постоянной температуре, поровом и давлении обжима без закачки

миграции коллоидов в первом цикле фильтрации преобладающим механизмом снижения проницаемости является закупорка коллоидов в поровых каналах. Такой вывод можно сделать на основании того, что ступенчатое увеличение потока фильтрации приводит к снижению мгновенной проницаемости, а уменьшение потока, наоборот, увеличивает проницаемость, что соответствует выводу о том, что эффективность удержания частиц кольматацией увеличивается с ростом скорости потока [36, 37, 46]. В целом проницаемость в первом цикле фильтрации снижается, что обусловлено размыванием внутренней фильтрационной корки и переносом коллоидов вглубь образца. Образец 3 продемонстрировал максимальное снижение проницаемости в третьем цикле закачки после снижения порового давления. Кривая проницаемости имеет более крутой наклон, что, вероятно, связано с дополнительной мобилизацией коллоидов. В начале третьего цикла закачки проницаемость образца высокая, но затем быстро снижается при прокачке первых 10 поровых объемов. Общее снижение проницаемости по результатам трех циклов составило 13 %.

Таким образом, результаты исследований показали, что проницаемость кернов уменьшается только при движении жидкости внутри образцов, что является прямым доказательством того, что при движении жидкости происходит закупорка пор, и это может происходить только из-за наличия природных коллоидов, находящихся внутри породы, а не из-за ползучести.

Закачка большого объема жидкости с различной скоростью потока может привести не только к миграции коллоидов и закупорке пор, но и к прочистке пор и вымыванию коллоидов из породы. При вымывании коллоидов ожидается, что проницаемость сначала уменьшается, а затем увеличивается [38]. Скорость вымывания зависит от скорости закачки, размера частиц и поровых каналов, размера образца ядра. При высокой пористости и проницаемости образца увеличение расхода жидкости достаточно быстро приводит к вымыванию свободных частиц и увеличению проницаемости среды [38]. В малопористых и малопроницаемых средах коллоиды могут вымываться в течение достаточно длительного времени [43]. В нашем случае снижение проницаемости происходило постоянно на протяжении всех циклов заводнения, что свидетельствует о достаточно большом количестве коллоидов и малой скорости их движения [43, 48].

Во всех образцах в начале нового цикла фильтрации наблюдается небольшое увеличение проницаемости относительно конца предыдущего цикла, независимо от порового давления. Это объясняется возникновением прототоков внутри образца при остановке и последующем возобновлении закачки. Наибольшая разница в проницаемости наблюдается между концом 2-го и началом 3-го цикла закачки после снижения порового давления, что также объясняется прототоком в образцах в результате сброса порового давления. Реверсирование потока, даже при небольшом расходе и объеме, может существенно изменить проницаемость пористой среды.

Увеличение эффективного давления за счет уменьшения порового давления оказало большее влияние на изменение проницаемости образца 3 (см. рис. 5, в), имеющего наименьшую абсолютную проницаемость. В меньшей степени снижение порового давления повлияло на проницаемость образца 5 (см. рис. 5, д), имеющего среднюю проницаемость. Для образца 4 изменение порового давления привело к более интенсивному снижению проницаемости (см. рис. 5, а), однако этот вывод неоднозначен из-за аварийного сброса давления при фильтрации. В целом можно сделать вывод, что увеличение эффективного давления при снижении порового давления приводит к более интенсивному снижению проницаемости за счет мобилизации коллоидов, на это снижение также влияет градиент

порового давления в образце. Оценка влияния средней скорости движения жидкости на проницаемость не выявила очевидных закономерностей из-за высокой неоднородности используемых образцов ядра.

### Заключение

Авторами в данной работе предложена методика оценки влияния миграции коллоидов на изменение проницаемости пористой среды при фильтрации, в том числе при изменении порового давления. На примере образцов ядра песчаника получены результаты, демонстрирующие зависимость проницаемости от миграции коллоидов при изменении скорости закачки жидкости и порового давления.

Данная методика позволяет оценить изменение проницаемости пористых сред при миграции природных коллоидов без сбора и анализа сточных вод. В данном случае о миграции коллоидов мы судим по изменению проницаемости образцов при закачке чистой жидкости. Условия фильтрации исключают влияние на проницаемость других факторов, таких как ползучесть и химическая мобилизация коллоидов.

Фильтрационные исследования образцов ядра по предложенной методике с варьируемыми скоростями потока жидкости показали, что проницаемость ядер уменьшается только при движении жидкости внутри образцов, что является прямым доказательством закупорки пор вследствие миграции природных коллоидов.

Реверсирование потока, даже при небольшом расходе и объеме, способствует кратковременному увеличению проницаемости образцов.

Эксперимент по снижению порового давления показал, что сужение поровых каналов не оказывает существенного влияния на проницаемость, так как проницаемость всех образцов в начале цикла выше, чем в конце предыдущего цикла фильтрации.

Градиент порового давления оказывает влияние на чувствительность пористых сред к миграции коллоидов: чем больше градиент порового давления, тем интенсивнее снижается проницаемость.

Образцы с большей проницаемостью менее чувствительны к миграции коллоидов при изменении порового давления.

