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

УДК 622.323
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Влияние секвестрации углерода в горных породах на изменение фильтрационных и механических характеристик пласта при доизвлечении запасов нефти

А.А. Щербаков[1], М.С. Турбаков[1], Хунвэн Цзин[2], Лиюань Юй[2], С.Г. Ашихмин[1], Ю.С. Щербакова[1]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[2]Китайский университет горного дела и технологий (Китай, 221116, г. Сюйчжоу, Даксью Роуд, 1)

The Influence of Carbon Sequestration in Rocks on the Change in Filtration and Mechanical Characteristics of the Reservoir during Additional Oil Reserve Recovery

Aleksandr A. Shcherbakov[1], Mikhail S. Turbakov[1], Hongwen Jing[2], Liyuan Yu[2], Sergey G. Ashikhmin[1], Iuliia S. Shcherbakova[1]

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

Получена / Received: 31.08.2024. Принята / Accepted: 05.12.2024. Опубликована / Published: 24.02.2025

Ключевые слова:
секвестрация углерода, CCUS, декарбонизация, углекислый газ, диоксид углерода, утилизация CO_2, хранение CO_2, подземное газохранилище, увеличение нефтеотдачи, закачка углекислого газа для повышения нефтеотдачи.

Технология CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage – улавливание, использование и хранение углерода) становится ключевой технологией для достижения значительного сокращения глобальных выбросов углерода в течение следующего столетия, в связи с чем вопросам секвестрации углерода в естественных пористых средах в последнее время в научном сообществе уделяется все больше внимание. Зарубежными учеными получены некоторые лабораторные наработки, а в ряде стран уже реализуются проекты секвестрации углерода. Для России секвестрация углерода в пористых геологических средах перспективна ввиду значительного потенциала подземных ёмкостей для захоронения CO_2, возможности использовать CO_2 для повышения нефтеотдачи, а также развитой инфраструктуры нефтегазовых месторождений. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция может стать одним из перспективных регионов для создания CCUS-кластера ввиду сочетания на территории таких факторов, как значительное количество предприятий-эмитентов CO_2 и огромное количество ловушек нефти и газа, потенциально пригодных для применения методов увеличения нефтеотдачи и/или захоронения CO_2. В статье рассмотрены принципы секвестрации углерода в породах-коллекторах, основные механизмы улавливания, действующие при попадании CO_2 в геологическое хранилище; показано, что исследования в области подземного хранения CO_2 направлены на снижение неопределенности в эффективности хранения CO_2 в горных породах, однако влияние CO_2 на естественные пористые среды на текущий момент является малоизученным. Требуется проведение лабораторных исследований, последующая разработка математических моделей взаимодействия горных пород с различными типами углеродных газов для разработки рекомендаций по оптимальным режимам закачки углерода в пласт с целью доизвлечения нефти в краткосрочной перспективе и абсорбирования горной породой углерода и его хранения в долгосрочной перспективе.

Keywords:
carbon sequestration, CCUS, decarbonization, carbon dioxide, carbon dioxide, CO_2 utilization, CO_2 storage, underground gas storage, enhanced oil recovery, carbon dioxide injection for enhanced oil recovery.

CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) is becoming a key technology for achieving a significant reduction in global carbon emissions over the next century, which is why the issues of carbon sequestration in natural porous media have recently received increasing attention in the scientific community. Foreign scientists have obtained some laboratory developments, and carbon sequestration projects have already been implemented in a number of countries. For Russia, carbon sequestration in porous geological media is promising due to the significant potential of underground CO_2 storage tanks, the possibility of using CO_2 to enhance oil recovery, as well as the developed infrastructure of oil and gas fields. The Volga-Ural oil and gas province may become one of the promising regions for the creation of a CCUS cluster due to a combination of such factors on the territory as a significant number of CO_2-emitting enterprises and a huge number of oil and gas traps potentially suitable for the use of enhanced oil recovery methods and / or CO_2 disposal. The article discusses the principles of carbon sequestration in reservoir rocks, the main mechanisms of capture that operate when CO_2 enters a geological repository; it is shown that research in the field of underground CO_2 storage is aimed at reducing the uncertainty in the efficiency of CO_2 storage in rocks, however, the effect of CO_2 on natural porous media is currently poorly understood. Laboratory studies are required, followed by the development of mathematical models of the rocks interaction with various carbon gases types to develop recommendations for optimal modes of carbon injection into the reservoir for the purpose of additional oil recovery in the short term and carbon absorption by the rock and its storage in the long term.

© **Щербаков Александр Анатольевич** – старший преподаватель кафедры нефтегазовых технологий (тел: +007 (342) 219 82 50, e-mail: aleksandr.a.shcherbakov@gmail.com). Контактное лицо для переписки.
© **Турбаков Михаил Сергеевич** – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (908) 245 32 30, e-mail: turbakov@mail.ru).
© **Хунвэн Цзин** – кандидат технических наук, исполнительный заместитель директора Государственной ключевой лаборатории геомеханики и глубокой подземной инженерии (e-mail: hwjing@cumt.edu.cn).
© **Лиюань Юй** – кандидат технических наук, профессор Государственной ключевой лаборатории геомеханики и глубокой подземной инженерии (e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn).
© **Ашихмин Сергей Геннадьевич** (ORCID: 0000-0001-7850-3415) – доктор технических наук, профессор кафедры «Маркшейдерское дело, геодезия и геоинформационные системы» (тел.: +007 (342) 219 84 22, e-mail: A_s_g_perm@mail.ru).
© **Щербакова Юлия Станиславовна** – научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (тел.: +007 (982) 496 50 17, e-mail: shch-yu7@yandex.ru).

