

Сравнительный анализ эффективности различных форм и технологий закачки CO₂ для геологического захоронения и повышения нефтеотдачи пластов

Ч.А. Гарифуллина¹, Д.С. Климов²

¹Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

С целью снижения антропогенных выбросов CO₂ необходима реализация проектов по улавливанию и закачке диоксида углерода в пласт для геологического хранения и повышения нефтеотдачи. В статье рассмотрены основные методы закачки CO₂ в пластовые системы, применяемые для повышения нефтеотдачи и геологического хранения углекислого газа. Проанализированы закачка сверхкритического CO₂, технология водогазового воздействия (WAG), а также закачка карбонизированной воды. Некоторые исследования показывают, что удержание CO наиболее эффективно при его закачке в растворенном виде в пластовой воде по сравнению с другими методами, однако, при этом закачивается меньшая масса CO₂. В сверхкритическом состоянии наблюдается более высокая подвижность фронта вытеснения. Для технологии водогазового воздействия характерны промежуточные показатели охвата и эффективности.

Ключевые слова: диоксид углерода, сверхкритический CO₂, карбонизированная вода, водогазовое воздействие, геологическое захоронение CO₂, повышение нефтеотдачи.

Для цитирования: Гарифуллина Ч.А., Климов Д.С. (2026). Сравнительный анализ эффективности различных форм и технологий закачки CO₂ для геологического захоронения и повышения нефтеотдачи пластов. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 47-51.

Comparative analysis of the efficiency of various forms and technologies of CO₂ injection for geological storage and enhanced oil recovery

Ch.A. Garifullina¹, D.S. Klimov²

¹Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school» Almetyevsk, Russian Federation

²Oil and gas research institute of the Russian academy of sciences, Moscow, Russian Federation

To reduce anthropogenic carbon dioxide (CO₂) emissions, it is necessary to implement carbon capture projects followed by CO₂ injection into reservoir formations for geological storage and enhanced oil recovery. This paper examines the main CO₂ injection methods applied in reservoir systems for both enhanced oil recovery and long-term carbon sequestration. The analysis includes the injection of supercritical CO₂, water-alternating-gas (WAG) technology, and carbonated water injection. Several studies indicate that CO₂ retention is most efficient when it is injected in dissolved form within formation water compared to other methods; however, the total mass of CO₂ injected under such conditions is lower. In the supercritical state, a higher mobility of the displacement front is observed, leading to improved sweep efficiency. The WAG process demonstrates intermediate performance in terms of both sweep efficiency and oil displacement effectiveness.

Keywords: carbon dioxide, supercritical CO₂, carbonated water, water-alternating-gas (WAG) process, geological CO₂ sequestration, enhanced oil recovery.

Recommended citation: Garifullina Ch.A., Klimov D.S. (2026). Comparative analysis of the efficiency of various forms and technologies of CO₂ injection for geological storage and enhanced oil recovery. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 47-51.

Введение

Развитие энергетического сектора сопровождается ростом выбросов парниковых газов, что усиливает внимание к вопросам снижения углеродного следа и декарбонизации. Основным газом, вызывающим парниковый эффект, является диоксид углерода (CO₂), на долю которого приходится более 70% глобальных выбросов парниковых газов. Остальные газы представлены метаном (CH₄), оксидом азота (N₂O), гексафторидом серы (SF₆), перфторуглеродами и гидрофторуглеродами (Jones et al., 2024; IEA, 2024; Andrew et al., 2024; Global CCS Institute, 2024; CO₂.Earth, 2024).

Одним из перспективных решений для снижения объема выбросов CO₂ является внедрение технологий улавливания и хранения углекислого газа в геологических формациях (Carbon capture and

storage, CCS). Данные технологии также включают улавливание, использование и хранение CO₂ (Carbon capture, utilization and storage, CCUS), в том числе в проектах по закачке газа в нефтяные пласты с целью повышения нефтеотдачи (Salem et al., 2025; Hanson et al., 2025).

