ISSN 2712-8008
Том / Volume 24 №2 2024
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.323
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Исследование влияния пластового давления на проницаемость поровых коллекторов (на примере месторождений Пермского края)

Е.В. Кожевников[1], М.С. Турбаков[1], Е.П. Рябоконь[1], Е.А. Гладких[1], М.А. Гузев[1], Чэнчжи Ци[2]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет
(Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[2]Пекинский университет гражданского строительства и архитектуры (Китай, 100044, г. Пекин)

Investigating the Influence of Reservoir Pressure on Porous Media Permeability: A Case Study of Fields in the Perm Region

Evgenii V. Kozhevnikov[1], Mikhail S. Turbakov[1], Evgenii P. Riabokon[1], Evgenii A. Gladkikh[1], Mikhail A. Guzev[1], Chengzhi Qi[2]

[1]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[2]Beijing University of Civil Engineering and Architecture (Beijing, 100044, China)

Получена / Received: 06.05.2024. Принята / Accepted: 31.05.2024. Опубликована / Published: 28.06.2024

Ключевые слова:
проницаемость, пористость, эффективное давление, деформация коллекторов, керн, продуктивность скважин, поровое давление, деформационные полосы, поровый коллектор, призабойная зона пласта.

Выполнен анализ результатов промысловых исследований изменения проницаемости на примере нефтяных месторождений Пермского края; проведены лабораторные исследования влияния эффективного давления на проницаемость керна. Анализ существующих методов оценки изменения проницаемости горных пород в зависимости от эффективного давления показал, что в большинстве случаев исследователи используют эмпирические зависимости, полученные путем аппроксимации экспериментальных данных. Анализ результатов лабораторных исследований показал, что независимо от типа породы, наибольшее снижение проницаемости при упругих деформациях наблюдается в высокопроницаемых образцах известняков и песчаников и составляет до 20 %. Установлено, что зависимости проницаемости образцов известняка и песчаника при чисто упругих деформациях с высокой точностью описываются степенными уравнениями. Выполнено сопоставление расчетных коэффициентов уравнений, описывающих изменение проницаемости по результатам полевых и лабораторных исследований. Раскрыт механизм ухудшения проницаемости продуктивных пластов при снижении пластового давления, на основании которого предложена модель, учитывающая упругие и пластические деформации пористых коллекторов. Установлено, что высокопроницаемые пласты больше всего подвержены пластическим деформациям с образованием деформационных полос. В пластах с большей толщиной вероятность снижения проницаемости при падении пластового давления повышается, что связано с образованием поперечных деформационных полос.

Keywords:
permeability, porosity, effective pressure, reservoir deformation, core, well productivity, pore pressure, deformation bands, pore reservoir, bottomhole formation zone.

Field studies of permeability changes were analyzed using the example of oil fields in the Perm Krai; laboratory studies of the effect of effective pressure on core permeability were carried out. An analysis of existing methods for assessing changes in rock permeability depending on effective pressure showed that in most cases, researchers use empirical dependencies obtained by approximating experimental data. Analysis of the results of laboratory studies showed that, regardless of the type of rock, the greatest decrease in permeability during elastic deformations was observed in highly permeable samples of limestone and sandstone and was amounted to up to 20%. It was established that the dependences of the permeability of limestone and sandstone samples under purely elastic deformations ware described with high accuracy by exponential equations. The calculated coefficients of the equations describing the change in permeability were compared based on the results of field and laboratory studies. The mechanism of deterioration in the permeability of productive formations with a decrease in reservoir pressure was revealed, on the basis of which a model is proposed that takes into account elastic and plastic deformations of porous reservoirs. It was established that highly permeable formations were most susceptible to plastic deformation with the formation of deformation bands. In layers with greater thickness, the probability of a decrease in permeability with a drop in reservoir pressure increased, which was associated with the formation of transverse deformation bands.

© **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.
© **Турбаков Михаил Сергеевич** – кандидат технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (тел: +007 (342) 219 82 50; e-mail: msturbakov@gmail.com).
© **Рябоконь Евгений Павлович** – старший научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (тел: +007 (342) 219 82 50; riabokon@pstu.ru).
© **Гладких Евгений Александрович** – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (тел: +007 (342) 219 82 50, e-mail: gladkih.ea@mail.ru).
© **Гузев Михаил Александрович** – профессор, доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (тел: +007 (342) 219 82 50, e-mail: guzev@iam.dvo.ru).
© **Чэнчжи Ци** – доктор физико-математических наук, профессор Школы гражданского и транспортного строительства (e-mail: qichengzhi65@163.com).

© **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.
© **Mikhail S. Turbakov** (Author ID in Scopus: 36443127500, ORCID: 0000-0002-9336-5847) – PhD in Engineering, Associate Professor, Leading Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel: +007 (342) 219 82 50; e-mail: msturbakov@gmail.com).
© **Evgenii P. Riabokon** (Author ID in Scopus: 56006175100, ORCID: 0000-0003-0555-3977) – Senior Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel: +007 (342) 219 82 50; e-mail: riabokon@pstu.ru).
© **Evgenii A. Gladkikh** (Author ID in Scopus: 6601914558, ORCID: 0000-0003-1917-8995) – PhD in Engineering, Leading Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel: +007 (342) 219 82 50, e-mail: gladkih.ea@mail.ru).
© **Mikhail A. Guzev** (Author ID in Scopus: 55976318100, ORCID: 0000-0001-9344-154X) – Professor, Doctor of Physics and Mathematics, Chief Researcher of the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel: +007 (342) 219 82 50, e-mail: guzev@iam.dvo.ru).
© **Chengzhi Qi** – PhD, Professor, School of Civil and Transportation Engineering (e-mail: qichengzhi65@163.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Исследование влияния пластового давления на проницаемость поровых коллекторов (на примере месторождений Пермского края) / Е.В. Кожевников, М.С. Турбаков, Е.П. Рябоконь, Е.А. Гладких, М.А. Гузев, Чэнчжи Ци // Недропользование. – 2024. – Т.24, №2. – С.78–85. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.5

Please cite this article in English as:
Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Gladkikh E.A., Guzev M.A., Chengzhi Qi. Investigating the Influence of Reservoir Pressure on Porous Media Permeability: A Case Study of Fields in the Perm Region. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.2, pp.78-85. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.5