© **Aleksandr A. Shcherbakov** (Author ID in Scopus: 55531112100, ORCID: 0000-0001-6502-970X) – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Technologies Perm National Research Polytechnic University (tel: +007 (342) 219 82 50, e-mail: aleksandr.a.shcherbakov@gmail.com). The contact person for correspondence.
© **Mikhail S. Turbakov** (Author ID in Scopus: 36443127500, ORCID: 0000-0002-9336-5847) – PhD in Engineering, Associate Professor, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: turbakov@mail.ru).
© **Hongwen Jing** (Author ID in Scopus: 9232556100) – PhD in Engineering, Executive Deputy Director of the State Key Laboratory For Geomechanics & Deep Underground Engineering (e-mail: hwjing@cumt.edu.cn).
© **Liyuan Yu** (Author ID in Scopus: 35724771100, ORCID: 0000-0002-8973-7476) – PhD in Engineering, Professor at the State Key Laboratory For Geomechanics & Deep Underground Engineering (e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn).
© **Sergey G. Ashikhmin** (Author ID in Scopus: 6603057955, ORCID: 0000-0001-7850-3415) – Doctor in Engineering, Professor at the Department of Mine Surveying, Geodesy and Geoinformation Systems (tel.: +007 (342) 219 84 22, e-mail: A_s_g_perm@mail.ru).
© **Iuliia S. Shcherbakova** – Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (tel.: +007 (982) 496 50 17, e-mail: shch-yu7@yandex.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Влияние секвестрации углерода в горных породах на изменение фильтрационных и механических характеристик пласта при доизвлечении запасов нефти / А.А. Щербаков, М.С. Турбаков, Хунвэн Цзин, Лиюань Юй, С.Г. Ашихмин, Ю.С. Щербакова // Недропользование. – 2025. – Т.25, №1. – С. 52–58. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.7

Please cite this article in English as:
Shcherbakov A.A., Turbakov M.S., Hongwen Jing, Liyuan Yu, S.G. Ashikhmin, Shcherbakova Iu.S. The influence of carbon sequestration in rocks on the change in filtration and mechanical characteristics of the reservoir during additional oil reserve recovery. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.1, pp. 52-58. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.7

Введение

Вопросам секвестрации углерода в естественных пористых средах в последнее время в научном сообществе уделяется все большее внимание [1, 2]. Зарубежными учеными получены некоторые лабораторные наработки, а в ряде стран (Норвегия, США, Нидерланды и Австралия) уже реализуются проекты секвестрации углерода [3–5]. В России подобного опыта еще не было, однако президентом Российской Федерации в ходе пленарного заседания Российской энергетической недели 13.10.2021 была поставлена цель на достижение углеродной нейтральности экономики к 2060 г. Одним из приоритетных и наиболее логичных направлений развития секвестрации углерода и достижения поставленной цели в России является доизвлечение углеводородов из месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Большинство месторождений углеводородов Пермского края находятся на завершающей стадии разработки и могут потенциально являться объектами для секвестрации углерода и дополнительной добычи нефти. Однако влияние углерода на естественные пористые среды (горные породы) является малоизученным и требует проведения как лабораторных исследований, так и последующую разработку математических моделей влияния углерода на фильтрационные и механические характеристики пласта в длительной перспективе [6, 7]. Для прогнозируемого результата секвестрации углерода в горных породах требуется обоснование режимов закачки газов в пласты-коллекторы и режимов долговременного сохранения, при которых происходит абсорбирование газов горной породой [8, 9].

Целью данной статьи являлся обзор принципов секвестрации углерода в породах-коллекторах как для целей повышения нефтеотдачи в краткосрочной перспективе, так и для долговременного хранения, а также анализ текущего состояния изученности данной проблемы в России и за рубежом.

Анализ принципов секвестрации углерода в породах-коллекторах

Под секвестрацией или связыванием углерода подразумевается улавливание и хранение двуокиси углерода (CO_2) для предотвращения его выброса в атмосферу. Этот процесс предполагает долгосрочное хранение углерода в поглотителях углерода, таких как растения, почва, геологические образования и океан.

Для России секвестрация углерода в пористых геологических средах перспективна ввиду значительного потенциала подземных емкостей для захоронения CO_2, возможности использовать CO_2 для повышения нефтеотдачи, а также развитой инфраструктуры нефтегазовых месторождений [10, 11].

В работе [12] сформулированы основные требования к геологическому объекту для секвестрации углерода:

– состоит из пород-коллекторов, способных принимать закачиваемый флюид и обеспечивать необходимую приемистость в предусмотренных объемах;

– способствует сохранению кислых газов в месте закачки либо нейтрализации агрессивных компонентов закачиваемого флюида.

Геологическое хранилище должно обеспечивать герметичность, отсутствие возможности миграции к грунтовым водам и земной поверхности и способность пород и флюидов хранилища взаимодействовать с агрессивными компонентами газа без образования потенциальных каналов утечки парниковых газов [13].

В литературных источниках описаны четыре основных механизма улавливания CO_2 в геологическом объекте. Это структурное улавливание, гидродинамическое улавливание, растворение CO_2 в пластовой воде и минеральное улавливание [12].

Первый тип – структурное улавливание, обусловлен наличием структурной или стратиграфической ловушки. Закачанный в ловушку CO_2 физически не способен мигрировать за ее пределы из-за существования непроницаемой преграды. Данный механизм улавливания начинает действовать сразу после попадания газа в хранилище.

Второй тип – гидродинамическое улавливание, которое реализуется при закачке CO_2 в глубокий водоносный горизонт, заполненный соленой пластовой водой. Углекислый газ, обладая меньшей плотностью, чем пластовый флюид, будет продвигаться вверх по пласту до флюидоупора и вдоль него, оттесняя пластовую воду. В процессе движения он будет замыкаться в небольших структурных ловушках, присутствующих в водоносном пласте, а также капиллярно связываться с пластовой водой, удерживаясь таким образом от дальнейшей миграции. Объему CO_2, закачанному в такую глубокую открытую гидрогеологическую ловушку, может потребоваться более миллиона лет для перемещения вверх по высокопроницаемым каналам, трещинам или разломам, чтобы достичь поверхности и попасть в атмосферу, поэтому данный механизм хранения называют гидродинамической ловушкой [14].

