

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМЕ «СО₂-ПЛАСТОВАЯ ВОДА- ГОРНАЯ ПОРОДА» И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ

В.А. Моренов, К.В. ЩигOLEV*

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: shchigolev.kv@gmail.com

Введение. Закачка диоксида углерода в нефтегазовые коллекторы является перспективным методом увеличения нефтеотдачи (СО₂-МУН) и одновременно способом геологического хранения парникового газа. Однако взаимодействие СО₂ с пластовой водой и породой инициирует сложные физико-химические процессы, которые могут как улучшать, так и ухудшать фильтрационно-емкостные свойства коллектора, что создает риски для эффективности и безопасности проектов.

Цель. Обобщение и систематизация результатов лабораторных исследований для выявления ключевых закономерностей изменения проницаемости пород-коллекторов под воздействием СО₂, а также определение диапазонов этих изменений в зависимости от литологического типа породы и термобарических условий.

Материалы и методы. Проведен всесторонний анализ и обобщение данных экспериментальных исследований, посвященных системе «СО₂-пластовая вода-порода». Сравнительная оценка выполнена для карбонатных, терригенных (песчаниковых) и сланцевых коллекторов с учетом влияния давления, температуры, минерального состава, скорости закачки и фазового состояния СО₂.

Результаты. Установлено, что направленность изменения проницаемости определяется конкуренцией процессов растворения и вторичного минералообразования. Для карбонатов характерен широкий диапазон изменений (от -90 до +300%) с преобладанием роста проницаемости за счет растворения матрицы. В песчаниках чаще наблюдается снижение проницаемости (до -80%) вследствие миграции частиц и набухания глин, хотя в отдельных случаях возможно ее увеличение за счет растворения цемента. Наибольшая вариативность выявлена для сланцев (от -77 до +382%), что связано с влиянием органического вещества и глинистых минералов.

Заключение. Полученные количественные оценки и выявленные закономерности могут быть использованы для повышения точности геохимического и гидродинамического моделирования при проектировании СО₂-МУН. Предложены практические рекомендации по выбору режимов закачки для основных типов коллекторов с целью минимизации рисков и повышения эффективности вытеснения углеводородов.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, СО₂-МУН, диоксид углерода, горные породы, физико-химические процессы, проницаемость, взаимодействие СО₂ с минералами

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Моренов В.А., ЩигOLEV К.В. Физико-химические процессы в системе «СО₂-пластовая вода-горная порода» и их влияние на проницаемость. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(1):96-102. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-96-102>

Статья поступила в редакцию 27.11.2025

Принята к публикации 19.01.2026

Опубликована 30.03.2026

PHYSICAL AND CHEMICAL PROCESSES IN THE CO₂-BRINE-ROCK SYSTEM AND THEIR INFLUENCE ON PERMEABILITY

Valentin A. Morenov, Kirill S. Shchigolev*

Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University, RF, Saint-Petersburg

E-mail: shchigolev.kv@gmail.com

Introduction. The injection of carbon dioxide into oil and gas reservoirs is a promising enhanced oil recovery (CO₂-EOR) technique and simultaneously a method for geological storage of greenhouse gases. However, the interaction of CO₂ with formation water and rock initiates complex physicochemical processes that can either improve or impair the reservoir's storage and flow properties, thereby posing risks to project efficiency and safety.

Objective. To generalize and systematize the results of laboratory studies in order to identify key patterns in the permeability alteration of reservoir rocks under CO₂ exposure, and to determine the ranges of these changes depending on the lithological rock type and thermobaric conditions.

Materials and methods. A comprehensive analysis and synthesis of experimental data on the CO₂-brine-rock system was performed. A comparative assessment was carried out for carbonate, terrigenous (sandstone), and shale reservoirs, taking into account the effects of pressure, temperature, mineral composition, injection rate, and the phase state of CO₂.

Results. It was established that the direction of permeability change is governed by the competition between dissolution and secondary mineral formation processes. Carbonates exhibit a wide range of permeability

variations (from –90% to +300%), with a predominance of permeability enhancement due to matrix dissolution. In sandstones, permeability reduction (up to –80%) is more frequently observed, resulting from particle migration and clay swelling, although in some cases, permeability may increase due to cement dissolution. The greatest variability was found in shales (from –77% to +382%), attributed to the influence of organic matter and clay minerals.