Введение

Деформация коллекторов при добыче углеводородов приводит к снижению продуктивности скважин [1, 2]. Это связано со снижением порового давления относительно литостатического (горного) давления и увеличением эффективного давления [3–7]. Снижение пластового давления по мере истощения пласта способствует уменьшению противодавления весу вышележащих горных пород, что приводит к механическому уплотнению коллекторов и закрытию трещин [8–13]. Исследованиям проницаемости горных пород в зависимости от изменения эффективного давления посвящено большое количество научных работ [14–18], большинство этих работ основано на лабораторных исследованиях образцов горных пород [19–23]. Несмотря на использование реальных образцов керна, полученных из нефтяных и газовых скважин, все исследователи отмечают, что в условиях пласта проницаемость является более чувствительной к изменению давления, чем в лабораторных условиях, главной причиной этому является закрытие трещин при снижении пластового давления [24, 25]. Высокая чувствительность пористых коллекторов, в которых отсутствуют трещины, к снижению пластового давления не объясняется. В связи с этим целью данной работы является анализ и раскрытие причин ухудшения проницаемости пористых коллекторов при снижении пластового давления на основе сопоставления лабораторных исследований и полевых данных об изменении проницаемости, полученных по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Задачей исследования является оценка пластической деформации порового коллектора и ее влияние на проницаемость. Для этого было сделано следующее: выполнен анализ методов прогнозирования изменения проницаемости от эффективного давления, результатов промысловых исследований изменения проницаемости на примере нефтяных месторождений Пермского края; проведены лабораторные исследования влияния эффективного давления на проницаемость керна.

Анализ существующих методов оценки изменения проницаемости горных пород в зависимости от эффективного давления показал, что в большинстве случаев исследователи используют эмпирические зависимости, полученные путем аппроксимации экспериментальных данных [19, 25–28]. Аппроксимация результатов одинаково хорошо подходит для описания изменения проницаемости как в пористых, так и в трещиноватых средах [25, 29–31]. Наиболее распространенным уравнением, описывающим изменение проницаемости от эффективного давления, является степенной закон.

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

где k и k_o – текущая и начальная проницаемость соответственно; ΔP – изменение пластового давления; A – эмпирический коэффициент; n – показатель степени, характеризующий интенсивность снижения проницаемости от изменения давления.

Лабораторные методы исследования керна позволяют получить зависимость изменения проницаемости от эффективного давления, а также дают возможность в широком диапазоне изменять условия эксперимента. Однако, чтобы понять, что происходит с проницаемостью пласта в реальных условиях, исследований керна недостаточно, необходима сравнительная оценка результатов полевых и лабораторных исследований.

Таблица 1

Свойства нефтеносных пластов в районе исследуемых скважин

Параметр	Пласт	
	C_2b	C_1bb
Порода	Известняк	Песчаник
Проницаемость, мкм^2·10^{-3}	1–34	6–564
Пористость, %	9,7–16	7,6–18
Начальное пластовое давление, МПа	15,5–18,0	15,87–16,36
Толщина пласта, м	8,5–15,2	9,2–20,9
Глубина залегания пласта, m	1979–2167	2144–2353
A, МПа$^{-1}$	0,4815 … 1,0265 0,8323	0,4116 … 0,843 0,6253
n	0,946 … 1,138 1,138	0,619 … 2,115 1,317

Анализ результатов ГДИС

В процессе добычи углеводородов коллекторские свойства подвергаются различным изменениям из-за снижения пластового давления, изменения фазовых проницаемостей, кольматации, органических и неорганических отложений и т.д. [32–35]. Наибольшим изменениям подвергается призабойная зона пласта (ПЗП). Обычно для оценки изменения проницаемости в результате деформации коллектора используются результаты лабораторных исследований керна. Однако этот метод имеет ряд недостатков, основными из которых являются неполное отражение пластовых неоднородностей и нарушение естественного напряженно-деформированного состояния при извлечении керна из скважины. В связи с этим для получения достоверной информации об изменении проницаемости пласта необходимо использовать данные ГДИС.

В работе использованы данные по пластам C_1bb и C_2b месторождений Пермского края. Свойства пластов представлены в табл. 1. Нами проанализированы испытания скважин, проведенные в течение 23 лет в период с 1995 г. Анализировались результаты ГДИ скважин в начальный период эксплуатации, полученные методами установившегося режима течения и методами построения кривых восстановления давления и уровня. Для сравнительной оценки влияния изменения пластового давления на проницаемость данные исследования были нормированы – проницаемость приведена в безразмерном виде: k/k_o – относительная проницаемость, k – проницаемость при снижении пластового давления $dP_п$, k_o – проницаемость при начальном пластовом давлении P_o.

Выполнен анализ исследований скважин, эксплуатирующих поровые карбонатные и терригенные коллекторы, в которых по результатам интерпретации ГДИ отсутствуют трещины. Кроме того, во избежание влияния относительной фазовой проницаемости учитывались следующие критерии выбора скважин: пластовое давление в районе скважины не должно

опускаться ниже давления насыщения; обводненность не должна превышать 5 %. Отложения парафинов и солей в таких термобарических условиях маловероятно, поэтому ими можно пренебречь. В период наблюдения в скважинах не должно проводиться никаких мероприятий по интенсификации притока и увеличению нефтеотдачи. На основании указанных критериев выбраны 11 скважин, 6 из которых эксплуатируют карбонатный коллектор (C_2b) и 5 скважин – терригенный коллектор (C_1bb) одного из нефтяных месторождений Пермского края. Зависимости проницаемости от снижения пластового давления ($dP_п$) показаны на рис. 1. Свойства исследуемых пластов и расчетные значения коэффициентов A и показателей n уравнения (1) показаны в табл. 1.

Анализ результатов ГДИ показал значительное влияние снижения пластового давления на проницаемость пластов: при снижении пластового давления до 5 МПа проницаемость снижается более чем на 80 %. Установлено, что проницаемость карбонатного пласта C_2b с высокой точностью описывается степенным уравнением (1). В окрестностях всех выбранных скважин проницаемость карбонатного пласта и его чувствительность к изменению пластового давления почти одинаковая, что обусловлено малым различием в проницаемости – от $1{\cdot}10^{-3}$ до $34{\cdot}10^{-3}$ мкм^2 (см. табл. 1).

Анализ результатов ГДИ скважин, эксплуатирующих терригенный пласт C_1bb, показал, что его проницаемость также ухудшается по степенной зависимости (1) при снижении пластового давления. В окрестностях скважин № 1 и 5 (см. рис. 1, *б*) пласт имеет наибольшую начальную проницаемость, ее снижение максимально и составляет более 90 %. В окрестностях скважин № 2, 3 и 4 пласт C_1bb имеет меньшую начальную проницаемость и чувствительность к снижению пластового давления.