### Библиографический список

1. Effective pressure law for permeability of E-bei sandstones / M. Li, Y. Bernabé, W.-I. Xiao, Z.-Y. Chen, Z.-Q. Liu // *J. Geophys. Res. Space Phys.* – 2009. – Vol. 114, № B07. – P. 205. DOI: 10.1029/2009jb006373
2. Effective stress law for the permeability of a limestone / S. Ghabezloo, J. Sulem, S. Guédon, F. Martineau // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.* – 2009. – Vol. 46, iss. 2. – P. 297–306. DOI:10.1016/j.ijrmms.2008.05.006
3. Sigal, R.F. The pressure dependence of permeability / R.F. Sigal // *Petrophysics.* – 2002. – Vol. 43, № 02. – P. 92–102.
4. Terzaghi, K. Principles of soil mechanics / K. Terzaghi // *Engineering News-Record.* – 1925. – Vol. 95, №. 19. – P. 987–990.
5. Kozhevnikov, E. A Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production / E. Kozhevnikov, E. Riabokon, M. Turbakov // *Energies.* – 2021. – Vol. 14, № 9. – P. 2695. DOI: 10.3390/en14092695
6. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, V.V. Poplygin // *Energies.* – 2021. – Vol. 14, № 8. – P. 2306. DOI: 10.3390/en14082306
7. Completion and Well Performance Results, Genesis Field, Deepwater Gulf of Mexico / R.D. Pourciau, J.H. Fisk, F.J. Descant, B. Waltman // *SPE Drilling & Completion.* – 2005. – Vol. 20, № 02. – P. 147–155. DOI: 10.2118/84415-PA
8. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law / O. Kwon, A.K. Kronenberg, A.F. Gangi, B. Johnson // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.* – 2001. – Vol. 106, № B9. – P. 19339–19353. DOI: 10.1029/2001jb000273
9. Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock / J. Zheng, L. Zheng, H.-H. Liu, Y. Ju // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.* – 2015. – Vol. 78. – P. 304–318. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2015.04.025
10. Huo, D. Experimental Investigation of Stress-Dependency of Relative Permeability in Rock Fractures / D. Huo, S.M. Benson // *Transport in Porous Media.* – 2016. – Vol. 113. – P. 567–590. DOI: 10.1007/s11242-016-0713-z
11. Liu, H.-H. On the relationship between stress and elastic strain for porous and fractured rock / H.-H. Liu, J. Rutqvist, J.G. Berryman // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.* – 2009. – Vol. 46, № 2. – P. 289–296. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2008.04.005
12. Dvorkin, J. Dynamic poroelasticity: A unified model with the squirt and the Biot mechanisms / J. Dvorkin, A. Nur // *Geophysics.* – 1993. – Vol. 58, № 4. – P. 524–533. DOI: 10.1190/1.1443435
13. Metwally, Y.M. Measuring low permeabilities of gas-sands and shales using a pressure transmission technique / Y.M. Metwally, C.H. Sondergeld // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.* – 2011. – Vol. 48, № 7. – P. 1135–1144. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2011.08.004
14. Witherspoon, P.A. Mechanical and hydraulic properties of rocks related to induced seismicity / P.A. Witherspoon, J.E. Gale // *Engineering Geology.* – 1977. – Vol. 11, № 1. – P. 23–55. DOI: 10.1016/0013-7952(77)90018-7
15. Mechanical compaction, microstructures and permeability evolution in sandstones / C. David, B. Menendez, W. Zhu, T.F. Wong // *Physics and Chemistry of the Earth, Part A: Solid Earth and Geodesy.* – 2001. – Vol. 26, № 1-2. – P. 45–51. DOI: 10.1016/S1464-1895(01)00021-7
16. Experimental study of the permeability of fractured sandstone under complex stress paths / Y. Zhang, L. Wang, H. Li, Y. Zhang, G. Fu // *Energy Science & Engineering.* – 2020. – Vol. 8, № 9. – P. 3217–3227. DOI: 10.1002/ese3.728
17. Influence of loading and unloading velocity of confining pressure on strength and permeability characteristics of crystalline sandstone / D.M. Zhang, Y.S. Yang, Y.P. Chu, X. Zhang, Y.G. Xue // *Results in Physics.* – 2018. – Vol. 9. – P. 1363–1370. DOI: 10.1016/j.rinp.2018.04.043