Conclusion. The obtained quantitative estimates and identified patterns can be utilized to improve the accuracy of geochemical and hydrodynamic modeling in the design of CO₂-EOR projects. Practical recommendations are proposed for selecting injection strategies for the main reservoir types in order to minimize risks and enhance the efficiency of hydrocarbon displacement.

Keywords: Enhanced oil recovery, CO₂-EOR; carbon dioxide, rocks, physicochemical processes, permeability, CO₂ interaction with minerals

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Morenov V.A., Shchigolev K.S. Physical and chemical processes in the CO₂–brine–rock system and their influence on permeability. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(1):96–102. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-96-102>

Manuscript received 27.11.2025

Accepted 19.01.2026

Published 30.03.2026

ВВЕДЕНИЕ

Прогнозирование изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора является одной из наиболее сложных и актуальных задач при проектировании как методов увеличения нефтеотдачи (МУН), так и проектов геологического захоронения CO₂. Неспособность точно оценить эволюцию проницаемости может привести к значительным технологическим и экономическим рискам, включая неоптимальные режимы закачки, преждевременный прорыв газа и снижение конечной нефтеотдачи. В связи с этим комплексный анализ факторов, влияющих на проницаемость, представляется необходимым фундаментальным этапом обоснования технологических параметров. Закачка диоксида углерода (CO₂) в геологические формации может инициировать химическое взаимодействие с породобразующими минералами и пластовой водой. Это приводит к изменению петрофизических свойств коллекторов углеводородов и может оказывать существенное влияние на эффективность методов увеличения нефтеотдачи [1].

С физической точки зрения система «CO₂–пластовая вода–порода» представляет собой сложную гидродинамическую среду, в которой протекают взаимосвязанные процессы фильтрации флюидов, массопереноса, растворения, осаждения новых фаз и миграции частиц [2–4].

Как показано на **рис. 1**, в системе «CO₂–вода–порода» протекает ряд процессов. После закачки в коллектор CO₂ контактирует с пластовой водой и растворяется в ней. Растворимость CO₂ прямо пропорциональна давлению и обратно пропорциональна

температуре и солёности воды [5]. Для её оценки, как правило, применяют константу закона Генри и различные эмпирические корреляции. Растворение CO₂ в воде нарушает термодинамическое равновесие минералов, вызывая их растворение или осаждение [6]. Растворение CO₂ в воде представляет собой равновесный процесс, протекающий медленно при отсутствии катализаторов. В ходе процесса высвобождаются ионы водорода (H⁺), что приводит к снижению pH раствора; степень подкисления зависит от концентрации растворённого CO₂ [7]. Например, при стандартных условиях раствор, насыщенный CO₂,

ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ПРИВЕДЕН ОПЫТ ОБОБЩЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И ЧИСЛЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ОСНОВЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ПРОИСХОДЯЩИХ В СИСТЕМЕ «CO₂–ПЛАСТОВАЯ ВОДА–ГОРНАЯ ПОРОДА» ПРИ ЗАКАЧКЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПЛАСТ.

имеет pH около 5,6. Различные минералы, такие как кальцит, доломит и полевошпат, а также цемент пласта, химически неустойчивы и активно реагируют с образующимися слабокислыми растворами. Взаимодействие с кислой средой приводит к изменениям минерального состава породы и изменяет коллекторные свойства, включая проницаемость. Экспериментальные исследования [5, 8–12] показали, что воздействие CO₂ на образцы карбонатных пород вызывает значительное растворение минералов, что, в свою очередь, изменяет пористость и проницаемость породы. Подобные явления