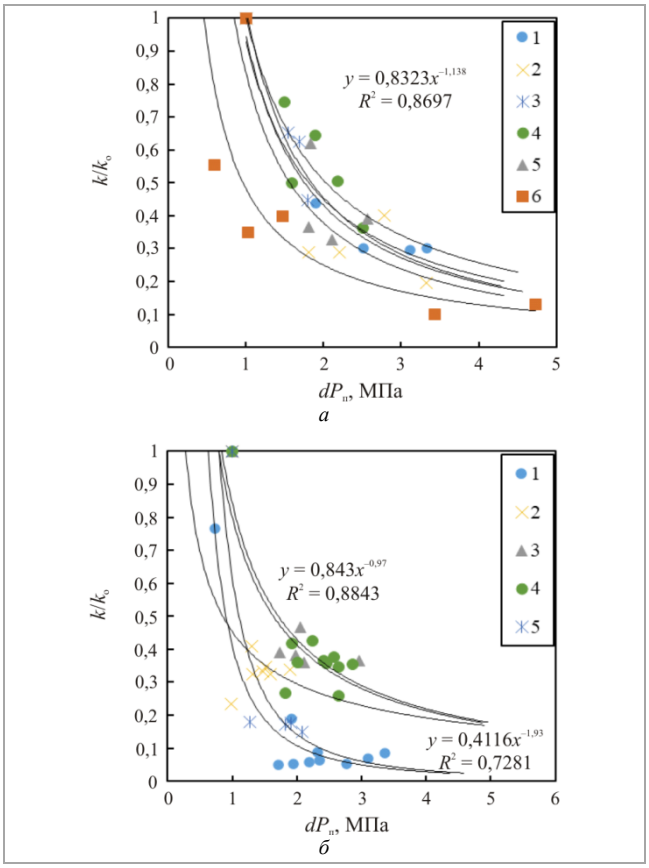


Рис. 1. Влияние снижения пластового давления ($dP_п$) на проницаемость карбонатных (*а*) и терригенных (*б*) коллекторов

Лабораторные исследования керна

Для сравнительного анализа выполнены лабораторные исследования керна из скважин, пробуренных на объектах C_1bb и C_2b рассматриваемого месторождения. Свойства образцов керна указаны в табл. 2. Очищенные и сухие образцы керна стандартного размера диаметром 30 мм и длиной 30 мм фильтровались с применением азота на установке UltraPoroPerm-500 (CoreLab Instruments, США). Процедура проведения фильтрационных исследований заключалась в следующем:

1. Перед началом исследований керн помещался в кернодержатель, в котором при помощи ручного насоса создавалось начальное давление обжима – 2,76 МПа. Для релаксации напряжений керн выдерживался при начальном давлении в течение 10 мин, результаты исследований показали, что этого времени достаточно для полной стабилизации деформаций.

2. Определение проницаемости путем закачки чистого азота. Азот прокачивался через образец с расходом не более 1 мл/с для поддержания линейного режима течения.

Изменение порового давления моделировалось путем изменения давления обжима керна в кернодержателе. Во время закачки азота давление обжима ступенчато увеличивалось с 2,76 до 13,8 МПа, а затем обратно снижалось до 2,76 с шагом 2,76 МПа. Выбранное максимальное давление обжима позволяет оценить влияние только упругих деформаций.

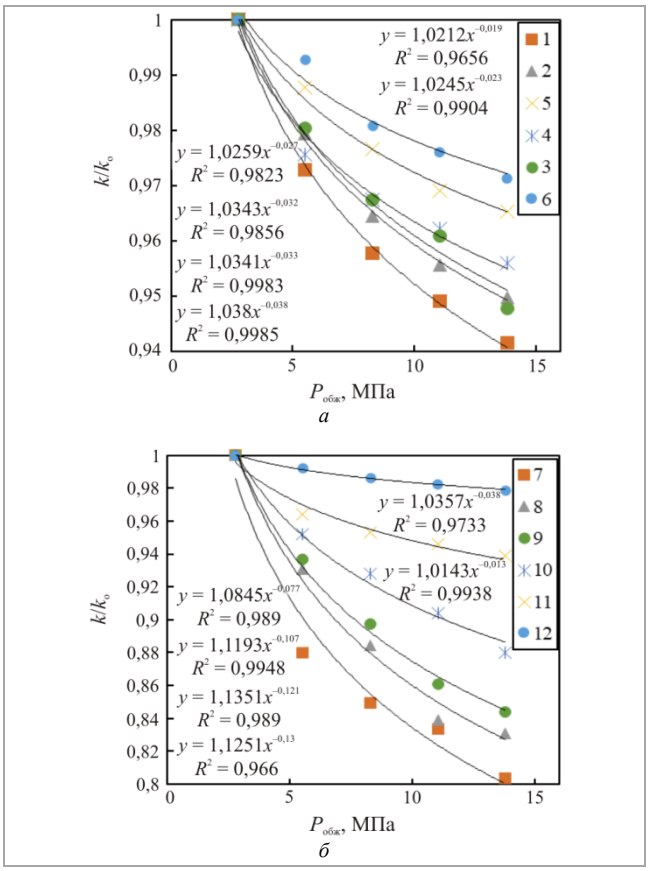


Рис. 2. Влияние давления обжима на проницаемость образцов известняка (*а*) и песчаника (*б*)

Таблица 2

Свойства образцов керна

Параметр	Свойства образцов керна						
Порода	Известняк						Среднее значение
№ образца	1	2	3	4	5	6	
Абсолютная проницаемость, мкм^2·10^{-3}	384	34	15	156	107	42	122,9
Пористость, %	14,14	14,79	10,11	14,97	13,51	15,63	13,86
A, МПа$^{-1}$	1,038	1,034	1,034	1,026	1,025	1,021	1,030
n	0,038	0,033	0,032	0,027	0,023	0,019	0,029
Порода	Песчаник						Среднее значение
№ образца	7	8	9	10	12	11	
Абсолютная проницаемость, мкм^2·10^{-3}	427,5	117,4	6,3	13,2	41,5	27,8	105,6
Пористость, %	15,19	15,19	11,08	11,58	9,69	7,60	11,72
A, МПа$^{-1}$	1,125	1,135	1,119	1,085	1,014	1,036	1,086
n	0,130	0,121	0,107	0,077	0,013	0,038	0,081

Азот прокачивался с постоянным расходом для минимизации влияния эффекта проскальзывания на результаты исследований.