18. Selvadurai, A.P.S. Permeability Evolution In Natural Fractures And Their Potential Influence On Loss Of Productivity in ultra-deep gas reservoirs of the Tarim Basin, China / A.P.S. Selvadurai, D. Zhang, Y. Kang // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 58. – P. 162–177. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.026
19. Stress sensitivity of porosity and permeability of Cobour limestone / Z. Hu, J. Klaver, J. Schmatz, J. Dewanckele, R. Littke, B.M. Krooss, A. Amann-Hildenbrand // *Engineering Geology*. – 2020. – Vol. 273. – P. 105632. DOI: 10.1016/j.enggeo.2020.105632
20. Experimental Studies of the Influence of Dynamic Loading on the Elastic Properties of Sandstone / M. Guzev, E. Kozhevnikov, M. Turbakov, E. Riabokon, V. Poplygin // *Energies*. – 2020. – Vol. 13, № 23. – P. 6195. DOI: 10.3390/en13236195
21. Modelling of the Dynamic Young's Modulus of a Sedimentary Rock Subjected to Nonstationary Loading / M. Guzev, E. Riabokon, M. Turbakov, E. Kozhevnikov, V. Poplygin // *Energies*. – 2020. – Vol. 13, № 23. – P. 6461. DOI: 10.3390/en13236461
22. Nonlinear Young's Modulus of New Red Sandstone: Experimental Studies / E. Riabokon, V. Poplygin, M. Turbakov [et al.] // *Acta Mechanica Solida Sinica*. – 2021. – Vol. 34. – P. 989–999. DOI: 10.1007/s10338-021-00298-w
23. Study of the Influence of Nonlinear Dynamic Loads on Elastic Modulus of Carbonate Reservoir Rocks / E. Riabokon, M. Turbakov, N. Popov, E. Kozhevnikov, V. Poplygin, M. Guzev // *Energies*. – 2021. – Vol. 14, № 24. – P. 8559. DOI: 10.3390/en14248559
24. Effect of stress, creep, and fluid type on steady state permeability measurements in tight liquid unconventional reservoirs / S.S. Chhatre [et al.] // *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. – Denver, Colorado, USA, August, 2014. DOI: 10.15530/urtec-2014-1922578
25. Simultaneous determination of the effective stress coefficients for permeability and volumetric strain on a tight sandstone / S. Nolte, R. Fink, B.M. Krooss, R. Littke // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 95. – P. 104186. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104186
26. Permeability Evolution of Porous Sandstone in the Initial Period of Oil Production: Comparison of Well Test and Coreflooding Data / M.S. Turbakov, E.V. Kozhevnikov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh, V.V. Poplygin, M.A. Guzev, H. Jing // *Energies*. – 2022. – Vol. 15, № 17. – P. 6137. DOI: 10.3390/en15176137
27. Pittman, E.D. Compaction of Lithic Sands: Experimental Results and Applications / E.D. Pittman, R.E. Larese // *AAPG Bulletin*. – 1991. – Vol. 75, № 8. – P. 1279–1299. DOI: 10.1306/0c9b292f-1710-11d7-864500102c1865d
28. Permeability evolution in the initial period of oil production based on field well test data and coreflooding tests / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh, V.V. Poplygin, M. Guzev, H. Jing // *Rock and Soil Mechanics*. – 2022. – Vol. 41, № 6. – P. 1799–1808. DOI: 10.16285/j.rm.2019.5977
29. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh, E.P. Riabokon, V.V. Poplygin, M.A. Guzev, C. Qi, H. Jing // *Géotechnique Letters*. – 2022. – Vol. 12, № 3. – P. 217–224. DOI: 10.1680/jgls.22.00017
30. Ryan, J.N. Colloid mobilization and transport in groundwater / J.N. Ryan, M. Elimelech // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 1996. – Vol. 107. – P. 1–56. DOI: 10.1016/0927-7757(95)03384-x
31. Colloid release and clogging in porous media: Effects of solution ionic strength and flow velocity / S. Torkzaban, S.A. Bradford, J.L. Vanderzalm, B.M. Patterson, B. Harris, H. Prommer // *Journal of Contaminant Hydrology*. – 2015. – Vol. 181. – P. 161–171. DOI: 10.1016/j.jconhyd.2015.06.005
32. Elkhoury, J.E. Seismic waves increase permeability / J.E. Elkhoury, E.E. Brodsky, D.C. Agnew // *Nature*. – 2006. – Vol. 441, № 7097. – P. 1135–1138. DOI: 10.1038/nature04798
33. DeJong, J.T. Influence of Particle Properties and Initial Specimen State on One-Dimensional Compression and Hydraulic Conductivity / J.T. DeJong, G.G. Christoph // *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*. – 2009. – Vol. 135, № 3. – P. 449–454. DOI: 10.1061/(asce)1090-0241(2009)135:3(449)
34. Valdes, J.R. Monitoring the Hydraulic Conductivity of Crushing Sands / J.R. Valdes, B. Caban // *Geotechnical Testing Journal*. – 2006. – Vol. 29, № 4. – P. 322–329. DOI: 10.1520/GTJ13302
35. The mechanism of porous reservoir permeability deterioration due to pore pressure decrease / E. Kozhevnikov, M. Turbakov, E. Riabokon, E. Gladkikh, M. Guzev, C. Qi, X. Li // *Advances in Geo-Energy Research*. – 2024. – Vol. 13, № 2. – P. 96–105. DOI: 10.46690/ager.2024.08.04
36. Gruesbeck, C. Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media / C. Gruesbeck, R.E. Collins // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1982. – Vol. 22, № 06. – P. 847–856. DOI: 10.2118/8430-pa
37. Particle Deposition in Porous Media: Analysis of Hydrodynamic and Weak Inertial Effects / J.M. Frey, P. Schmitz, J. Dufreche [et al.] // *Transport in Porous Media*. – 1999. – Vol. 37. – P. 25–54. DOI: 10.1023/A:1006546717409
38. Analysis of suffusion in cohesionless soils with randomly distributed porosity and fines content / J. Yang, Z.-Y. Yin, F. Laouafa, P.-Y. Hicher // *Computers and Geotechnics*. – 2019. – Vol. 111. – P. 157–171. DOI: 10.1016/j.compgeo.2019.03.011
39. Colloid Migration As A Reason For Porous Sandstone Permeability Degradation During Coreflooding / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh, E.P. Riabokon, V.V. Poplygin, M.A. Guzev, C. Qi, A.A. Kunitkikh // *Energies*. – 2022. – Vol. 15, № 8. – P. 2845. DOI: 10.3390/en15082845
40. Ramachandran, V. Plugging by hydrodynamic bridging during flow of stable colloidal particles within cylindrical pores / V. Ramachandran, H.S. Fogler // *Journal of Fluid Mechanics*. – 1999. – Vol. 385. – P. 129–156. DOI: 10.1017/s0022112098004121
41. Fines Migration Evaluation In A Mature Field In Libya / K. Qiu, Y. Gherryo, M. Shatwan, J. Fuller, W. Martin // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – Perth, Australia, October, 2008. DOI: 10.2118/116063-ms
42. Growth of clogs in parallel microchannels / A. Sauret, K. Somszor, E. Villermaux, E. Dressaire // *Physical Review Fluids*. – 2018. – Vol. 3, № 10. – P. 104301. DOI: 10.1103/physrevfluids.3.104301
43. Ochi, J. Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection / J. Ochi, J.-F. Vernoux // *Journal of Hydrology*. – 1998. – Vol. 208, № 3-4. – P. 237–248. DOI: 10.1016/s0022-1694(98)00169-3
44. Modelling of Slow Fines Migration and Formation Damage During Rate Alteration / Y. Yang, Z. You, F.D. Siqueira, A. Vaz, P. Bedrikovetsky // *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Perth, Australia, October, 2016. DOI: 10.2118/182320-ms