Третий тип – растворение CO_2 в пластовой воде, в результате чего нейтрализуются агрессивные свойства флюида и обеспечивается практически безопасное хранение CO_2 [12].

Четвертый тип – минеральное улавливание, обусловлено взаимодействием CO_2 с вмещающими породами и флюидами с образованием твердого осадка или водных растворов. В результате CO_2 полностью преобразуется и перестает существовать в своем первоначальном составе [12].

Согласно модели соотношения действующих механизмов улавливания от времени С. Бенсон и др. [15], при попадании CO_2 в геологическое хранилище в первую очередь его удержанию способствует структурное улавливание, доля которого в общем процессе составляет около 80 %. Процессы гидродинамического улавливания и растворения занимают большее время, но их значение в механизме хранения возрастает довольно быстро. Уже через 10 лет доля гидродинамического улавливания и растворения в процессе хранения CO_2 может достигать 50 %. Так как осадочные бассейны негерметичны в геологическом, но не обязательно человеческом масштабе времени, в течение такого длительного периода (от веков до тысячелетий) возрастает влияние механизмов растворения и минерального улавливания, что позволяет надолго сохранить CO_2 в геологической среде [14].

Следует отметить, что версия графика С. Бенсон и др. [15] является идеализированной и хорошо иллюстрирует физические механизмы, однако необходимо понимать, что в реальных условиях кривые будут ведут себя количественно, а иногда и качественно, иначе по той причине, что условия залегания пласта в каждом конкретном случае разные [16].

По данным различных исследований по оценке объема CO_2, который может быть накоплен в осадочных бассейнах, установлено, что наибольшей емкостью для хранения CO_2 обладают пласты, заполненные рассолом, за ними следуют нефтяные и газовые резервуары, а затем – неразрабатываемые угольные пласты [17].

Емкость нефтегазовых закрытых ловушек невелика по сравнению с глубокими водоносными горизонтами, которые не ограничены и в конечном счете выводят свои воды на поверхность в геологическом масштабе времени. Однако то, что эти закрытые «гидростратиграфические» ловушки способны надежно удерживать флюиды в течение геологического времени, а также имеют зоны сниженного в результате истощения давления, которые можно заполнить CO_2, делает их основными объектами, привлекательными для геологического хранения [17].

К преимуществам истощенных нефтегазовых резервуаров относится также то, что их свойства, такие как пористость, проницаемость, давление, температура и общая емкость хранилища, известны, а многое из оборудования, установленного на поверхности или под землей, может быть повторно использовано для хранения CO_2.

CO_2 может существовать в четырех фазовых состояниях – газообразном, жидком, твердом и сверхкритическом. В газообразном состоянии CO_2 хорошо растворяется в воде, частично взаимодействуя в ней с образованием угольной кислоты. При резком охлаждении за счет расширения CO_2 способен переходить сразу в твердое состояние, минуя жидкую фазу. Жидкая углекислота не образуется в атмосферных условиях и существует только при давлении выше 5,1 атм и температуре –56,6…31,1 ˚С. При температуре больше 31,1 ˚С и давлении выше 72,9 атм CO_2 принимает форму сверхкритической жидкости и проявляет свойства как жидкости (плотность), так и газа (вязкость).

Таким образом, при секвестрации в пластах с глубиной залегания более 1000 м CO_2 будет находится в сверхкритическом состоянии, а в выработанных пластах месторождений углеводородов из-за сниженного пластового давления он может находиться и в газообразном состоянии [18].

Численное моделирование производительности хранилища для целей секвестирования CO_2 в истощенных газовых резервуарах выполнено в работах [18–20].

По результатам расчетов по оценке производительности хранилища, выполненных в симуляторе Eclipse300, отмечается, что не все доступное поровое пространство может быть охвачено закачиваемым CO_2: на фактическую емкость влияет проницаемость, скорости закачки и расположение, количество нагнетательных скважин [19]. Кроме того, производительность хранилища пропорционально зависит от количества остаточного газа в пласте, а именно пласты с низким содержанием остаточных флюидов являются лучшим выбором для целей хранения [20].

В случаях, когда условия геологического объекта благоприятны для образования CO_2-гидратов, производительность хранилища может повышаться до 5,8 раза (в отличие от захоронения в полностью газовой фазе) за счет трансформации закачиваемого CO_2 в газогидрат, по данным моделирования [21]. Моделирование выполнялось в симуляторе CMG STARS.

Кинетика образования CO_2-гидрата, приводящего к улавливанию CO_2 в твердой форме, достаточно быстрая, что дает возможность долгосрочного хранения CO_2, а утечка CO_2 полностью предотвращается [21].

В работе [18] выполнена оценка возможности секвестрации углерода в Северо-Ставропольском ПХГ. Известны глубины залегания продуктивного горизонта (от 650–750 м) и текущие термобарические условия (пластовое давление – 3 МПа, и пластовая температура – 60 ˚С). Получено, что при закачке CO_2 не перейдет в сверхкритическое состояние и будет находиться в газообразном состоянии. Численное моделирование выполнено в программном комплексе TOUGH2. В программном комплексе также рассчитано количество CO_2, растворенного в остаточных и контурных водах подземного хранилища газа.

Отмечается, что в случаях использования CO_2 как агента для повышения газоотдачи в истощенных газовых пластах в результате смешивания с CO_2 качество добываемого газа значительно снижается. Успех данной практики зависит от стратегии закачки, характеристик пласта и эксплуатационных параметров [22]. В работе [23] показано, что закачка CO_2 в истощенные пласты эффективнее, чем на ранних стадиях разработки объекта. Согласно моделированию С. Хан и др. [24], установлено, что чем выше скорость закачки CO_2, тем выше будет извлечение природного газа. В работе [18] при оценке целесообразности закачки CO_2 для целей повышения газоотдачи по результатам моделирования получены быстрые прорывы CO_2 и сделан вывод об отказе от данного метода, однако остались не ясны причины данных прорывов.