4. Данные с расходомера и датчиков давления записывались на компьютере установки с шагом одно измерение в секунду и определялись значения мгновенной проницаемости.

5. По результатам исследований построены графики зависимостей проницаемости образцов керна от давления обжима (рис. 2).

Анализ результатов лабораторных исследований показал, что зависимости проницаемости образцов известняка и песчаника при чисто упругих деформациях с высокой точностью описываются степенными уравнениями (1), расчетные коэффициенты и показатели уравнений представлены в табл. 2. Независимо от типа породы, наибольшее снижение проницаемости наблюдается в высокопроницаемых образцах и составляет 6 % и 20 % для известняков и песчаников соответственно. Несмотря на широкий диапазон проницаемости выбранных образцов, расчетные значения коэффициента *A* уравнения (1) во всех образцах обладают низкой дисперсией и равны от 1,021 до 1,038 МПа$^{-1}$ у известняков и от 1,014 до 1,135 МПа$^{-1}$ у песчаников. Показатель *n* степенного уравнения (1), характеризующий чувствительность пород к изменению порового давления, у известняков в среднем составляет 0,029 и изменяется в пределах от 0,019 до 0,038, у песчаников значение *n* равно от 1,014 до 1,135 при среднем 0,081. Исследованным образцам песчаника из-за их крупнозернистой структуры свойственна более высокая чувствительность проницаемости к нагружению, чем у мелкокристаллических известняков при чисто упругих деформациях.

Обсуждение результатов и моделирование

В условиях залежи при снижении пластового давления возникают упругие и пластические деформации. В результате пластических деформаций происходит уплотнение коллекторов и безвозвратная потеря продуктивности скважин. Деформация горных пород и изменение пористости под воздействием внешней нагрузки могут быть описаны реологическими моделями, включающими в себя упругие, пластичные и ползучие элементы [36]. Поскольку проницаемость напрямую зависит от пористости, то ее изменение при нагружении можно представить в виде двухсоставной модели Гука (Two-Part Hook Model – TPHM) [37], на основе которой нами предложена реологической модель проницаемости (рис. 3), которая состоит из упругих и вязких элементов. В модели гетерогенный пласт, состоящий из *n* пластов, представлен последовательно соединенными пропластками, каждый из которых состоит из параллельно соединенных упругих и пластических элементов (см. рис. 3). Каждый пропласток обладает своими фильтрационными и механическими свойствами, которые взаимосвязаны между собой. Наиболее проницаемые пропластки обладают большей пористостью и меньшей прочностью и наоборот. Упругие и пластические свойства пород зависят от размеров зерен, количества цемента и их минеральных составов. Упругий элемент показывает изменение проницаемости от нагрузки, вызванное упругими деформациями минеральных зерен. Упругие деформации обратимы и вносят незначительный вклад в общее изменение проницаемости пропластка. Влияние упругой деформации на проницаемость описывается степенным уравнением (1), а значения коэффициентов и показателей степени для пластов определены по результатам лабораторных исследований керна.

Главной задачей при контроле за разработкой месторождения является оценка необратимых деформаций пласта. Пластические деформации возникают, когда снижение пластового давления превышает предел текучести породы, происходит закрытие трещин, смятие пористых пород. Пластические деформации приводят к необратимому снижению проницаемости пропластков. Вклад пластических деформаций в общее снижение проницаемости значителен, однако в пористой среде

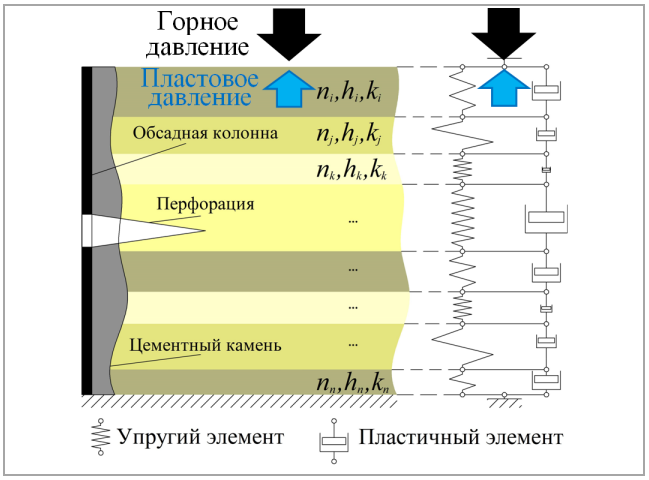


Рис. 3. Реологическая модель неоднородного пласта

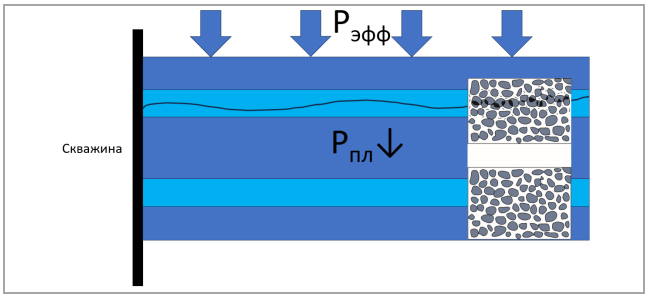


Рис. 4. Схема возникновения деформационных полос в призабойной зоне неоднородного пласта при снижении пластового давления и их влияние на потоки пластового флюида

пластическая деформация происходит неравномерно и в первую очередь смятие возникает в наиболее пористых и продуктивных пропластках (рис. 4), а общее смещение деформации локализуется в узких деформационных полосах, при этом основная часть пористой среды продолжает испытывать только упругие деформации. Несмотря на то, что фильтрационные характеристики основной части пористой среды остаются почти неизменными, общая проницаемость пласта снижается из-за наличия деформационных полос, которые выступают в роли низкопроницаемых барьеров фильтрации между пропластками. О подобном механизме уплотнения пористых сред свидетельствуют экспериментальные исследования [38], а также тот факт, что деформационные полосы можно наблюдать на поверхностных обнажениях горных пород по всему миру.

Деформационные полосы не единичны и образуют кластеры, ширина которых может варьироваться от нескольких сантиметров до десятков метров [39]. Ширина кластеров деформационных полос зависит от масштаба перемещений, деформационные полосы с большей шириной образуются во время тектонических сдвигов, землетрясений. В продуктивных пластах снижение пластового давления редко приводит к большому смещению пород, а следовательно, ширина деформационных полос незначительная. Несмотря на малые размеры полос, их появление существенно сказывается на фильтрационных свойствах пласта. Зоны пласта с уплотнениями являются барьерами для фильтрации, а растрескивание породы приводит к образованию мелкого обломочного материала, который, мигрируя совместно с флюидом, формирует внутреннюю фильтрационную корку. В отличие от деформационных полос, наблюдаемых на поверхностных отложениях, которые образовались задолго до выхода горных пород на поверхность и за длительное время успели стать непроницаемым барьером, вновь образованные деформационные полосы не обладают высокой прочностью и не способствуют полному прекращению фильтрации [40].