45. Effects of Fines Migration on Low-Salinity Waterflooding: Analytical Modelling / S. Borazjani, A. Behr, L. Genolet [et al.] // *Transport in Porous Media*. – 2017. – Vol. 116. – P. 213–249. DOI: 10.1007/s11242-016-0771-2
46. Klimenko, L.S. Numerical simulation of microchannel blockage by the random walk method / L.S. Klimenko, B.S. Maryshev // *Chemical Engineering Journal*. – 2020. – Vol. 381. – P. 122644. DOI: 10.1016/j.cej.2019.122644
47. Insight into particle detachment in clogging of porous media; a pore scale study using lattice Boltzmann method / A. Parvan, S. Jafari, M. Rahnama, S. Norouzi-Apourvari, A. Raouf // *Advances in Water Resources*. – 2021. – Vol. 151. – P. 103888. DOI: 10.1016/j.advwatres.2021.103888
48. Modified Particle Detachment Model for Colloidal Transport in Porous Media / P. Bedrikovetsky, F.D. Siqueira, C.A. Furtado [et al.] // *Transport in Porous Media*. – 2011. – Vol. 86. – P. 353–383. DOI: 10.1007/s11242-010-9626-4
49. Colloid transport through soil and other porous media under transient flow conditions—A review / C. Wang, R. Wang, Z. Huo, E. Xie, H.E. Dahllke // *Wiley Interdisciplinary Reviews: Water*. – 2020. – Vol. 7, № 4. – P. e1439. DOI: 10.1002/wat2.1439
50. Prediction of Productivity Decline in Oil and Gas Wells Due to Fines Migration: Laboratory and Mathematical Modelling / F.D. Siqueira, Y. Yang, A. Vaz, Z. You, P. Bedrikovetsky // *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Adelaide, Australia, October, 2014. DOI: 10.2118/171475-MS
51. Rahman, S.S. Prediction of Critical Condition for Fines Migration in Petroleum Reservoirs / S.S. Rahman, A. Arshad, H. Chen // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne*. – Australia, November, 1994. DOI: 10.2118/28760-MS
52. Imaging of colloidal deposits in granular porous media by X-ray difference micro-tomography / J.F. Gaillard, C. Chen, S.H. Stonedahl, B.L.T. Lau, D.T. Keane, A.I. Packman // *Geophysical Research Letters*. – 2007. – Vol. 34, № 18. – P. L18404. DOI: 10.1029/2007GL030514
53. Kranz't, R.L. Hydraulic Diffusivity Measurements on Laboratory Rock Samples Using an Oscillating Pore Pressure Method / R.L. Kranz't, J.S. Saltzman, J.D. Blacic // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. – 1990. – Vol. 27, № 5. – P. 345–352. DOI: 10.1016/0148-9062(90)92709-N
54. Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock / J.E. Elkhoury, A. Niemeijer, E.E. Brodsky, C. Marone // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2011. – Vol. 116, № 2. – P. B02311. DOI: 10.1029/2010JB007759
55. Acoustic emission induced by pore-pressure changes in sandstone samples / S.I. Mayr, S. Stanchits, C. Langenbruch, G. Dresen, S.A. Shapiro // *Geophysics*. – 2011. – Vol. 76, № 3. – P. 1M1J-Z74. DOI: 10.1190/1.3569579
56. Flow rate dictates permeability enhancement during fluid pressure oscillations in laboratory experiments / T. Candela, E.E. Brodsky, C. Marone, D. Elsworth // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2015. – Vol. 120, № 4. – P. 2037–2055. DOI: 10.1002/2014JB011511
57. Hydraulic and Mechanical Responses of Porous Sandstone During Pore Pressure-Induced Reactivation of Fracture Planes: An Experimental Study / D. Asahina, P.Z. Pan, M. Sato, M. Takeda, M. Takahashi // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2019. – Vol. 52, № 6. – P. 1645–1656. DOI: 10.1007/s00603-018-1706-8
58. Chen, C. Pore-scale analysis of permeability reduction resulting from colloid deposition / C. Chen, A.I. Packman, J.-F. Gaillard // *Geophysical Research Letters*. – 2008. – Vol. 35, № 7. – P. L07404. DOI: 10.1029/2007gl033077
59. Changes in permeability caused by transient stresses: Field observations, experiments, and mechanisms / M. Manga, I. Beresnev, E.E. Brodsky, J.E. Elkhoury, D. Elsworth, S.E. Ingebritsen, D.C. Mays, C.-Y. Wang // *Reviews of Geophysics*. – 2012. – Vol. 50, № 2. – P. RG2004. DOI: 10.1029/2011RG000382
60. Laboratory evidence for particle mobilization as a mechanism for permeability enhancement via dynamic stressing / T. Candela, E.E. Brodsky, C. Marone, D. Elsworth // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2014. – Vol. 392. – P. 279–291. DOI: 10.1016/j.epsl.2014.02.025
61. Permeability Evolution During Shear Zone Initiation in Low-Porosity Rocks / C. Kluge, G. Blöcher, A. Barnhoorn, J. Schmittbuhl, D. Bruhn // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2021. – Vol. 54. – P. 5221–5244. DOI: 10.1007/s00603-020-02356-0
62. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh // *Transport in Porous Media*. – 2024. – Vol. 151, № 2. – P. 263–286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
63. Rock permeability evolution during cyclic loading and colloid migration after saturation and drying / E. Kozhevnikov, M. Turbakov, E. Riabokon, E. Gladkikh, M. Guzev, A. Pantelieva, Z. Ivanov // *Advances in Geo-Energy Research*. – 2024. – Vol. 11, № 3. – P. 208–219. DOI: 10.46690/ager.2024.03.05
64. Critical Conditions for Massive Fines Detachment Induced by Single-Phase Flow in Coalbed Methane Reservoirs: Modeling and Experiments / F. Huang, Y. Kang, Z. You, L. You, C. Xu // *Energy & Fuels*. – 2017. – Vol. 31, № 7. – P. 6782–6793. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b00623
65. Bjorlykke, K. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins / K. Bjorlykke, K. Høeg // *Marine and Petroleum Geology*. – 1997. – Vol. 14. – P. 267–276. DOI: 10.1016/s0264-8172(96)00051-7
66. Civan, F. Non-isothermal Permeability Impairment by Fines Migration and Deposition in Porous Media including Dispersive Transport / F. Civan // *Transport in Porous Media*. – 2010. – Vol. 85. – P. 233–258. DOI: 10.1007/s11242-010-9557-0
67. Saiers, J.E. Colloid mobilization and transport within unsaturated porous media under transient-flow conditions / J.E. Saiers, J.J. Lenhart // *Water Resources Research*. – 2003. – Vol. 39, № 1. DOI: 10.1029/2002wr001370
68. Zamani, A. Flow of dispersed particles through porous media — Deep bed filtration / A. Zamani, B. Maini // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2009. – Vol. 69, № 1-2. – P. 71–88. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.06.016
69. Pestman, B.J. An acoustic emission study of damage development and stress-memory effects in sandstone / B.J. Pestman, J.G. Van Munster // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. – 1996. – Vol. 33, № 6. – P. 585–593. DOI: 10.1016/0148-9062(96)00011-3
70. Cyclic confining pressure and rock permeability: Mechanical compaction or fines migration / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh, V.V. Poplygin // *Heliyon*. – 2023. – Vol. 9, № 11. – P. e21600. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e21600