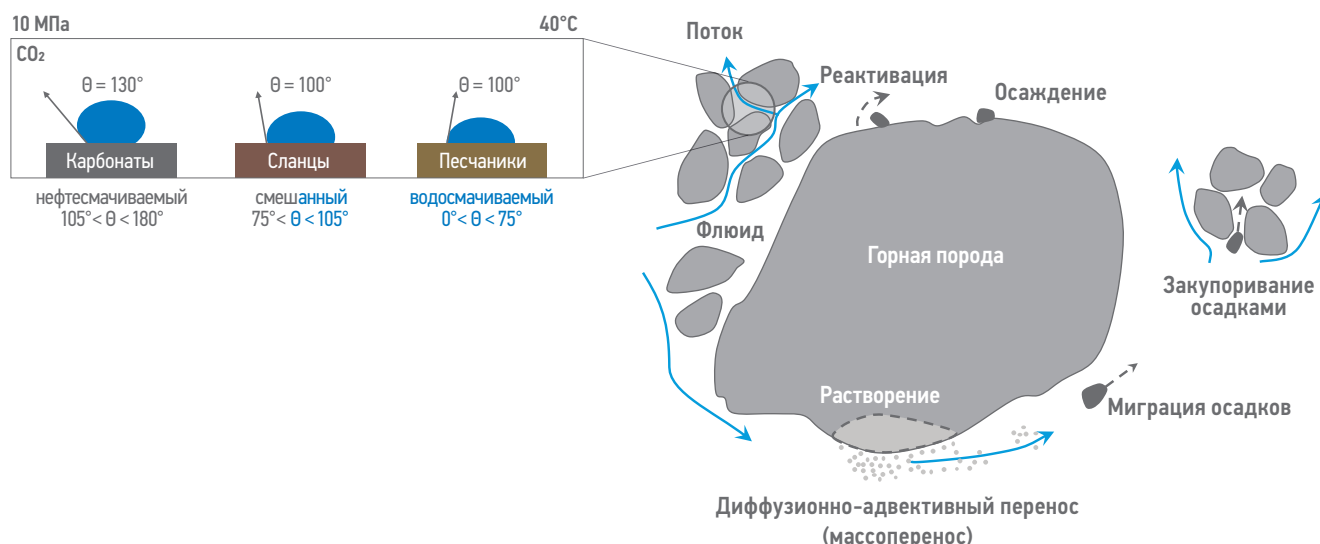


Рис. 1. Физико-химические процессы в системе «CO₂–пластовая вода–порода». Составлено авторами
Fig. 1. Physico-chemical processes in the "CO₂–brine–rock" system. Prepared by the authors

наблюдаются и в песчаниках [13–15]. Однако высокая микроскопическая неоднородность карбонатных коллекторов приводит к более раннему прорыву газа по сравнению с песчаниками [16]. Основной причиной этого являются коррозия и последующая кристаллизация породообразующих минералов. Согласно данным [17] кварц обладает наименьшей скоростью коррозии, за ним следует полевой шпат, тогда как карбонатные минералы наиболее подвержены растворению. Разрушение породы в результате взаимодействия с CO₂ может иметь как положительные, так и отрицательные последствия [18, 19]. С одной стороны, в зонах растворения минералов наблюдается рост проницаемости [20]; с другой — миграция и последующее осаждение вторичных минералов могут вызывать закупорку порового пространства. Согласно результатам гидрогеохимического моделирования взаимодействия карбонатных и песчаниковых пород с углекислой водой, наблюдалось образование мусковита, способствующее закупорке пор [21, 22]. Длительное воздействие ионов H⁺ на минералы, чувствительные к кислоте, может приводить к формированию пластичных зон, механическим повреждениям и растрескиванию породы. Снижение механических свойств пород коллектора — таких, как предел прочности на растяжение и сжатие, а также вязкость разрушения, — в результате взаимодействия с CO₂ повышает вероятность структурных повреждений, включая инициирование трещин, реактивацию и смещение по существующим разломам, а также формирование потенциальных путей утечки. Эти эффекты представляют существенные риски для целостности

и безопасности процессов закачки и хранения CO₂ [23–25].

ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Проведено множество исследований, посвящённых физическим, химическим и механическим процессам, влияющим на проницаемость коллекторных пород. В них рассматривались такие факторы, как минеральный состав, растворимость CO₂, давление, температура, солёность пластовой воды, скорость закачки, доля порового объёма CO₂, фазовое состояние CO₂, неоднородность породы и ориентация образца. Однако полученные результаты зачастую существенно различаются как по величине изменений проницаемости, так и по степени влияния отдельных факторов при различных экспериментальных условиях. Для систематизации разнородных экспериментальных данных, полученных в различных термобарических и физико-химических условиях, был проведен всесторонний обзор и анализ ряда лабораторных исследований. Целью данной систематизации являлось выявление общих тенденций и количественных диапазонов изменения проницаемости для основных литологических типов коллекторов, а также идентификация ключевых параметров, оказывающих доминирующее влияние на эти изменения. Результаты обобщения представлены в табл. 1. Обобщая результаты исследований процессов в системе «CO₂–пластовая вода–порода», можно заключить, что эти процессы могут

как повышать, так и снижать проницаемость коллекторных пород. Это связано с рядом факторов:

- растворимостью CO_2 ;
- давлением и его изменениями (снижение давления после начала закачки способствует осаждению минералов и закупорке поровых каналов);
- температурой (повышение температуры снижает скорость реакций и замедляет процесс растворения породы);
- солёностью пластовой воды (при увеличении содержания солей снижение проницаемости становится более выраженным);
- скоростью закачки (при высоких скоростях закачки проницаемость может как увеличиваться [5], так и снижаться [12]);
- неоднородностью породы (в однородной среде проницаемость изменяется плавно и предсказуемо, тогда как высокая неоднородность делает эти изменения менее прогнозируемыми);
- фазовым состоянием CO_2 (сверхкритический CO_2 оказывает влияние на изменение проницаемости примерно на 40% сильнее, чем газообразный [30]);
- ориентацией образца в эксперименте (в вертикально ориентированных ядрах проницаемость сначала увеличивается, а затем снижается после прохождения определённого порового объёма, независимо от солёности и скорости закачки; в горизонтальных образцах проницаемость сначала уменьшается, а затем стабилизируется).

Следует отметить, что, несмотря на значительные изменения проницаемости, зафиксированные в предыдущих исследованиях, их влияние на конечную нефтеотдачу остаётся неясным — более решающими факторами являются время, объём, давление и скорость закачки.

Таким образом, проведенный анализ наглядно демонстрирует, что взаимодействие в системе « CO_2 –пластовая вода–порода» является многокомпонентным и неоднозначным процессом. Результирующее изменение проницаемости представляет собой следствие сложной конкуренции между процессами растворения и осаждения, механизмами миграции частиц и химической трансформации минералов. Полученные данные подчеркивают невозможность универсального подхода и необходимость учета всего спектра факторов — от макроскопических условий (P , T) до микроскопических особенностей минерального состава и структуры порового пространства — для построения достоверных прогнозных моделей.

Таблица 1. Обобщение лабораторных исследований систем « CO_2 –пластовая вода–горная порода». Составлено авторами на основе источников, указанных в таблице

Table 1. Summary of laboratory studies of the " CO_2 –brine–rock" systems. Prepared by the authors based on the sources listed in the table

Тип коллектора	Диапазон изменения проницаемости		Экспериментальные условия	Источник
	от	до		
Карбонатный	-25,5%	+57,9%	6,89–17,23 МПа 27,7 °C 10 см ³ /мин	[8]
	-90%	-30%	0,122 МПа 50–80 °C 25–50 см ³ /мин	[9]
	-60%	+45%	3,44 МПа 18–50 °C 3–60 см ³ /мин	[5]
	+25%	+300%	20–100 °C (2–3) × 10 ⁻¹⁴ м/с	[10]
	+50%		5 МПа 65 °C	[11]
	-75%	+34%	6,89–18,62 МПа 63 °C 0,2–0,5 см ³ /мин	[12]
Терригенный	-21,78%	-8,57%	4,8–12 МПа 27 °C 0,1–0,4 см ³ /мин	[13]
	-35,23%	-0,1%	10 МПа 50 °C 1–50 см ³ /мин	[14]
	-80,66%	-34,39%	15–20 МПа 50–100 °C	[17]
	-18,33%	+34,33%	15 МПа 50 °C 1–10 см ³ /мин	[15]
	-34,4%	+285,6%	15–95 МПа 20–1000 °C 0,02 мм/с	[26]
	-35,2%	+0,65%	2–10 МПа 35 °C 0,01–30 см ³ /мин	[16]
Сланцевый	-72%	+36%	5–21,04 МПа 80 °C	[27]
	+382,1%		35 МПа 90 °C	[28]
	-77,3%	+42,7%	30 МПа 90 °C 0,01 см ³ /мин	[29]
	-40%	+5,1%	7,5–11,5 МПа 20–40 °C	[30]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Помимо обобщённой картины системы « CO_2 –пластовая вода–порода» (рис. 1), преобладающие реакции, тенденции изменения проницаемости систематически различаются для карбонатов, песчаников

и сланцев. Таблица 1 демонстрирует эти различия через характерные диапазоны изменений проницаемости, полученные при сопоставимых условиях давления, температуры и солёности; ниже приведено их обобщение и практические выводы для проектирования CO₂-МУН.