Для учета влияния образования деформационных полос на проницаемость воспользуемся следующим упрощением: деформирование пласта происходит за счет вертикальной нагрузки. Локализация деформации происходит посередине однородного пропластка и сокращает его эффективную толщину в два раза, что также приводит к снижению интегральной проницаемости, определяемой по ГДИ, в два раза. Образование последующих деформационных полос будет также снижать эффективную толщину пласта в два раза, таким образом, изменение эффективной толщины пласта будет уменьшаться по степенной зависимости с показателем степени n равным 2, и таким же образом должна меняться проницаемость, определяемая по ГДИ. Однако, как показал анализ результатов ГДИ, показатель n степенного уравнения (1) в редких случаях превышает 2 и наблюдается только в высокопроницаемых песчаниках (см. табл. 1). В условиях пласта меньшее значение показателя степени n обусловлено тем, что деформационные полосы хоть и являются барьерами, но не полностью блокируют фильтрацию и обладают некоторой проницаемостью, которая зависит от двух факторов:

1) уплотнения – уменьшение проходного сечения поровых каналов. Степень уплотнения пористых сред зависит от величины прикладываемой нагрузки и снижения пластового давления;

2) миграции коллоидных частиц [41, 42] – при деформации пористой среды образуется мелкий обломочный материал, который мигрирует совместно с потоком пластового флюида и блокирует поры.

Учет влияния уплотнения и миграции коллоидных частиц на проницаемость деформационных швов – сложная задача и сложно учитываемая применительно к условиям скважины, так как наличие деформационных полос и их геометрические размеры неизвестны, а судить о их наличии возможно, только зная механизм деформации пористых сред. Однако известно [43], что проницаемость имеет степенную зависимость от миграции коллоидов. Таким образом, учитывая универсальность степенного закона [44] и то, что аппроксимация зависимостей проницаемости от изменения пластового давления по результатам ГДИ с высокой точностью описывается уравнением (1), реологическую модель проницаемости можно представить в виде уравнения:

$$\frac{k}{k_o} = A \cdot \left(\Delta P\right)^{-n} \cdot B \cdot \left(\Delta P\right)^{-m} - C \cdot \Delta P, \qquad (2)$$

где k и k_o – текущая и начальная проницаемость соответственно; ΔP – изменение пластового давления; A, B и C – эмпирические коэффициенты; n и m – показатели степени, характеризующие интенсивность снижения проницаемости от изменения давления. A и n характеризуют упругие деформации, их значения определены по результатам лабораторных исследований керна (см. табл. 2). Значения B и m показывают влияние пластических деформаций на общую проницаемость пласта, по их величине можно судить о степени ухудшения проницаемости пласта вследствие

пластических деформаций. *C* – это жесткость пласта, характеризует остаточную проницаемость при полном снижении пластового давления (рис. 5).

Анализ расчетных коэффициентов и показателей разработанной модели (2) показал, что на показатель *m*, характеризующий вероятность возникновения деформационных полос в пласте, оказывает влияние его толщина. При большей толщине деформация пласта вызывает большие смещения пород, в результате которых в пластах возникают значительные тангенциальные напряжения, которые приводят к образованию поперечных полос деформации (рис. 6), оказывающих максимальное влияние на продуктивность пласта.

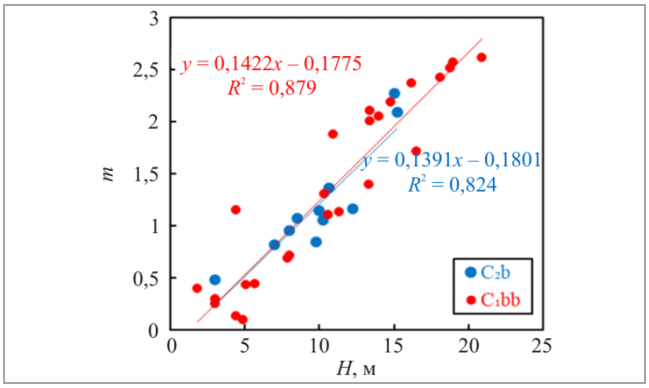


Рис. 5. Влияние толщин пластов на показатель степени *m* уравнения (2)

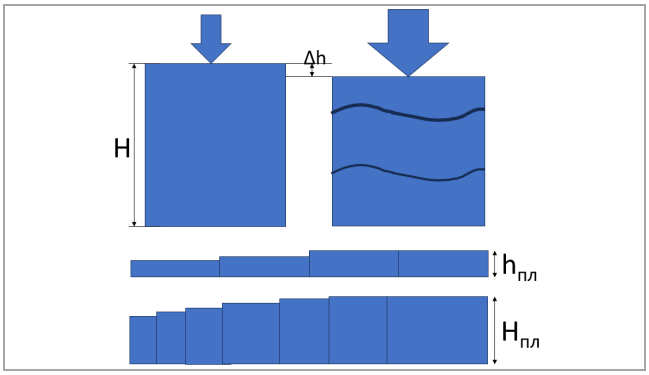


Рис. 6. Схематическое изображение влияния толщины пласта на плотность вертикальных трещин

Выводы и практическое применение результатов исследования

Проведен сравнительный анализ результатов лабораторных и полевых исследований влияния давления на проницаемость терригенных и карбонатных пород. Раскрыт механизм ухудшения проницаемости продуктивных пластов при снижении пластового давления, на основании которого предложена модель, учитывающая упругие и пластические деформации пористых коллекторов. Установлено, что высокопроницаемые пласты больше всего подвержены пластическим деформациям с образованием деформационных полос. В пластах с большей толщиной вероятность снижения проницаемости при падении пластового давления повышается, что связано с образованием поперечных деформационных полос.