Геологическое захоронение CO₂ в геологические среды предусматривает закачку CO₂ в глубокие соленосные водоносные горизонты, угольные пласты, искусственно созданные соляные каверны, а также вулканические породы (Davoodi et al., 2024; Davoodi et al., 2023; Nagireddi et al., 2024).

В настоящее время для закачки CO₂ в пласт применяется несколько технологических подходов, выбор которых зависит от целей проекта и условий его реализации. К основным технологиям относятся закачка сверхкритического CO₂, закачка CO₂, рас-

творенного в пластовой воде (карбонизированной воды), водогазовое воздействие, то есть чередующаяся закачка воды и CO₂ (Water-Alternating-Gas, WAG) (Awan et al., 2025; Zhang et al., 2019; Talebi et al., 2022). Каждая из указанных технологий характеризуется своими преимуществами, ограничениями, что оказывает влияние на эффективность геологического хранения CO₂ и повышение нефтеотдачи.

В связи с этим актуальной задачей является сравнительный анализ существующих методов и технологий закачки CO₂, направленный на оценку их эффективности, технологических особенностей и перспектив применения для геологического захоронения углекислого газа и повышения нефтеотдачи пластов.

Материалы и методы

Сверхкритический диоксид углерода является одним из наиболее широко применяемых агентов в технологиях повышения нефтеотдачи пластов и геологического хранения CO₂. Его использование обусловлено высокой плотностью в сверхкритическом состоянии, что позволяет увеличивать количество CO₂, закачиваемого и удерживаемого в единице объема порового пространства коллектора. Это делает сверхкритический CO₂ эффективным рабочим флюидом как для извлечения углеводородов, так и для долговременного хранения диоксида углерода (Prasad et al., 2023).

Одним из ключевых преимуществ сверхкритического CO₂ является его высокая эффективность при процессах смешивающегося вытеснения нефти. При достижении условий смесимости он способен значительно повышать коэффициент извлечения нефти по сравнению с несмешивающимся вытеснением. Дополнительным положительным эффектом является снижение вязкости нефти, ее набухание и изменение фазового поведения вследствие растворения компонентов нефти в CO₂. Эти процессы способствуют повышению подвижности нефти и увеличению эффективности вытеснения.

Сверхкритический CO₂ также характеризуется высокой диффузионной способностью и значительной подвижностью, что делает его эффективным для проникновения в поровое пространство коллектора и взаимодействия с пластовыми флюидами. В сочетании с возможностью адсорбции CO₂ в пористых средах это обеспечивает потенциал как для повышения нефтеотдачи, так и для долгосрочного хранения (Pavlova et al., 2022; Ajayi et al., 2019).

С точки зрения геологического хранения сверхкритический CO₂ позволяет реализовывать процессы, при которых значительная часть газа удерживается в пласте за счет растворения, структурного и остаточного улавливания, а также взаимодействия с пластовой водой и породой (Pavlova et al., 2022; Ajayi et al., 2019).

Несмотря на перечисленные преимущества, применение сверхкритического CO₂ сопровождается рядом ограничений, связанных с его высокой подвижностью. Низкая вязкость приводит к формированию каналов прорыва, как следствие, раннему прорыву газа и гравитационной сегрегации, что снижает эффективность охвата пласта и уменьшает коэффициент извлечения нефти. Высокая подвижность также создает сложности при контроле фронта вытеснения (Pavlova et al., 2022).

Водогазовое воздействие основано на чередующейся закачке воды и CO₂, что позволяет повысить эффективность вытеснения нефти за счет более равномерного охвата порового пространства. Циклический характер процесса обеспечивает лучший контакт вытесняющего агента с нефтью и формирование более устойчивого фронта вытеснения, что способствует снижению количества неохваченных зон коллектора (Shafiehi et al., 2024; Abdulsada et al., 2025; Fang et al., 2024).