71. Experimental investigation on permeability evolution law during sand production process of weak sandstone / X. Nie, S. Yang, J. Ding, L. Cao, F. Zhou, Q. Ma, Z. Qiu // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 21. – P. 248–254. DOI: 10.1016/j.jngse.2014.08.006
72. Direct pore scale numerical simulation of colloid transport and retention. Part I: Fluid flow velocity, colloid size, and pore structure effects / M.S. Kermani, S. Jafari, M. Rahnama, A. Raouf // *Advances in Water Resources*. – 2020. – Vol. 144. – P. 103694. DOI: 10.1016/j.advwatres.2020.103694
73. Stress-Dependent Permeabilities of Sandstones and Carbonates: Compression Experiments and Pore Network Modelings / J. Dautriat, N. Gland, S. Youssef, E. Rosenberg, S. Bekri // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Anaheim, California, U.S.A., November, 2007. DOI: 10.2118/110455-MS
74. Stress-Dependent Directional Permeabilities of Two Analog Reservoir Rocks: A Prospective Study on Contribution of  $\mu$ -Tomography and Pore Network Models / J. Dautriat, N. Gland, S. Youssef, E. Rosenberg, S. Bekri, O. Vizika // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2009. – Vol. 12, № 02. – P. 297–310. DOI: 10.2118/110455-PA