Деформация коллекторов является необратимым процессом, в результате которого фильтрационные характеристики пласта снижаются. Образование воронки депрессии и падение пластового давления в процессе добычи углеводородного сырья неизбежно, а следовательно, предотвратить деформирование продуктивного пласта в пределах призабойной зоны пласта невозможно. Попытки восстановить продуктивность скважин с деформированным пластом путем применения традиционных методов, таких как кислотная обработка, могут оказаться неэффективными. При закачке кислоты увеличение продуктивности скважины происходит за счет формирования высокопроводящих каналов, однако эти каналы образуются по пути фильтрации кислоты в направлениях с наименьшим сопротивлением. Наличие деформационных полос препятствует проникновению через них кислоты и снижает охват пласта обработкой. Тем не менее понимание природы снижения продуктивности ПЗП позволяет сформировать программу по восстановлению продуктивности скважин. Наличие деформационных процессов в пластах должно учитываться при проведении обработок ПЗП. С учетом наличия деформаций в пластах и зон уплотнения наиболее предпочтительными методами воздействия на ПЗП являются: кислотные обработки с одновременным импульсным воздействием, термогазохимические методы воздействия (пороховые заряды, бинарные смеси и т.д.). Перед применением подобных обработок пластовое давление должно быть восстановлено до величин, близких к начальному пластовому давлению, в противном случае влияние импульсного воздействия приведет к еще большему уплотнению пород пласта и снижению продуктивности скважины.

Библиографический список

1. Prediction of Productivity Decline in Oil and Gas Wells Due to Fines Migration: Laboratory and Mathematical Modelling / F.D. Siqueira [et al.]// SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. SPE. – 2014. – P. 14–16. DOI: 10.2118/171475-MS
2. 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 // J Nat Gas Sci Eng. – 2018. – Vol. 58. – P. 162–177. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.026
3. Stress dependent gas-water relative permeability in gas hydrates: A theoretical model / G. Lei [et al.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2020. – Vol. 4, № 3. – P. 326–338. DOI: 10.46690/ager.2020.03.10
4. Ma, J. A Stress-Induced Permeability Evolution Model for Fissured Porous Media / J. Ma, J. Wang // Rock Mech Rock Eng. Springer-Verlag Wien. – 2016. – Vol. 49, № 2. – P. 477–485. DOI: 10.1007/s00603-015-0760-8
5. Huo, D. Experimental Investigation of Stress-Dependency of Relative Permeability in Rock Fractures / D. Huo, S.M. Benson // Transp Porous Media. Springer Netherlands. – 2016. – Vol. 113, № 3. – P. 567–590. DOI: 10.1007/s11242-016-0713-z
6. Stress-Dependent In Situ Gas Permeability in the Eagle Ford Shale / A.R. Bhandari [et al.] // Transp Porous Media. – 2018. – Vol. 123, № 1. – P. 1–20. DOI: 10.1007/s11242-018-1021-6
7. Stress-Dependent Permeabilities of Sandstones and Carbonates: Compression Experiments and Pore Network Modelings / J. Dautriat [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE. – 2007. DOI: 10.2118/110455-MS
8. Simultaneous determination of the effective stress coefficients for permeability and volumetric strain on a tight sandstone / S. Nolte [et al.] // J Nat Gas Sci Eng. – 2021. – Vol. 95. – P. 104186. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104186
9. Walsh, J.B. Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability / J.B. Walsh // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. – 1981. – Vol. 18, № 5. – P. 429–435. DOI: 10.1016/0148-9062(81)90006-1
10. Liu, W. Gas permeability of fractured sandstone/coal samples under variable confining pressure / W. Liu, Y. Li, B. Wang // Transp Porous Media. – 2010. – Vol. 83, № 2. – P. 333–347. DOI: 10.1007/s11242-009-9444-8
11. Transmissivity of aligned and displaced tensile fractures in granitic rocks during cyclic loading / H. Hofmann [et al.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2016. – Vol. 87. – P. 69–84. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2016.05.011
12. Permeability Evolution of Fractured Rock Subjected to Cyclic Axial Load Conditions / Z. Zhou [et al.] // Geofluids. Hindawi Limited. – 2020. – Vol. 2020. DOI: 10.1155/2020/4342514