При закачке в пласт карбонизированной воды углекислый газ растворяется в воде при пластовых условиях с образованием однофазной жидкости, которая затем транспортируется и закачивается в нефтяные пласты. Закачка карбонизированной воды для повышения нефтеотдачи обладает рядом преимуществ (Chen et al., 2024; Turkson et al., 2024; Esene et al., 2019):

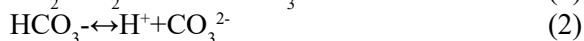
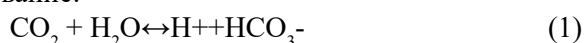
1. Существенно снижается объем требуемого CO₂, что уменьшает затраты на его закупку и транспортировку.
2. Насыщенная углекислым газом пластовая вода имеет более высокую плотность, чем обычная пластовая вода, что снижает риск миграции CO₂ вверх.
3. Закачка карбонизированной воды создает кислую среду и усиливает растворение карбонатных минералов, увеличивая проницаемость пласта.
4. При закачке карбонизированной воды снижается риск формирования каналов прорыва, также снижается соотношение подвижности нефти и воды, тем самым повышается охват пласта.

Для всех перечисленных технологий закачки характерны некоторые общие недостатки. Взаимодействие CO₂ с породой и пластовыми флюидами может приводить к значительным изменениям фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств коллектора. Кроме того, возможны изменения в составе нефти вследствие взаимодействия с CO₂, включая выпадение тяжелых фракций нефти, что может приводить к снижению приемистости.

Одним из наиболее критичных аспектов является влияние CO₂ на целостность скважин. Высокая активность CO₂ может приводить к разрушению це-

ментного камня и коррозии обсадных труб. Кроме того, CO_2 может вызывать карбонизацию цемента и ухудшение механических свойств. Потенциальными путями утечки являются границы раздела «цемент-сталь», «цемент-порода», а также трещины в цементном кольце.

При наличии водной фазы CO_2 частично растворяется в воде с образованием угольной кислоты, что приводит к снижению pH пластовой системы и усилению кислотного воздействия на породу и оборудование:



В этих условиях могут интенсифицироваться процессы растворения и вторичного осаждения минералов, что влияет на проницаемость и пористость коллектора. Коррозионные риски в присутствии воды возрастают, поскольку формируется кислая среда, способствующая коррозии металла и скважинного оборудования.

Результаты

Таким образом, на основе проведенного анализа установлено, что эффективность различных технологий закачки CO_2 существенно зависит от целевого назначения процесса – повышения нефтеотдачи или геологического хранения. Для задач повышения нефтеотдачи более предпочтительными выглядят технологии, обеспечивающие высокую подвижность и эффективность вытеснения нефти, в частности закачка сверхкритического CO_2 , характеризующаяся высокой эффективностью смешивающегося вытеснения и улучшением охвата пласта, а также водогазовое воздействие, обеспечивающее более равномерный фронт вытеснения и промежуточные показатели эффективности.

В то же время для целей геологического захоронения CO_2 более благоприятной является закачка в растворённом виде в составе карбонизированной воды, поскольку данный подход обеспечивает более высокую степень удержания CO_2 в пластовой системе и снижает риск его миграции, несмотря на меньшую массу закачиваемого газа.

Список литературы

1. Abdulsada J.A., Chen H., Wei B., Zhang D., Fan Y., Ren Y. (2025). A mini-review of water-alternating- CO_2 injection process and derivations for enhanced oil recovery and CO_2 storage in subsurface reservoirs. *Petroleum*, 11(4), с. 410–421.
2. Ajayi T. u др. (2019). A review of CO_2 storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Petroleum Science*.
3. Andrew R.M., Peters G.P. (2024). The global carbon project's fossil CO_2 emissions dataset.

Our World in Data.