Закачка в истощенные месторождения имеет ряд рисков по утечке CO_2 вверх по разрезу через аварийные скважины и вследствие коррозионного воздействия CO_2 на конструкции существующего фонда. С точки зрения безопасности хранения CO_2 преимуществом обладают водоносные горизонты. На территории России водоносные горизонты широко используются в качестве объектов закачки, в том числе как подземные хранилища газа. Хранение CO_2 в водоносных пластах в России в настоящее время не проводится, однако в мире оно осуществляется в промышленных масштабах с 1970 г. и на настоящий момент признано эффективным, надежным и безопасным способом декарбонизации [12].

При рассмотрении глубоких соленых водоносных горизонтов можно отметить, что имеются наработки в вопросах взаимодействия «CO_2 – вода – порода» при закачке CO_2 [25–28]. Это можно объяснить тем, что здесь задействованы все механизмы улавливания CO_2, которые могут работать одновременно. Повышается влияние механизмов улавливания растворением и минеральное улавливание: в результате растворения CO_2 в рассоле образуется углекислота, а далее химическая реакция углекислоты с вмещающими породами приводит к образованию новых стабильных карбонатных минералов [29].

Растворение CO_2 в воде меняет ее химический состав и физические свойства. По мере увеличения концентрации CO_2 в воде и повышения термобарических условий увеличивается вязкость воды, это снижает ее подвижность. Образование новых карбонатных минералов, их растворение и осаждение может как увеличить, так и уменьшить размеры пор и трещин. При растворении одних минералов, как правило, в последующем происходит выпадение других, что приводит к повторному изменению фильтрационно-емкостных параметров породы коллектора [30–32].

В результате экспериментов [25–28] определено, что геохимические реакции зависят от литологии вмещающих пород; большинство экспериментов показывают, что изменения в минералогии приводят к увеличению пористости вблизи скважины [25, 28] и уменьшению на удалении [28]; подчеркивается важность определения скорости высвобождения катионов [26]. Растворение минералов подтверждается при анализе изображений, полученных с помощью микрокомпьютерной томографии [25]. Лабораторные эксперименты в системе «CO_2 – вода – порода» с целью определения изменений в минералогии и пористости

выбранных пород-коллекторов во время моделируемой закачки CO_2 должны быть обязательным этапом при выборе объекта для секвестирования CO_2.

Для движения и улавливания CO_2 в недрах при геосеквестрации углерода, в особенности в отношении капиллярного улавливания CO_2 в масштабе пор и структурного улавливания в пластах с низкой проницаемостью, является важным вопрос смачиваемости различных минералов и пород недр по отношению к CO_2 [33]. Результаты исследований показывают, что гидрофильные породы являются предпочтительными пластами для хранения CO_2, поскольку они увеличивают емкость хранилища и надежность локализации [34, 35].

В работе [34] показано, что некоторые гидрофобные поверхности, например, смачиваемые нефтью карбонаты или уголь, являются промежуточно-смачиваемыми или смачиваемыми для CO_2. По результатам обзора, выполненного в [27], высказано предположение, что алеврито-глинистые породы могут принимать любую классификацию смачиваемости в зависимости от точного состава породы: смачиваемость водой, промежуточная смачиваемость или смачиваемость CO_2. Отмечено, что такие важные минералы и типы горных пород, как доломит, ангидрит, галит, глинистые породы, глины, еще не исследованы с точки зрения смачиваемости CO_2. Подчеркнута важность процедур отбора, обработки и сохранения керна, подготовки образцов в лаборатории с целью сохранения исходной смачиваемости поверхности.

Помимо свойств горных пород и сценариев закачки CO_2 в качестве факторов, влияющих на особенности секвестрации углерода, в работе [28] также рассмотрены конфигурации нагнетательных скважин: с технической точки зрения горизонтальные нагнетательные скважины являются предпочтительными, так как они увеличивают емкость хранилища и надежность локализации CO_2.

Использование CO_2 для повышения добычи нефти

Использование CO_2 для увеличения нефтеотдачи является эффективным ввиду его хорошей растворяющей способности. Направлением применения CO_2 является закачивание в продуктивный пласт с целью увеличения добычи высоковязких нефтей, конденсатов, а также использование на истощенных месторождениях с высокой степенью обводненности.

По мере продвижения по пласту CO_2 все больше растворяет в себе легкие углеводороды, одновременно растворяясь в нефти. Растворение CO_2 в нефти обусловливает ее набухание, снижение ее вязкости и увеличение подвижности. Таким образом, в результате изменения свойств нефти и воды достигается относительное выравнивание подвижности нефти и воды, происходит снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз «нефть – вода» и увеличение смачиваемости породы водой. Растворение некоторых минералов за счет химических реакций приводит к увеличению проницаемости породы. Все это в комплексе способствует более эффективному смыванию нефтяной пленки. Эффективность вытеснения нефти может снижаться из-за процесса «пальцеобразования», когда CO_2 в некоторых направлениях перемещается быстрее, преждевременно достигая промысловой скважины [36].

В случае использования CO_2-пены для повышения нефтеотдачи повышение эффективности вытеснения нефти достигается за счет снижения подвижности CO_2 [37, 38]. Пена CO_2 может увеличить нефтеотдачу на 200 % по сравнению с закачкой CO_2 без пены [34].

Прирост КИН относительно заводнения водой может составлять до 30 % в случае непрерывной закачки CO_2 в целевой пласт-коллектор (по данным расчетов на гидродинамической модели для Волго-Уральской нефтегазовой провинции) [39]. К концу разработки естественным образом в пласте захоранивается около 60 % всего закачанного CO_2. Часть диоксида углерода прорывается вместе с добываемой нефтью, поэтому должна быть предусмотрена его обратная закачка в пласт. В таком случае будет обеспечено 100%-ное захоронение всего использованного CO_2 [34].