13. The Stress Memory Effect of Fracture Stiffness During Cyclic Loading in Low Permeability Sandstone / C. Kluge [et al.] // J Geophys Res Solid Earth. – 2021. – Vol. 126, № 10. DOI: 10.1029/2020JB021469
14. Civan, F. Parameterization of Biot–Willis Effective-Stress Coefficient for Deformation and Alteration of Porous Rocks / F. Civan // Transp Porous Media. – 2021. – Vol. 138, № 2. – P. 337–368. DOI: 10.1007/s11242-021-01611-4
15. Nonlinear effective pressure law for permeability / M. Li [et al.] // J Geophys Res Solid Earth. Blackwell Publishing Ltd. – 2014. – Vol. 119, № 1. – P. 302–318. DOI: 10.1002/2013JB010485
16. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law / O. Kwon [et al.] // J Geophys Res Solid Earth. – 2001. – Vol. 106, № B9. – P. 19339–19353. DOI: 10.1029/2001JB000273
17. Effective stress law for the permeability of a limestone / S. Ghabezloo [et al.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2009. – Vol. 46, № 2. – P. 297–306. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2008.05.006
18. Effective pressure law for permeability of E-bei sandstones / M. Li [et al.] // J Geophys Res. – 2009. – Vol. 114, № B7. – P. B07205. DOI: 10.1029/2009JB006373
19. Changes in permeability caused by transient stresses: Field observations, experiments, and mechanisms / M. Manga [et al.] // Reviews of Geophysics. Blackwell Publishing Ltd. – 2012. – Vol. 50, № 2. DOI: 10.1029/2011RG000382
20. Flow rate dictates permeability enhancement during fluid pressure oscillations in laboratory experiments / T. Candela [et al.] // J Geophys Res Solid Earth. Blackwell Publishing Ltd. – 2015. – Vol. 120, № 4. – P. 2037–2055. DOI: 10.1002/2014JB011511
21. Watanabe, N. Determination of aperture structure and fluid flow in a rock fracture by high-resolution numerical modeling on the basis of a flow-through experiment under confining pressure / N. Watanabe, N. Hirano, N. Tsuchiya // Water Resour Res. – 2008. – Vol. 44, № 6. DOI: 10.1029/2006WR005411
22. Permeability of matrix-fracture systems under mechanical loading – constraints from laboratory experiments and 3-D numerical modelling / G. Blöcher [et al.] // Advances in Geosciences. – 2019. – Vol. 49. – P. 95–104. DOI: 10.5194/adgeo-49-95-2019
23. Heller, R. Experimental investigation of matrix permeability of gas shales / R. Heller, J. Vermylen, M. Zoback // Am Assoc Pet Geol Bull. American Association of Petroleum Geologists. – 2014. – Vol. 98, № 5. – P. 975–995. DOI: 10.1306/09231313023
24. Kozhevnikov, E. A Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production / E. Kozhevnikov, E. Riabokon, M. Turbakov // Energies (Basel). – 2021. – Vol. 14, № 9. – P. 2695. DOI: 10.3390/en14092695
25. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results / E.V. Kozhevnikov [et al.] // Energies (Basel). – 2021. – Vol. 14, № 8. – P. 2306. DOI: 10.3390/en14082306
26. Jiang, J. Coupled fluid flow and geomechanics modeling of stress-sensitive production behavior in fractured shale gas reservoirs / J. Jiang, J. Yang // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. Elsevier Ltd. – 2018. – Vol. 101. – P. 1–12. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2017.11.003
27. Comparison of stress-dependent geophysical, hydraulic and mechanical properties of synthetic and natural sandstones for reservoir characterization and monitoring studies / I.H. Falcon-Suarez [et al.] // Geophys Prospect. Blackwell Publishing Ltd. – 2019. – Vol. 67, № 4. – P. 784–803. DOI: 10.1111/1365-2478.12699
28. Stress sensitivity of porosity and permeability of Cobourg limestone / Z. Hu [et al.] // Eng Geol. – 2020. – Vol. 273. – P. 105632. DOI: 10.1016/j.enggeo.2020.105632
29. Yao, C. A Numerical Analysis of Permeability Evolution in Rocks with Multiple Fractures / C. Yao, Q.H. Jiang, J.F. Shao // Transp Porous Media. Kluwer Academic Publishers. – 2015. – Vol. 108, № 2. – P. 289–311. DOI: 10.1007/s11242-015-0476-y
30. Ronald, A. Nelson Experimental Study of Fracture Permeability in Porous Rock / A. Ronald // Am Assoc Pet Geol Bull. – 1977. – Vol. 61. – P. 227–236. DOI: 10.1306/C1EA3C2B-16C9-11D7-8645000102C1865D
31. Sahimi, M. Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock / M. Sahimi. – Weinheim. – Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2011. DOI: 10.1002/9783527636693
32. Assessment of the Elastic-Wave Well Treatment in Oil-Bearing Clastic and Carbonate Reservoirs / V. Poplygin [et al.] // Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2023. – Vol. 19, № 6. – P. 1495–1505. DOI: 10.32604/fdmp.2023.022335
33. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow / E. Riabokon [et al.] // Géotechnique Letters. – 2023. – Vol. 13, № 3. – P. 1–20. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
34. Permeability Evolution of Porous Sandstone in the Initial Period of Oil Production: Comparison of Well Test and Coreflooding Data / M.S. Turbakov [et al.] // Energies (Basel). – 2022. – Vol. 15, № 17. – P. 6137. DOI: 10.3390/en15176137
35. Riabokon, E.P. Methodology for forecasting the oil rate change while elastic wave propagation in the near-wellbore zone of clastic reservoirs / E.P. Riabokon // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2020. – Vol. 6. – P. 76–79. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-6-76-79
36. Solutions for lined circular tunnels sequentially constructed in rheological rock subjected to non-hydrostatic initial stresses / H. Wang [et al.] // European Journal of Environmental and Civil Engineering. – 2022. – Vol. 26, № 5. – P. 1834–1866. DOI: 10.1080/19648189.2020.1737576
37. Liu, HH. Two-Part Hooke Model (TPHM): Theory, Validation and Applications / HH. Liu // Fluid Flow in the Subsurface. Theory and Applications of Transport in Porous Media. – 2017. – Vol 28. DOI: 10.1007/978-3-319-43449-0_3
38. An experimental study of the texture of deformation bands: effects on the porosity and permeability of sandstones / A.E. Lothe, R.H. Gabrielsen, N. Bjørnevoll Hagen, B.T. Larsen // Petroleum Geoscience. – 2002. – Vol. 8 (3). – P. 195–207. DOI: 10.1144/petgeo.8.3.195
39. Fault sealing during deformation-band growth in porous sandstone / I.G. Main [et al.] // Geology. – 2000. – Vol. 28, № 12. – P. 1131–1134. DOI: 10.1130/0091-7613(2000)28<1131:FSDDGI>2.0.CO;2
40. Permeability evolution during progressive development of deformation bands in porous sandstones / B.T. Ngwenya [et al.] // J Geophys Res Solid Earth. American Geophysical Union (AGU). – 2003. – Vol. 108, № B7. DOI: 10.1029/2002JB001854
41. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E.V. Kozhevnikov [et al.] // Géotechnique Letters. – 2022. – Vol. 12, № 3. – P. 217–224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
42. Colloid Migration as a Reason for Porous Sandstone Permeability Degradation during Coreflooding / E.V. Kozhevnikov [et al.] // Energies (Basel). – 2022. – Vol. 15, № 8. – P. 2845. DOI: 10.3390/en15082845
43. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone / E.V. Kozhevnikov [et al.] // Transp Porous Media. – 2024. – Vol. 151. – P. 263–286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
44. Clauset, A. Power-Law Distributions in Empirical Data / A. Clauset, C.R. Shalizi, M.E.J. Newman // SIAM Review. – 2009. – Vol. 51, № 4. – P. 661–703. DOI: 10.48550/arXiv.0706.1062

References

1. 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
2. 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. *J Nat Gas Sci Eng.*, 2018, vol. 58, pp. 162-177. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.026
3. Lei G. et al. Stress dependent gas-water relative permeability in gas hydrates: A theoretical model. *Advances in Geo-Energy Research*, 2020, vol. 4, no. 3, pp. 326-338. DOI: 10.46690/ager.2020.03.10
4. Ma J., Wang J. A Stress-Induced Permeability Evolution Model for Fissured Porous Media. *Rock Mech Rock Eng. Springer-Verlag Wien*, 2016, vol. 49, no. 2, pp. 477-485. DOI: 10.1007/s00603-015-0760-8
5. Huo D., Benson S.M. Experimental Investigation of Stress-Dependency of Relative Permeability in Rock Fractures. *Transp Porous Media. Springer Netherlands*, 2016, vol. 113, no. 3, pp. 567-590. DOI: 10.1007/s11242-016-0713-z
6. Bhandari A.R. et al. Stress-Dependent In Situ Gas Permeability in the Eagle Ford Shale. *Transp Porous Media*, 2018, vol. 123, no. 1, pp. 1-20. DOI: 10.1007/s11242-018-1021-6
7. Dautriat J. et al. Stress-Dependent Permeabilities of Sandstones and Carbonates: Compression Experiments and Pore Network Modelings. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE*, 2007. DOI: 10.2118/110455-MS
8. 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, pp. 104186. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104186
9. Walsh J.B. Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1981, vol. 18, no. 5, pp. 429-435 DOI: 10.1016/0148-9062(81)90006-1
10. Liu W., Y. Li, B. Wang Gas permeability of fractured sandstone/coal samples under variable confining pressure. *Transp Porous Media*, 2010, vol. 83, no. 2, pp. 333-347. DOI: 10.1007/s11242-009-9444-8
11. Hofmann H. et al. Transmissivity of aligned and displaced tensile fractures in granitic rocks during cyclic loading. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2016, vol. 87, pp. 69-84. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2016.05.011
12. 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
13. 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
14. 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
15. Li M. et al. Nonlinear effective pressure law for permeability. *J Geophys Res Solid Earth. Blackwell Publishing Ltd*, 2014, vol. 119, no. 1, pp. 302-318. DOI: 10.1002/2013JB010485