## References

1. Li M., Bernabé Y., Xiao W.-I., Chen Z.-Y., Liu Z.-Q. Effective pressure law for permeability of E-bei sandstones. *J. Geophys. Res. Space Phys.*, 2009, vol. 114, no. B07, 205 p. DOI: 10.1029/2009jb006373
2. Ghabezloo S., Sulem J., Guédon S., Martineau F. Effective stress law for the permeability of a limestone. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009, vol. 46, iss. 2, pp. 297-306. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2008.05.006
3. Sigal R.F. The pressure dependence of permeability. *Petrophysics*, 2002, vol. 43, no. 02, pp. 92-102.
4. Terzaghi K. Principles of soil mechanics. *Engineering News-Record*, 1925, vol. 95, no. 19, pp. 987-990.
5. Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M. A Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 9, 2695 p. DOI: 10.3390/en14092695
6. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Poplygin V.V. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 8, 2306 p. DOI: 10.3390/en14082306
7. Pourciau R.D., Fisk J.H., Descant F.J., Waltman B. Completion and Well Performance Results, Genesis Field, Deepwater Gulf of Mexico. *SPE Drilling & Completion*. 2005. vol. 20, no. 02, pp. 147-155. DOI: 10.2118/84415-PA
8. Kwon O., Kronenberg A.K., Gangi A.F., Johnson B. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2001, vol. 106, no. B9, pp. 19339-19353. DOI: 10.1029/2001jb000273
9. Zheng J., Zheng L., Liu H.-H., Ju Y. 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
10. Huo D., Benson S.M. Experimental Investigation of Stress-Dependency of Relative Permeability in Rock Fractures. *Transport in Porous Media*, 2016, vol. 113, pp. 567-590. DOI: 10.1007/s11242-016-0713-z
11. Liu H.-H., Rutqvist J., Berryman J.G. On the relationship between stress and elastic strain for porous and fractured rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009, vol. 46, no. 2, pp. 289-296. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2008.04.005
12. Dvorkin J., Nur A. Dynamic poroelasticity: A unified model with the squirt and the Biot mechanisms. *Geophysics*, 1993, vol. 58, no. 4, pp. 524-533. DOI: 10.1190/1.1443435
13. Metwally Y.M., Sondergeld C.H. Measuring low permeabilities of gas-sands and shales using a pressure transmission technique. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011, vol. 48, no. 7, pp. 1135-1144. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2011.08.004
14. Witherspoon P.A., Gale J.E. Mechanical and hydraulic properties of rocks related to induced seismicity. *Engineering Geology*, 1977, vol. 11, no. 1, pp. 23-55. DOI: 10.1016/0013-7952(77)90018-7
15. David C., Menendez B., Zhu W., Wong T.F. Mechanical compaction, microstructures and permeability evolution in sandstones. *Physics and Chemistry of the Earth, Part A: Solid Earth and Geodesy*, 2001, vol. 26, no. 1-2, pp. 45-51. DOI: 10.1016/S1464-1895(01)00021-7
16. Zhang Y., Wang L., Li H., Zhang Y., Fu G. Experimental study of the permeability of fractured sandstone under complex stress paths. *Energy Science & Engineering*, 2020, vol. 8, no. 9, pp. 3217-3227. DOI: 10.1002/ese3.728
17. Zhang D.M., Yang Y.S., Chu Y.P., Zhang X., Xue Y.G. Influence of loading and unloading velocity of confining pressure on strength and permeability characteristics of crystalline sandstone. *Results in Physics*, 2018, vol. 9, pp. 1363-1370. DOI: 10.1016/j.rinp.2018.04.043
18. Selvadurai A.P.S., Zhang D., Kang Y. Permeability Evolution In Natural Fractures And Their Potential Influence On Loss Of Productivity in ultra-deep gas reservoirs of the Tarim Basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 58, pp. 162-177. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.026
19. Hu Z., Klaver J., Schmatz J., Dewanckele J., Littke R., Krooss B.M., Amann-Hildenbrand A. Stress sensitivity of porosity and permeability of Cobourg limestone. *Engineering Geology*, 2020, vol. 273, 105632 p. DOI: 10.1016/j.enggeo.2020.105632
20. Guzev M., Kozhevnikov E., Turbakov M., Riabokon E., Poplygin V. Experimental Studies of the Influence of Dynamic Loading on the Elastic Properties of Sandstone. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 23, 6195 p. DOI: 10.3390/en13236195
21. Guzev M., Riabokon E., Turbakov M., Kozhevnikov E., Poplygin V. Modelling of the Dynamic Young's Modulus of a Sedimentary Rock Subjected to Nonstationary Loading. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 23, 6461 p. DOI: 10.3390/en13236461
22. Riabokon E., Poplygin V., Turbakov M. et al. Nonlinear Young's Modulus of New Red Sandstone: Experimental Studies. *Acta Mechanica Sinica*, 2021, vol. 34, pp. 989-999. DOI: 10.1007/s10338-021-00298-w
23. Riabokon E., Turbakov M., Popov N., Kozhevnikov E., Poplygin V., Guzev M. Study of the Influence of Nonlinear Dynamic Loads on Elastic Modulus of Carbonate Reservoir Rocks. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 24, 8559 p. DOI: 10.3390/en14248559
24. Chhatre S.S. et al. Effect of stress, creep, and fluid type on steady state permeability measurements in tight liquid unconventional reservoirs. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, USA, August, 2014. DOI: 10.15530/urtec-2014-1922578
25. Nolte S., Fink R., Krooss B.M., Littke R. Simultaneous determination of the effective stress coefficients for permeability and volumetric strain on a tight sandstone. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 95, 104186 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104186