Карбонаты (кальцит/доломит)

Кислотная реакционная способность матрицы приводит к быстрому растворению породообразующих минералов при снижении pH под воздействием растворённого CO₂. Это вызывает локальное увеличение пористости и проницаемости, однако при снижении давления или смещении флюидов возможна вторичная кристаллизация, частично обратная по эффекту. Изменение проницаемости наблюдается в широком диапазоне — от –90 до +300%. Смачиваемость обычно уменьшается (порода становится менее водосмачиваемой) при повышении давления CO₂ и увеличении времени контакта. Риск преждевременного прорыва газа повышается в сильно неоднородных зонах.

Песчаники (кварц/полевошпатовый шпат + глины)

Минералы обладают меньшей реакционной способностью; изменение проницаемости обусловлено преимущественно переносом мелкодисперсных частиц, набуханием глин и осаждением солей в пристволевой зоне при высоких скоростях закачки [31]. В большинстве экспериментов наблюдается общее снижение проницаемости, однако локальное её увеличение возможно вследствие растворения цементирующих соединений или образования микротрещин под действием напряжений. Общий диапазон изменения проницаемости — от –80 до +286%. Влияние CO₂ на смачиваемость менее выражено, чем в карбонатах, и в основном определяется содержанием глинистых минералов.

Сланцы (органогенные, мелкопористые)

Адсорбция CO₂ в органическом веществе и взаимодействие CO₂–глины часто приводят к снижению эффективной проницаемости; напротив, высокие эффективные напряжения и воздействие CO₂ могут активировать микротрещины и увеличивать связность

порового пространства в отдельных экспериментах. Представленный диапазон изменения проницаемости является наиболее широким — около –77 до +382%, что связано с разнообразием минерального состава, содержанием органического углерода (ТОС, total organic carbon) и масштабными эффектами. Смачиваемость, как правило, снижается (становится менее водосмачиваемой) при длительном воздействии CO₂ и высоком парциальном давлении, причём степень изменения существенно зависит от содержания ТОС.

Представленные в работе инженерные рекомендации и выявленные количественные диапазоны изменений создают основу для более точного численного моделирования процессов вытеснения и оценки рисков при проектировании CO₂-МУН. Дальнейшие исследования целесообразно направить на изучение кинетики реакций в условиях, максимально приближенных к реальным пластовым, а также на разработку комплексных геохимико-гидродинамических моделей, способных учесть выявленные сложные взаимосвязи.

Практические выводы исследования сводятся к следующему: в карбонатных коллекторах при проектировании закачки CO₂ целесообразно поддерживать давление выше минимального давления смещения, контролировать скорость нагнетания и применять методы выравнивания фронта вытеснения (чередование закачки воды и газа или использование пены) для предотвращения локального растворения породы и преждевременного прорыва газа. В песчаных коллекторах основное внимание следует уделять пристволевой зоне — предотвращению осаждения солей, миграции мелких частиц и набухания глин, а также оптимизации циклов закачки; при этом изменения смачиваемости менее выражены, чем в карбонатах. Для сланцевых коллекторов наиболее эффективен циклический режим закачки CO₂ с выдержкой, позволяющий использовать процессы диффузии и адсорбции без существенного снижения проницаемости; при этом результаты во многом зависят от содержания органического вещества и минерального состава породы.

Список литературы / References

1. Zheltov YV., Surguchev M.L., Simkin E.M. *Physicochemical Microprocesses in Oil and Gas Reservoirs*. Moscow: Nedra, 1984. (In Russ.)
2. Zhang L. et al. A review of interaction mechanisms and microscopic simulation methods for CO₂–water–rock system. *Petroleum Exploration and Development*. 2024. Vol. 51, № 1. P. 223–238. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(24\)60019-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(24)60019-4)
3. Surguchev M.L. *Secondary and Tertiary Oil Recovery Methods*. Moscow: Nedra, 1985. (In Russ.)