4. Awan M.A., Kirmani F.D. (2025). CO_2 injection for enhanced oil recovery: analyzing the effect of injection rate and bottom hole pressure. *Petroleum Research*, 10(1), с. 129–136.
5. Chen K., Zhang J.-R., Xu S.-Y., Yin M.-Z., Zhang Y., Zhao Y.-C., Song Y.-C. (2024). Review of carbonated water injection as a promising technology to enhance oil recovery in the petroleum industry: Challenges and prospects. *Petroleum Science*, 21(6), с. 4100–4118.
6. CO_2 Earth. (2024). Daily CO_2 levels.
7. Davoodi Sh. u др. (2023). Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization. *Gas Science and Engineering*, 117, 205070.
8. Davoodi Sh. u др. (2024). Carbon dioxide sequestration through enhanced oil recovery: A review of storage mechanisms and technological applications. *Fuel*, 366, 131313.
9. Esene C., Rezaei N., Aborig A., Zendehboudi S. (2019). Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery. *Fuel*, 237, с. 1086–1107.
10. Fang P., Zhang Q., Zhou C., Yang Z., Yu H., Du M., Chen X., Song Y., Wang S., Gao Y., Dou Z., Cao M. (2024). Chemical-assisted CO_2 water-alternating-gas injection for enhanced sweep efficiency in CO_2 -EOR. *Molecules*, 29(16), 3978.
11. Global CCS Institute. (2024). Global status of CCS report 2024.
12. Hanson E., Nwakile C., Hammed V.O. (2025). Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO_2 emissions. *Results in Surfaces and Interfaces*, 18, 100381.
13. IEA. (2024). CO_2 emissions in 2023.
14. Jones W., Le Quéré C., Friedlingstein P., Peters G., Andrew R.M., Davis S.J. u др. (2024). National contributions to climate change due to historical emissions of carbon dioxide, methane and nitrous oxide. *Scientific Data*.
15. Nagireddi S. u др. (2024). Carbon dioxide capture, utilization, and sequestration: current status, challenges, and future prospects for global decarbonization. *ACS Engineering Au*, 4(1), с. 22–48.
16. Pavlova P.L., Minakov A.V., Platonov D.V., Zhigarev V.A., Guzei D.V. (2022). Supercritical fluid application in the oil and gas industry: A comprehensive review. *Sustainability*, 14(2), 698.
17. Prasad S.K., Sangwai J.S., Byun H.-S. (2023). A review of the supercritical CO_2 fluid applications for improved oil and gas production and associated carbon storage. *Journal of CO_2*

Utilization, 72, 102479.