Экономическая целесообразность данного метода в частности и секвестрации углерода в целом связана необходимостью близости выбранного геологического объекта к эмитентам выбросов CO_2. Так, около половины всех реализованных проектов увеличения нефтеотдачи пластов с помощью диоксида углерода в мире реализовано на месторождениях, расположенных недалеко от его крупнейших естественных источников, а именно в штатах Техас и Нью-Мехико (США) [30].

В работе [40] выполнен анализ эффективности выделения диоксида углерода из добываемого газа на месторождениях компании ООО «ЛУКОЙЛ-Приморьенефтегаз» с его последующим закачиванием в пласты истощенных месторождений для увеличения добычи углеводородного сырья, а также для извлечения высоковязкой нефти. Сделан вывод о возможности развития данного направления.

Известно, что в составе продуктов сгорания попутного газа в атмосферный воздух поступают значительные объемы CO_2, а также оксида серы и азота, иногда даже ртути и других компонентов, которые негативно влияют на окружающую природную среду. Одной из главных проблем утилизации и переработки попутного нефтяного газа в регионах России является отсутствие технологической и транспортной инфраструктуры. Нерентабельность мероприятий по закачке ПНГ в пласт для увеличения нефтеотдачи показано на примере месторождения нефти Удмуртской Республики [41], где для реализации данного варианта использования ПНГ требуется строительство газопровода, установки по очистке газа от сероводорода и бустерной установки.

В компании АО «Верхнечонскнефтегаз» [42] рассмотрены два метода секвестрации углерода: закачка ПНГ во ВПХГ (временное подземное хранилище газа) для хранения и возможного последующего использования (данный метод уже используется) и монетизация газа в магистральный газопровод «Сила Сибири». По результатам расчетов получено, что реализация проекта по монетизации газа в МГ «Сила Сибири» является наиболее целесообразной и экономически выгодной. Однако и вариант с закачкой газа в пласт позволяет выполнять требование по достижению уровня полезного использования газа в 95 %. Выбор варианта для каждого дочернего общества ПАО НК «Роснефть» зависит от объема добываемого газа.

По данным [39], масштабирование технологий CCUS за рубежом уже приводит к снижению капитальных затрат на улавливание углекислого газа, составляющих около 70 % всех затрат по проекту. Дальнейшее снижение стоимости улавливания сделает проекты CCUS коммерчески более привлекательными.

Регион Урало-Поволжья может стать одним из самых перспективных регионов для создания CCUS-кластера ввиду наличия значительного количества предприятий-эмитентов CO_2 и огромного количества ловушек нефти и газа Волго-Уральской нефтегазовой провинции, потенциально пригодных для применения методов увеличения нефтеотдачи и/или захоронения CO_2 [39].

Анализ отклика (деформации) горной породы на закачку углерода.

Одной из проблем, связанных с закачкой CO_2 в геологические пласты, является повышение давления. Повышение пластового давления может вызвать заметные изменения свойств породы вблизи зоны закачки, а именно привести к механическим деформациям: к образованию новых трещин или реактивации существующих разломов [43, 44].

Так, проект In Salah в Алжире [45] был приостановлен из-за неожиданных геомеханических деформаций, возникших в результате чрезмерного повышения давления и спровоцировавших прорыв CO_2 в старую скважину. Повышение давления в пласте происходит за счет сочетания сил вязкости и явления многофазного потока, связанного с взаимодействием между закачиваемым CO_2 и флюидами. Величина повышения давления зависит в первую очередь от скорости закачки, а также от проницаемости и толщины пласта.

Закачка CO_2 на высоких скоростях может проводить к росту давления выше давления разрыва пласта-коллектора и флюидоупора. Отмечается влияние остаточного газа на темпы роста давления, а также на устойчивость темпов закачки при высоких темпах закачки. Рекомендуется выбирать низкие темпы закачки для обеспечения благоприятной приемистости, когда уровень остаточного газа в пласте значителен [20].

К геологическим условиям и характеристикам вмещающих CO_2 резервуаров должны предъявляться особые требования по обеспечению долгосрочного безопасного хранения. Физические и химические свойства CO_2 могут негативно влиять на экранирующие свойства флюидоупора и более тонких пропластков, разделяющих слои коллектора. Поэтому изучение минерального состава, проницаемости, состояния напряжения, наличия трещин флюидоупора и коллектора, который будет вмещать в себя CO_2, важно при выборе истощенного месторождения нефти и газа как природного объекта для хранения CO_2.

Заключение

Перспективным направлением секвестрации углерода в России является закачка диоксида углерода в истощенные нефтегазовые ловушки. Однако взаимодействие горных пород с CO_2 на текущий момент является малоизученным. Механизмы как краткосрочного, так и долгосрочного хранения CO_2 в нефтяных пластах сопровождаются сложной эволюцией свойств пористости и проницаемости. Растворение CO_2 в воде меняет ее химический состав и физические свойства. Механизм минерального улавливания сопровождается растворением одних минералов и выпадением других.

Требуется проведение лабораторных исследований, последующая разработка математических моделей взаимодействия горных пород с различными типами углеродных газов для разработки рекомендаций по оптимальным режимам закачки CO_2 в пласт с целью доизвлечения нефти в краткосрочной перспективе и абсорбирования горной породой углерода и его хранения в долгосрочной перспективе.