4. Raupov I., Rogachev M., Shevaldin E. Review of Formation Mechanisms, Localization Methods, and Enhanced Oil Recovery Technologies for Residual Oil in Terrigenous Reservoirs. *Energies (Basel)*. 2025. Vol. 18, № 21. P. 5649. <https://doi.org/10.3390/en18215649>
5. Izgec O. et al. CO₂ injection into saline carbonate aquifer formations I: laboratory investigation. *Transp Porous Media*. 2008. Vol. 72, № 1. P. 1–24. <https://doi.org/10.1007/s11242-007-9132-5>
6. Zheng S., Xu K., Zhang D. Reactive precipitation during overlaying CO₂ dissolution into brine: The role of porous structure. *Adv Water Resour. Elsevier*, 2025. Vol. 196. P. 104880. <https://doi.org/10.1016/J.ADVWATRES.2024.104880>
7. Dabbaghi E., Ng K. Effects of CO₂ on the mineralogy, mechanical, and transport properties of rocks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pergamon, 2024. Vol. 199. P. 114519. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2024.114519>
8. Oomole O., Osoba J.S. Carbon Dioxide — Dolomite Rock Interaction During CO₂ Flooding Process. *Annual Technical Meeting. PETSOC*, 1983. <https://doi.org/10.2118/83-34-17>
9. Moghadasi J. et al. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection. *J Pet Sci Eng*. 2004. Vol. 43, № 3–4. P. 201–217. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.014>
10. Sandeep V.R., Chaudhuri A., Kelkar S. Permeability and Flow Field Evolution Due to Dissolution of Calcite in a 3-D Porous Rock Under Geothermal Gradient and Through-Flow. *Transp Porous Media*. 2016. Vol. 112, № 1. P. 39–52. <https://doi.org/10.1007/s11242-016-0631-0>
11. Xiao N., Li S., Lin M. Experimental Investigation of CO₂-Water-Rock Interactions during CO₂ Flooding in Carbonate Reservoir. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*. 2017. Vol. 02, № 02. P. 108–124. <https://doi.org/10.4236/ojogas.2017.22008>
12. Okhovat M.R. et al. Experimental studies of CO₂-brine-rock interaction effects on permeability alteration during CO₂EOR. *J Pet Explor Prod Technol*. Springer, 2020. Vol. 10, № 6. P. 2293–2301. <https://doi.org/10.1007/S13202-020-00883-8/FIGURES/10>
13. Wang X., Gu Y. Oil Recovery and Permeability Reduction of a Tight Sandstone Reservoir in Immiscible and Miscible CO₂ Flooding Processes. *Ind Eng Chem Res*. 2011. Vol. 50, № 4. P. 2388–2399. <https://doi.org/10.1021/ie1016046>
14. Iglaue S. et al. Permeability evolution in sandstone due to injection of CO₂-saturated brine or supercritical CO₂ at reservoir conditions. *Energy Procedia*. 2014. Vol. 63. P. 3051–3059. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.328>
15. Al-Yaseri A. et al. Permeability Evolution in Sandstone Due to CO₂ Injection. *Energy & Fuels*. 2017. Vol. 31, № 11. P. 12390–12398. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01701>
16. Liang B. et al. Experimental study on the effect of CO₂ injection on the permeability characteristics of reservoir sandstone. *PLoS One*. 2025. Vol. 20, № 1. P. e0317134. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0317134>
17. Zhao D.F., Liao X.W., Yin D.D. An experimental study for the effect of CO₂-brine-rock interaction on reservoir physical properties. *Journal of the Energy Institute*. 2015. Vol. 88, № 1. P. 27–35. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2014.05.001>
18. Kantyukov R., Zapevalov D., Vagapov R. Analysis of the application and impact of carbon dioxide media on the corrosion state of oil and gas facilities. *Journal of Mining Institute*. 2021. Vol. 250. P. 578–856. (In Russ.) <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.4.11>
19. Dvoynikov M., Kutuzov P. Identification of Critical and Post-Critical States of a Drill String Under Dynamic Conditions During the Deepening of Directional Wells. *Eng*. 2025. Vol. 6, № 11. P. 306. (In Russ.) <https://doi.org/10.3390/eng6110306>
20. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Overview of Modern Methods and Technologies for the Well Production of High- and Extra-High-Viscous Oil. *Energies (Basel)*. 2025. Vol. 18, № 6. P. 1498. <https://doi.org/10.3390/en18061498>
21. Klimov D.S. et al. Modeling of Hydrogeochemical Processes of Carbon Dioxide Interaction with Formation Water and Rock Minerals During Enhanced Oil Recovery and Underground storage. *Georesources*. 2024. Vol. 26, № 2. P. 114–123. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.10>
22. Petrakov D.G. et al. Experimental Evaluation of Effective Chemical Composition on Reservoir Quality of Bottomhole Zone of Low Permeability Terrigenous Reservoirs. *International Journal of Engineering*. 2024. Vol. 37, № 8. P. 1547–1555. <https://doi.org/10.5829/IJE.2024.37.08B.08>
23. Zhang L. et al. Opportunities and challenges in CO₂ geologic utilization and storage. *Advances in Geo-Energy Research*. 2023. Vol. 8, № 3. P. 141–145. <https://doi.org/10.46690/ager.2023.06.01>
24. Okere C.J. et al. Experimental study on the degree and damage-control mechanisms of fuzzy-ball-induced damage in single and multi-layer commingled tight reservoirs. *Pet Sci. Elsevier*, 2023. Vol. 20, № 6. P. 3598–3609. <https://doi.org/10.1016/J.PETSCI.2023.05.017>
25. Buslaev G., Lavrik A. Comparative Study of Efficiency of Hydrate Inhibitors Based on Ammonium Salts and Polyvinylpyrrolidone. *International Journal of Engineering*. 2026. Vol. 39, № 4. P. 898–905. <https://doi.org/10.5829/ije.2026.39.04a.08>
26. Ding K. et al. Experimental Study on Relative Permeability Characteristics for CO₂ in Sandstone under High Temperature and Overburden Pressure. *Minerals*. 2021. Vol. 11, № 9. P. 956. <https://doi.org/10.3390/min11090956>
27. Li H.-B. et al. Mechanism of CO₂ enhanced oil recovery in shale reservoirs. *Pet Sci*. 2021. Vol. 18, № 6. P. 1788–1796. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.040>
28. Li S. et al. CO₂-brine-rock interactions altering the mineralogical, physical, and mechanical properties of carbonate-rich shale oil reservoirs. *Energy*. 2022. Vol. 256. P. 124608. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124608>
29. Tao J. et al. Analysis of CO₂ effects on porosity and permeability of shale reservoirs under different water content conditions. *Geoenery Science and Engineering*. 2023. Vol. 226. P. 211774. <https://doi.org/10.1016/j.jgeoen.2023.211774>
30. Wu D. et al. The permeability of shale exposed to supercritical carbon dioxide. *Sci Rep*. 2023. Vol. 13, № 1. P. 6734. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-33702-1>
31. Podoprigora D., Rogachev M., Byazrov R. Surfactant–Polymer Formulation for Chemical Flooding in Oil Reservoirs. *Energies (Basel)*. 2025. Vol. 18, № 7. P. 1814. <https://doi.org/10.3390/en18071814>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Моренов — анализ и обобщение результатов, верификация результатов.

К.В. ЩигOLEV — подготовка и редактирование материалов, проведение статистического анализа, визуализация.

Valentin A. Morenov — analysis and generalization of results, verification of results.

Kirill V. Shchigolev — preparation and editing of materials, statistical analysis, visualization.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Валентин Анатольевич Моренов — доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Кирилл Викторович ЩигOLEV* — аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II. 199106, Россия, г. Санкт-Петербург, линия 21-я В.О., д. 2.
e-mail: shchigolev.kv@gmail.com

Valentin A. Morenov — Associate Professor, Department of Oil and Gas Engineering, Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University.

Kirill V. Shchigolev* — Postgraduate student, Department of Oil and Gas Engineering, Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University. 2, 21 line, Vasilievsky Island, 199106, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: shchigolev.kv@gmail.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author