26. Turbakov M.S., Kozhevnikov E.V., Riabokon E.P., Gladkikh E.A., Poplygin V.V., Guzev M.A., Jing H. Permeability Evolution of Porous Sandstone in the Initial Period of Oil Production: Comparison of Well Test and Coreflooding Data. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 17, 6137 p. DOI: 10.3390/en15176137
27. Pittman E.D., Laresse R.E. Compaction of Lithic Sands: Experimental Results and Applications. *AAPG Bulletin*, 1991, vol. 75, no. 8, pp. 1279-1299. DOI: 10.1306/0c9b292f-1710-11d7-8645000102c1865d
28. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Gladkikh E.A., Poplygin V.V., Guzev M., Jing H. Permeability evolution in the initial period of oil production based on field well test data and coreflooding tests. *Rock and Soil Mechanics*, 2022, vol. 41, no. 6, pp. 1799-1808. DOI: 10.16285/j.rsm.2019.5977
29. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A., Riabokon E.P., Poplygin V.V., Guzev M.A., Qi C., Jing H. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media. *Geotechnique Letters*, 2022, vol. 12, no. 3, pp. 217-224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
30. Ryan J.N., Elimelech M. Colloid mobilization and transport in groundwater. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 1996, vol. 107, pp. 1-56. DOI: 10.1016/0927-7757(95)03384-x
31. Torkzaban S., Bradford S.A., Vanderzalm J.L., Patterson B.M., Harris B., Prommer H. Colloid release and clogging in porous media: Effects of solution ionic strength and flow velocity. *Journal of Contaminant Hydrology*, 2015, vol. 181, pp. 161-171. DOI: 10.1016/j.jconhyd.2015.06.005
32. Elkhoury J.E., Brodsky E.E., Agnew D.C. Seismic waves increase permeability. *Nature*, 2006, vol. 441, no. 7097, pp. 1135-1138. DOI: 10.1038/nature04798
33. DeJong J.T., Christoph G.G. Influence of Particle Properties and Initial Specimen State on One-Dimensional Compression and Hydraulic Conductivity. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2009, vol. 135, no. 3, pp. 449-454. DOI: 10.1061/(asce)1090-0241(2009)135:3(449)
34. Valdes J.R., Caban B. Monitoring the Hydraulic Conductivity of Crushing Sands. *Geotechnical Testing Journal*, 2006, vol. 29, no. 4, pp. 322-329. DOI: 10.1520/GTJ13302
35. Kozhevnikov E., Turbakov M., Riabokon E., Gladkikh E., Guzev M., Qi C., Li X. 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
36. Gruesbeck C., Collins R.E. Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, vol. 22, no. 06, pp. 847-856. DOI: 10.2118/8430-pa
37. Frey J.M., Schmitz P., Dufreché J. et al. Particle Deposition in Porous Media: Analysis of Hydrodynamic and Weak Inertial Effects. *Transport in Porous Media*, 1999, vol. 37, pp. 25-54. DOI: 10.1023/A:1006546717409
38. Yang J., Yin Z.-Y., Laouafa F., Hicher P.-Y. Analysis of suffusion in cohesionless soils with randomly distributed porosity and fines content. *Computers and Geotechnics*, 2019, vol. 111, pp. 157-171. DOI: 10.1016/j.comgeo.2019.03.011
39. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A., Riabokon E.P., Poplygin V.V., Guzev M.A., Qi C., Kunitskikh A.A. Colloid Migration As A Reason For Porous Sandstone Permeability Degradation During Coreflooding. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 8, 2845 p. DOI: 10.3390/en15082845
40. Ramachandran V., Fogler H.S. Plugging by hydrodynamic bridging during flow of stable colloidal particles within cylindrical pores. *Journal of Fluid Mechanics*, 1999, vol. 385, pp. 129-156. DOI: 10.1017/s0022112098004121
41. Qiu K., Gherryo Y., Shatwan M., Fuller J., Martin V. Fines Migration Evaluation In A Mature Field In Libya. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia, October 2008. DOI: 10.2118/116063-ms
42. Sauret A., Somszor K., Villermaux E., Dressaire E. Growth of clogs in parallel microchannels. *Physical Review Fluids*, 2018, vol. 3, no. 10, 104301 p. DOI: 10.1103/physrevfluids.3.104301
43. Ochi J., Vernoux J.-F. Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection. *Journal of Hydrology*, 1998, vol. 208, no. 3-4, pp. 237-248. DOI: 10.1016/s0022-1694(98)00169-3
44. Yang Y., You Z., Siqueira F.D., Vaz A., Bedrikovetsky P. Modelling of Slow Fines Migration and Formation Damage During Rate Alteration. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia, October 2016. DOI: 10.2118/182320-ms
45. Borazjani S., Behr A., Genolet L. et al. Effects of Fines Migration on Low-Salinity Waterflooding: Analytical Modelling. *Transport in Porous Media*, 2017, vol. 116, pp. 213-249. DOI: 10.1007/s11242-016-0771-2
46. Klimentko L.S., Maryshev B.S. Numerical simulation of microchannel blockage by the random walk method. *Chemical Engineering Journal*, 2020, vol. 381, 122644 p. DOI: 10.1016/j.cej.2019.122644
47. Parvan A., Jafari S., Rahnama M., Norouzi-Apourvari S., Raouf A. Insight into particle detachment in clogging of porous media; a pore scale study using lattice Boltzmann method. *Advances in Water Resources*, 2021, vol. 151, 103888 p. DOI: 10.1016/j.advwatres.2021.103888
48. Bedrikovetsky P., Siqueira F.D., Furtado C.A. et al. Modified Particle Detachment Model for Colloidal Transport in Porous Media. *Transport in Porous Media*, 2011, vol. 86, pp. 353-383. DOI: 10.1007/s11242-010-9626-4