Библиографический список

1. Enhancing investment strategies for CCUS deployment in China: implications from a real options-based multiphase unequal investment approach / Y. Chang, S. Gao, Y. Wei, G. Li // Environment, Development and Sustainability. – 2024. DOI: 10.1007/s10668-024-05693-0
2. Sun, B. Investment Decisions of CCUS Projects in China Considering the Supply–Demand Relationship of CO_2 from the Industry Symbiosis Perspective / B. Sun, J. Tao // Sustainability. – 2024. – Vol. 16, no. 12. – P. 5273. DOI: 10.3390/su16125273
3. Balaji, K. Carbon dioxide pipeline route optimization for carbon capture, utilization, and storage: A case study for North-Central USA / K. Balaji, M. Rabiei // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2022. – Vol. 51. – P. 101900. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101900
4. Overview of Typical Projects for Geological Storage of CO2 in Offshore Saline Aquifers / L. Li, Y. Liu, Y. Li [et al.] // Liquids. –2024. – Vol. 4, no. 4. – P. 744–767. DOI: 10.3390/liquids4040042
5. Hansen, L.M. Australia well positioned to become a CCUS leader / L.M. Hansen // The APPEA Journal. – 2022. – Vol. 62, no. 2. – P. S25–S28. DOI: 10.1071/AJ21107
6. Cyclic confining pressure and rock permeability: Mechanical compaction or fines migration / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh, V.V. Poplygin // Heliyon. – 2023. – Vol. 9, no. 11. – P. e21600. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e21600
7. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon, E.A. Gladkikh // Transport in Porous Media. – 2024. – Vol. 151, no. 2. – P. 263–286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
8. Influence of Frequency of Wave Action on Oil Production / V.V. Poplygin, C. Qi, M.A. Guzev, E.P. Riabokon, M.S. Turbakov, E.V. Kozhevnikov // International Journal of Engineering. – 2022. – Vol. 35, no. 11. – P. 2072–2076. DOI: 10.5829/IJE.2022.35.11B.02
9. Assessment of the Elastic-Wave Well Treatment in Oil-Bearing Clastic and Carbonate Reservoirs / V. Poplygin, C. Qi, M. Guzev, E. Kozhevnikov, A. Kunitskikh, E. Riabokon, M. Turbakov // Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2023. – Vol. 19, no. 6. – P. 1495–1505. DOI: 10.32604/fdmp.2023.022335
10. Reservoir evaluation of dolomitized Devonian strata in the Western Canada Sedimentary Basin: implications for carbon capture, utilization, and storage / J. Stacey, H. Corlett, C. Hollis, D. Hills // Journal of Sedimentary Research. – 2024. – Vol. 94, no. 3. – P. 334–353. DOI: 10.2110/jsr.2023.082
11. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow / E. Riabokon, E. Gladkikh, M. Turbakov, E. Kozhevnikov, M. Guzev, N. Popov, P. Kamenev // Geotechnique Letters. – 2023. – V. 13, no. 3. – P. 151–157. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
12. Геологический потенциал улавливания и хранения диоксида углерода в Российской Федерации / М.Г. Дымочкина, М.С. Самодуров, В.А. Павлов, А.В. Пенигин, О.С. Ушмаев // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 12. – С. 20–23.
13. The Rehbinder Effect in Testing Saturated Carbonate Geomaterials / E. Riabokon, M. Turbakov, E. Kozhevnikov, V. Poplygin, H. Jing // Materials. – 2023. Vol. 16, no. 8. – P. 3024. DOI: 10.3390/ma16083024
14. Bachu S. Aquifer disposal of CO_2: Hydrodynamic and mineral trapping / S. Bachu, W.D. Gunter, E.H. Perkins // Energy Conversion and Management. – 1994. – Vol. 35, no. 4. – P. 269–279. DOI: 10.1016/0196-8904(94)90060-4
15. IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change / B. Metz, O. Davidson, H.C. de Coninck, M. Loos, L.A. Meyer (eds.). – Cambridge, United Kingdom, New York: Cambridge University Press, 442 p.
16. Snippe, J. CO_2 fate comparison for depleted gas field and dipping saline aquifer / J. Snippe, O. Tucker // Energy Procedia. – 2014. – Vol. 63. – P. 5586–5601. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.592
17. Gunter, W.D. The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage for carbon dioxide / W.D. Gunter S. Benson, S. Bachu // Geological Society, London, Special Publications. – 2004. – No. 233. – P. 129–145. DOI: 10.1144/GSL.SP.2004.233.01.09
18. Оценка возможности захоронения углекислого газа в Северо-Ставропольском ПХГ / А.В. Тудвачев, П.К. Коносавский, С.А. Переверзева, В.В. Тихомиров // Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Геотермальная вулканология, гидрогеология, геология нефти и газа» (Geothermal Volcanology Workshop 2020). – 2020. – С. 147–150.
19. Polak, S. Reservoir simulation study of CO_2 storage and CO_2-EGR in the Atzbach-Schwanenstadt gas field in Austria / S. Polak, A.-A. Grimstad // Energy Procedia. – 2009. – Vol. 1, no. 1. – P. 2961–2968.
20. CO_2 storage in depleted gas reservoirs: A study on the effect of residual gas saturation / A. Raza, R. Gholami, R. Rezaee, C. Han Bing, R. Nagarajan, M. Ali Hamid // Petroleum. – 2018. – Vol. 4, no 1. – P. 95. DOI: 107 10.1016/j.petlm.2017.05.005
21. Zatsepina, O. Geological Storage of CO_2 as Hydrate in a McMurray Depleted Gas Reservoir / O. Zatsepina, H. Hassanzadeh, M. Pooladi-Darvish // Gas Injection for Disposal and Enhanced Recovery. Part IV: Carbon Dioxide Storage. – 2014. – P. 311–329. DOI: 10.1002/9781118938607.ch18
22. CO_2 storage in a depleted gas field: an overview of the CO2CRC Otway Project and initial results, / J. Underschultz, C. Boreham, T. Dance, L. Stalker, B. Freifeld, D. Kirste, J. Ennis-King // Int. J. Greenh. Gas Control. – 2011. – Vol. 5, no. 4. – P. 922–932. DOI: 10.1016/j.ijggc.2011.02.009
23. Enhanced Gas Recovery (EGR) with carbon dioxide sequestration: a simulation study of effects of injection strategy and operational parameters / S.A. Jikich, D.H. Smith, W.N. Sams, G.S. Bromhal // SPE Eastern Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers. – Pittsburgh, Pennsylvania, 2003. – P. 1–10. DOI: 10.2118/84813-MS
24. Khan, C. Carbon dioxide injection for enhanced gas recovery and storage (reservoir simulation) / C. Khan, R. Amin, G. Madden // Egyptian Journal of Petroleum. – 2013. – Vol. 22, no. 2. – P. 225–240. DOI: 10.1016/j.ejpe.2013.06.002
25. A fresh approach to investigating CO_2 storage: Experimental CO_2–water–rock interactions in a low-salinity reservoir system / S.M. Farquhar, J.K. Pearce, G.K.W. Dawson, A. Golab, S. Sommacal, D. Kirste, D. Biddle, S.D. Golding // Chemical Geology. – 2015. – Vol. 399. – P. 98–122. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2014.10.006