16. Kwon O. et al. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law. *J Geophys Res Solid Earth*, 2001, vol. 106, no. B9, pp. 19339-19353. DOI: 10.1029/2001JB000273
17. Ghabezloo S. et al. Effective stress law for the permeability of a limestone. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009, vol. 46, no. 2, pp. 297-306. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2008.05.006
18. Li M. et al. Effective pressure law for permeability of E-bei sandstones. *J Geophys Res.*, 2009, vol. 114, no. B7, B07205 p. DOI: 10.1029/2009JB006373
19. Manga M. et al. Changes in permeability caused by transient stresses: Field observations, experiments, and mechanisms. *Reviews of Geophysics. Blackwell Publishing Ltd*, 2012, vol. 50, no. 2. DOI: 10.1029/2011RG000382
20. Candela T. et al. Flow rate dictates permeability enhancement during fluid pressure oscillations in laboratory experiments. *J Geophys Res Solid Earth. Blackwell Publishing Ltd*, 2015, vol. 120, no. 4, pp. 2037-2055. DOI: 10.1002/2014JB011511
21. Watanabe N., Hirano N., Tsuchiya N. Determination of aperture structure and fluid flow in a rock fracture by high-resolution numerical modeling on the basis of a flow-through experiment under confining pressure. *Water Resour Res.*, 2008, vol. 44, no. 6. DOI: 10.1029/2006WR005411
22. Blöcher G. et al. Permeability of matrix-fracture systems under mechanical loading – constraints from laboratory experiments and 3-D numerical modelling. *Advances in Geosciences*, 2019, vol. 49, pp. 95-104. DOI: 10.5194/adgeo-49-95-2019
23. Heller R., Vermylen J., Zoback M. Experimental investigation of matrix permeability of gas shales. *Am Assoc Pet Geol Bull. American Association of Petroleum Geologists*, 2014, vol. 98, no. 5, pp. 975-995. DOI: 10.1306/09231313023
24. 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
25. Kozhevnikov E.V. et al. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies (Basel)*, 2021, vol. 14, no. 8, 2306 p. DOI: 10.3390/en14082306
26. Jiang J., Yang J. Coupled fluid flow and geomechanics modeling of stress-sensitive production behavior in fractured shale gas reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. Elsevier Ltd*, 2018, vol. 101, pp. 1-12. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2017.11.003
27. Falcon-Suarez I.H. et al. Comparison of stress-dependent geophysical, hydraulic and mechanical properties of synthetic and natural sandstones for reservoir characterization and monitoring studies. *Geophys Prospect. Blackwell Publishing Ltd*, 2019, vol. 67, no. 4, pp. 784-803. DOI: 10.1111/1365-2478.12699
28. 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
29. Yao C., Jiang Q.H., Shao J.F. A Numerical Analysis of Permeability Evolution in Rocks with Multiple Fractures. *Transp Porous Media. Kluwer Academic Publishers*, 2015, vol. 108, no. 2, pp. 289-311. DOI: 10.1007/s11242-015-0476-y
30. Ronald A. Nelson Experimental Study of Fracture Permeability in Porous Rock. *Am Assoc Pet Geol Bull.*, 1977, vol. 61, pp. 227-236. DOI: 10.1306/C1EA3C2B-16C9-11D7-8645000102C1865D
31. Sahimi M. Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock. Weinheim. Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2011. DOI: 10.1002/9783527636693
32. 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
33. Riabokon E. et al. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow. *Géotechnique Letters*, 2023, vol. 13, no. 3, pp. 1-20. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
34. 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
35. Riabokon E.P. Methodology for forecasting the oil rate change while elastic wave propagation in the near-wellbore zone of clastic reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*, 2020, vol. 6, pp. 76-79. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-6-76-79
36. Wang H. et al. Solutions for lined circular tunnels sequentially constructed in rheological rock subjected to non-hydrostatic initial stresses. *European Journal of Environmental and Civil Engineering*, 2022, vol. 26, no. 5, pp. 1834-1866. DOI: 10.1080/19648189.2020.1737576
37. Liu HH. Two-Part Hooke Model (TPHM): Theory, Validation and Applications. *Fluid Flow in the Subsurface. Theory and Applications of Transport in Porous Media*, 2017, vol. 28. DOI: 10.1007/978-3-319-43449-0_3
38. Lothe A.E., Gabrielsen R.H., Bjørnevoll Hagen N., Larsen B.T. An experimental study of the texture of deformation bands: effects on the porosity and permeability of sandstones. *Petroleum Geoscience*, 2002, vol. 8 (3), pp. 195-207. DOI: https://doi.org/10.1144/petgeo.8.3.195
39. Main I.G. et al. Fault sealing during deformation-band growth in porous sandstone. *Geology*, 2000, vol. 28, no. 12, pp. 1131-1134. DOI: 10.1130/0091-7613(2000)28<1131:FSDDGI>2.0.CO;2
40. Ngwenya B.T. et al. Permeability evolution during progressive development of deformation bands in porous sandstones. *J Geophys Res Solid Earth. American Geophysical Union (AGU)*, 2003, vol. 108, no. B7. DOI: 10.1029/2002JB001854
41. 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
42. 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
43. 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*, 2024. vol. 151, pp. 263-286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
44. Clauset A., Shalizi C.R., Newman M.E.J. Power-Law Distributions in Empirical Data. *SIAM Review*, 2009, vol. 51, no. 4, pp. 661-703. DOI: 10.48550/arXiv.0706.1062

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.