18. Salem N. u òп. (2025). *Advancements in carbon capture, utilization, and storage (CCUS): A comprehensive review of technologies and prospects. Clean Technologies*, 7(4), 109.
 19. Shafiei M., Kazemzadeh Y., Escrochi M. u òп. (2024). *A comprehensive review direct methods to overcome the limitations of gas injection during the EOR process. Scientific Reports*, 14, 7468.
 20. Talebi A., Hasan-Zadeh A., Kazemzadeh Y., Riazi M. (2022). *A review on the application of carbonated water injection for EOR purposes: opportunities and challenges. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214, 110481.
 21. Turkson J.N. u òп. (2024). *Carbonated water injection for enhanced oil recovery and CO₂ geosequestration in different CO₂ repositories: A review of physicochemical processes and recent advances. Energy & Fuels*, 38(8), c. 6579–6612.
 22. Zhang N., Yin M., Wei M., Bai B. (2019). *Identification of CO₂ sequestration opportunities: CO₂ miscible flooding guidelines. Fuel*, 241, c. 459–467.
- References**
1. Abdulsada J.A., Chen H., Wei B., Zhang D., Fan Y., Ren Y. (2025). *A mini-review of water-alternating- CO₂ injection process and derivations for enhanced oil recovery and CO₂ storage in subsurface reservoirs. Petroleum*, 11(4), P. 410–421.
 2. Ajayi T. u òп. (2019). *A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. Petroleum Science*.
 3. Andrew R.M., Peters G.P. (2024). *The global carbon project's fossil CO₂ emissions dataset. Our World in Data*.
 4. Awan M.A., Kirmani F.D. (2025). *CO₂ injection for enhanced oil recovery: analyzing the effect of injection rate and bottom hole pressure. Petroleum Research*, 10(1), P. 129–136.
 5. Chen K., Zhang J.-R., Xu S.-Y., Yin M.-Z., Zhang Y., Zhao Y.-C., Song Y.-C. (2024). *Review of carbonated water injection as a promising technology to enhance oil recovery in the petroleum industry: Challenges and prospects. Petroleum Science*, 21(6), P. 4100–4118.
 6. CO₂. Earth. (2024). *Daily CO₂ levels*.
 7. Davoodi Sh. u òп. (2023). *Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization. Gas Science and Engineering*, 117, 205070.
 8. Davoodi Sh. u òп. (2024). *Carbon dioxide sequestration through enhanced oil recovery: A review of storage mechanisms and technological applications. Fuel*, 366, 131313.
 9. Esene C., Rezaei N., Aborig A., Zendejboudi S. (2019). *Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery. Fuel*, 237, P. 1086–1107.
 10. Fang P., Zhang Q., Zhou C., Yang Z., Yu H., Du M., Chen X., Song Y., Wang S., Gao Y., Dou Z., Cao M. (2024). *Chemical-assisted CO₂ water-alternating-gas injection for enhanced sweep efficiency in CO₂-EOR. Molecules*, 29(16), 3978.
 11. Global CCS Institute. (2024). *Global status of CCS report 2024*.
 12. Hanson E., Nwakile C., Hammed V.O. (2025). *Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO₂ emissions. Results in Surfaces and Interfaces*, 18, 100381.
 13. IEA. (2024). *CO₂ emissions in 2023*.
 14. Jones W., Le Quéré C., Friedlingstein P., Peters G., Andrew R.M., Davis S.J. u òп. (2024). *National contributions to climate change due to historical emissions of carbon dioxide, methane and nitrous oxide. Scientific Data*.
 15. Nagireddi S. u òп. (2024). *Carbon dioxide capture, utilization, and sequestration: current status, challenges, and future prospects for global decarbonization. ACS Engineering Au*, 4(1), P. 22–48.
 16. Pavlova P.L., Minakov A.V., Platonov D.V., Zhigarev V.A., Guzei D.V. (2022). *Supercritical fluid application in the oil and gas industry: A comprehensive review. Sustainability*, 14(2), 698.
 17. Prasad S.K., Sangwai J.S., Byun H.-S. (2023). *A review of the supercritical CO₂ fluid applications for improved oil and gas production and associated carbon storage. Journal of CO₂ Utilization*, 72, 102479.
 18. Salem N. u òп. (2025). *Advancements in carbon capture, utilization, and storage (CCUS): A comprehensive review of technologies and prospects. Clean Technologies*, 7(4), 109.
 19. Shafiei M., Kazemzadeh Y., Escrochi M. u òп. (2024). *A comprehensive review direct methods to overcome the limitations of gas injection during the EOR process. Scientific Reports*, 14, 7468.
 20. Talebi A., Hasan-Zadeh A., Kazemzadeh Y., Riazi M. (2022). *A review on the application of carbonated water injection for EOR purposes: opportunities and challenges. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214, 110481.
 21. Turkson J.N. u òп. (2024). *Carbonated water*

- injection for enhanced oil recovery and CO₂ geosequestration in different CO₂ repositories: A review of physicochemical processes and recent advances. Energy & Fuels, 38(8), P. 6579–6612.*
22. Zhang N., Yin M., Wei M., Bai B. (2019). *Identification of CO₂ sequestration opportunities: CO₂ miscible flooding guidelines. Fuel, 241, P. 459–467.*

Сведения об авторах

Гарифуллина Чулпан Айдаровна – младший научный сотрудник, заведующий лабораторией Инновационного нефтегазового недропользования, Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а

e-mail: ch.garifullina@agni-rt.ru

Климов Дмитрий Сергеевич – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова, Института проблем нефти и газа Российской академии наук

Россия, 119333, г. Москва, ул. Губкина, дом 3

e-mail: klimov_ds@ipng.ru

About the authors

Chulpan A. Garifullina – Junior Researcher, Head of the Laboratory of Innovative Oil and Gas Subsurface Management at the Advanced School of Engineering, Almetьевsk state technological university «Petroleum higher school»

186a Sovetskaya str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation

e-mail: ch.garifullina@agni-rt.ru

Dmitry S. Klimov – Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher at the S.N. Zakirov Laboratory of Gas and Oil Condensate Recovery, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russian Federation

e-mail: klimov_ds@ipng.ru

Статья поступила в редакцию 29.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026