26. Matter, J.M. Experimental evaluation of in situ CO_2-water-rock reactions during CO_2 injection in basaltic rocks: Implications for geological CO_2 sequestration / J.M. Matter, T. Takahashi, D. Goldberg // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2007. – Vol. 8, no. 2. – P. Q02001. DOI: 10.1029/2006GC001427
27. Relative permeability and trapping of CO_2 and water in sandstone rocks at reservoir conditions / S.C.M. Krevor, R. Pini, L. Zuo, S.M. Benson // Water Resources Research. – 2012. – Vol. 48, no. 2. – P. W02532. DOI: 10.1029/2011WR010859
28. Xiao, Y. The effects of gas-fluid-rock interactions on CO_2 injection and storage: Insights from reactive transport modeling / Y. Xiao, T. Xu, K. Pruess // Energy Procedia. – 2009. – Vol. 1, no. 1. – P. 1783–1790. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.233
29. Regional fault-controlled shallow dolomitization of the Middle Cambrian Cathedral Formation by hydrothermal fluids fluxed through a basal clastic aquifer / J. Stacey, H. Corlett, G. Holland, A. Koeshidayatullah, C. Cao, P. Swart, S. Crowley, C. Hollis // GSA Bulletin. – 2021. – Vol. 133, no. 11–12. – P. 2355–2377. DOI: 10.1130/B35927.1
30. Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор) / А.В. Корзун, А.В. Ступакова, Н.А. Харитонова [и др.] // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 22–35. DOI: 10.18599/grs.2023.2.2
31. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh, E.P. Riabokon, V.V. Poplygin, M.A. Guzev, C. Qi, H. Jing // Géotechnique Letters. – 2022. – Vol. 12, no. 3. – P. 217–224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
32. Colloid Migration As A Reason For Porous Sandstone Permeability Degradation During Coreflooding / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh, E.P. Riabokon, V.V. Poplygin, M.A. Guzev, C. Qi, A.A. Kunitskikh // Energies. – 2022. – Vol. 15, no. 8. – P. 2845. DOI: 10.3390/en15082845
33. Impact of reservoir wettability and heterogeneity on CO_2-plume migration and trapping capacity / E.A. Al-Khdheeawi, S. Vialle, A. Barifcani, M. Sarmadivaleh, S. Iglauer // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2017. – Vol. 58. – P. 142–158. DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.01.012
34. Iglauer, S. CO_2 wettability of seal and reservoir rocks and the implications for carbon geo-sequestration / S. Iglauer, C.H. Pentland, A. Busch // Water Resources Research. – 2015. – Vol. 51, no. 1. – P. 729–774. DOI: 10.1002/2014WR015553
35. Influence of injection well configuration and rock wettability on CO_2 plume behaviour and CO_2 trapping capacity in heterogeneous reservoirs / E.A. Al-Khdheeawi, S. Vialle, A. Barifcani, M. Sarmadivaleh, S. Iglauer // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – Vol. 43. – P. 190–206. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.03.016
36. Гумеров, Ф.М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов / Ф.М. Гумеров // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 2010. – Ч. II. – С. 93–108.
37. Sæle, A.M. The Effect of Rock Type on CO_2 Foam for CO_2 EOR and CO_2 Storage / A.M. Sæle, A. Graue, Z.P. Alcorn // International Petroleum Technology Conference. – Bangkok, Thailand, 2023. DOI: 10.2523/IPTC-22918-MS
38. Characteristics of CO_2 foam plugging and migration: Implications for geological carbon storage and utilization in fractured reservoirs / Zh. Xu, Zh. Li, Zh. Liu, B. Li, Q. Zhang, L. Zheng, Y. Song, M.M. Husein // Separation and Purification Technology. – 2022. – Vol. 294. – P. 121191. DOI: 10.1016/j.seppur.2022.121190
39. Емельянов, К. Экономия на декарбонизации / К. Емельянов, Н. Зотов // Энергетическая политика. – 2021. – № 10 (164). – С. 26–37. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_10164_26
40. Колокольцев, С.Н. Направление применения диоксида углерода Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения / С.Н. Колокольцев // Геология, география и глобальная энергия. –2016. – № 2 (61). – С. 47–56.
41. Красноперова С.А. Проблема утилизации попутного нефтяного газа на примере нефтяного месторождения Удмуртской республики / С.А. Красноперова // Управление техносферой. – 2021. – Т. 4, № 1. – С. 63–74. DOI: 10.34828/UdSU.2021.65.70.007
42. Богомолова, Е.Ю. Хранение и утилизация углекислого газа в рамках исполнения газовой программы и повышения эффективности «зеленых инвестиций» / Е.Ю. Богомолова, И.Д. Елина, З.С. Кузьмина // Отходы и ресурсы. – 2022. – Т. 9, № 2. DOI: 10.15862/17ECOR222
43. An analytical compressive-shear fracture model influenced by thermally treated microcracks in brittle solids / X. Li, B. Chai, C. Qi, A.A. Kunitskikh, E.V. Kozhevnikov // Archive of Applied Mechanics. – 2023. – Vol. 93, no. 10. – P. 3765–3773. DOI: 10.1007/s00419-023-02484-3
44. A seismological overview of the induced earthquakes in the Duvernay play near Fox Creek, Alberta / R. Schultz, R. Wang, Y.J. Gu, K. Haug, G. Atkinson // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2017. – Vol. 122, no. 1. – P. 492–505. DOI: 10.1002/2016JB013570
45. CO_2 sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria / A. Mathieson [et al.] // The Leading Edge. – 2010. – Vol. 29, no. 2. – P. 216–222. DOI: 10.1190/1.3304827