49. Wang C., Wang R., Huo Z., Xie E., Dahlke H.E. Colloid transport through soil and other porous media under transient flow conditions - A review. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Water*, 2020, vol. 7, no. 4, e1439 p. DOI: 10.1002/wat2.1439
50. Siqueira F.D., Yang Y., Vaz A., You Z., Bedrikovetsky P. 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*. Adelaide, Australia, October 2014. DOI: 10.2118/171475-MS
51. Rahman S.S., Arshad A., Chen H. Prediction of Critical Condition for Fines Migration in Petroleum Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne*. Australia, November 1994. DOI: 10.2118/28760-MS
52. Gaillard J.F., Chen C., Stonedahl S.H., Lau B.L.T., Keane D.T., Packman A.I. Imaging of colloidal deposits in granular porous media by X-ray difference microtomography. *Geophysical Research Letters*, 2007, vol. 34, no. 18, L18404 p. DOI: 10.1029/2007GL030514
53. Kranz't R.L., Saltzman J.S., Blacic J.D. Hydraulic Diffusivity Measurements on Laboratory Rock Samples Using an Oscillating Pore Pressure Method. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1990, vol. 27, no. 5, pp. 345-352. DOI: 10.1016/0148-9062(90)92709-N
54. Elkhoury J.E., Niemeijer A., Brodsky E.E., Marone C. Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2011, vol. 116, no. 2, B02311 p. DOI: 10.1029/2010JB007759
55. Mayr S.I., Stanchits S., Langenbruch C., Dresen G., Shapiro S.A. Acoustic emission induced by pore-pressure changes in sandstone samples. *Geophysics*, 2011, vol. 76, no. 3, pp. 1MJ-Z74. DOI: 10.1190/1.3569579
56. Candela T., Brodsky E.E., Marone C., Elsworth D. Flow rate dictates permeability enhancement during fluid pressure oscillations in laboratory experiments. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2015, vol. 120, no. 4, pp. 2037-2055. DOI: 10.1002/2014JB011511
57. Asahina D., Pan P.Z., Sato M., Takeda M., Takahashi M. Hydraulic and Mechanical Responses of Porous Sandstone During Pore Pressure-Induced Reactivation of Fracture Planes: An Experimental Study. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2019, vol. 52, no. 6, pp. 1645-1656. DOI: 10.1007/s00603-018-1706-8
58. Chen C., Packman A.I., Gaillard J.-F. Pore-scale analysis of permeability reduction resulting from colloid deposition. *Geophysical Research Letters*, 2008, vol. 35, no. 7, L07404 p. DOI: 10.1029/2007gl033077
59. Manga M., Beresnev I., Brodsky E.E., Elkhoury J.E., Elsworth D., Ingebritsen S.E., Mays D.C., Wang C.-Y. Changes in permeability caused by transient stresses: Field observations, experiments, and mechanisms. *Reviews of Geophysics*, 2012, vol. 50, no. 2, RG2004 p. DOI: 10.1029/2011RG000382
60. Candela T., Brodsky E.E., Marone C., Elsworth D. Laboratory evidence for particle mobilization as a mechanism for permeability enhancement via dynamic stressing. *Earth and Planetary Science Letters*, 2014, vol. 392, pp. 279-291. DOI: 10.1016/j.epsl.2014.02.025
61. Kluge C., Blöcher G., Barnhoorn A., Schmittbuhl J., Bruhn D. Permeability Evolution During Shear Zone Initiation in Low-Porosity Rocks. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2021, vol. 54, pp. 5221-5244. DOI: 10.1007/s00603-020-02356-0
62. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Gladkikh E.A. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone. *Transport in Porous Media*, 2024, vol. 151, no. 2, pp. 263-286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
63. Kozhevnikov E., Turbakov M., Riabokon E., Gladkikh E., Guzev M., Panteleeva A., Ivanov Z. 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
64. Huang F., Kang Y., You Z., You L., Xu C. Critical Conditions for Massive Fines Detachment Induced by Single-Phase Flow in Coalbed Methane Reservoirs: Modeling and Experiments. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31, no. 7, pp. 6782-6793. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b00623
65. Bjørlykke K., Hoeg K. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, vol. 14, pp. 267-276. DOI: 10.1016/S0264-8172(96)00051-7
66. Civan F. Non-isothermal Permeability Impairment by Fines Migration and Deposition in Porous Media including Dispersive Transport. *Transport in Porous Media*, 2010, vol. 85, pp. 233-258. DOI: 10.1007/s11242-010-9557-0
67. Saiers J.E., Lenhart J.J. Colloid mobilization and transport within unsaturated porous media under transient-flow conditions. *Water Resources Research*, 2003, vol. 39, no. 1. DOI: 10.1029/2002wr001370
68. Zamani A., Maini B. Flow of dispersed particles through porous media - Deep bed filtration. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, vol. 69, no. 1-2, pp. 71-88. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.06.016
69. Pestman B.J., Van Munster J.G. An acoustic emission study of damage development and stress-memory effects in sandstone. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1996, vol. 33, no. 6, pp. 585-593. DOI: 10.1016/0148-9062(96)00011-3
70. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Gladkikh E.A., Poplygin V.V. 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
71. Nie X., Yang S., Ding J., Cao L., Zhou F., Ma Q., Qiu Z. Experimental investigation on permeability evolution law during sand production process of weak sandstone. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, vol. 21, pp. 248-254. DOI: 10.1016/j.jngse.2014.08.006
72. Kermani M.S., Jafari S., Rahnama M., Raoof A. Direct pore scale numerical simulation of colloid transport and retention. Part I: Fluid flow velocity, colloid size, and pore structure effects. *Advances in Water Resources*, 2020, vol. 144, 103694 p. DOI: 10.1016/j.advwatres.2020.103694
73. Dautriat J., Gland N., Youssef S., Rosenberg E., Bekri S. Stress-Dependent Permeabilities of Sandstones and Carbonates: Compression Experiments and Pore Network Modelings. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Anaheim, California, U.S.A., November 2007. DOI: 10.2118/110455-MS
74. Dautriat J., Gland N., Youssef S., Rosenberg E., Bekri S., Vizika O. Stress-Dependent Directional Permeabilities of Two Analog Reservoir Rocks: A Prospective Study on Contribution of  $\mu$ -Tomography and Pore Network Models. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2009, vol. 12, no. 02, pp. 297-310. DOI: 10.2118/110455-PA

Финансирование. Работа выполнена при поддержке Российского Научного Фонда № 23-19-00699, <https://rscf.ru/project/23-19-00699/>.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.