References

1. Chang Y., Gao S., Wei Y., Li G. Enhancing investment strategies for CCUS deployment in China: implications from a real options-based multiphase unequal investment approach. *Environment, Development and Sustainability*, 2024. DOI: 10.1007/s10668-024-05693-0
2. Sun B., Tao J. Investment Decisions of CCUS Projects in China Considering the Supply-Demand Relationship of CO_2 from the Industry Symbiosis Perspective. *Sustainability*, 2024, vol. 16, no. 12, 5273 p. DOI: 10.3390/su16125273
3. Balaji K., Rabiei M. Carbon dioxide pipeline route optimization for carbon capture, utilization, and storage: A case study for North-Central USA. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, vol. 51, 101900 p. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101900
4. Li L., Liu Y., Li Y. et al. Overview of Typical Projects for Geological Storage of CO2 in Offshore Saline Aquifers. *Liquids*, 2024, vol. 4, no. 4, pp. 744-767. DOI: 10.3390/liquids4040042
5. Hansen L.M. Australia well positioned to become a CCUS leader. *The APPEA Journal*, 2022, vol. 62, no. 2, pp. S25-S28. DOI: 10.1071/AJ21107
6. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Gladkikh E.A., Poplygin V.V. Cyclic confining pressure and rock permeability: Mechanical compaction or fines migration. *Heliyon*, 2023, vol. 9, no. 11, e21600 p. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e21600
7. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Gladkikh E.A. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone. *Transport in Porous Media*, 2024, vol. 151, no. 2, pp. 263-286. DOI: 10.1007/s11242-023-01979-5
8. Poplygin V.V., Qi C., Guzev M.A., Riabokon E.P., Turbakov M.S., Kozhevnikov E.V. Influence of Frequency of Wave Action on Oil Production. *International Journal of Engineering*, 2022, vol. 35, no. 11, pp. 2072-2076. DOI: 10.5829/IJE.2022.35.11B.02
9. Poplygin V., Qi C., Guzev M., Kozhevnikov E., Kunitskikh A. Riabokon, E., Turbakov M. 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
10. Stacey J., Corlett H., Hollis C., Hills D. Reservoir evaluation of dolomitized Devonian strata in the Western Canada Sedimentary Basin: implications for carbon capture, utilization, and storage. *Journal of Sedimentary Research*, 2024, vol. 94, no. 3, pp. 334-353. DOI: 10.2110/jsr.2023.082
11. Riabokon E., Gladkikh E., Turbakov M., Kozhevnikov E., Guzev M., Popov N., Kamenev P. Effects of ultrasonic oscillations on permeability of rocks during the paraffinic oil flow. *Geotechnique Letters*, 2023, vol. 13, no. 3, pp. 151-157. DOI: 10.1680/jgele.22.00137
12. Dymochkina M.G., Samodurov M.S., Pavlov V.A., Penigin A.V., Ushmaev O.S. Geologicheskii potentsial ulavlivaniia i khraneniia dioksida ugleroda v Rossiiskoi Federatsii [Geological potential of carbon dioxide capture and storage of the Russian Federation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2021, no. 12, pp. 20-23. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-20-23
13. Riabokon E., Turbakov M., Kozhevnikov E., Poplygin V., Jing H. The Rehbinder Effect in Testing Saturated Carbonate Geomaterials. *Materials*, 2023, vol. 16, no. 8, 3024 p. DOI: 10.3390/ma16083024
14. Bachu S., Gunter W.D., Perkins E.H. Aquifer disposal of CO_2: Hydrodynamic and mineral trapping. *Energy Conversion and Management*, 1994, vol. 35, no. 4, pp. 269-279. DOI: 10.1016/0196-8904(94)90060-4
15. IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. B. Metz, O. Davidson, H.C. de Coninck, M. Loos, L.A. Meyer (eds.). Cambridge, United Kingdom, New York: Cambridge University Press, 442 p.
16. Snippe J., Tucker O. CO_2 fate comparison for depleted gas field and dipping saline aquifer. *Energy Procedia*, 2014, vol. 63, pp. 558-5601. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.592
17. Gunter W.D., Benson S., Bachu S. The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage for carbon dioxide. *Geological Society, London, Special Publications*, 2004, no. 233, pp. 129-145. DOI: 10.1144/GSL.SP.2004.233.01.09
18. Tudvachev A.V., Konosavskii P.K., Pereverzeva S.A., Tikhomirov V.V. Otsenka vozmozhnosti zakhoroneniia uglekislogo gaza v Severo-Stavropol'skom PKhG [Assessment of the possibility of disposal carbon dioxide in North Stavropol UGS]. *Materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem "Geotermal'naia vulkanologiia, gidrogeologiia, geologiia nefti i gaza" (Geothermal Volcanology Workshop 2020)*, 2020, pp. 147-150.
19. Polak S., Grimstad A.-A. Reservoir simulation study of CO_2 storage and CO_2-EGR in the Atzbach-Schwanenstadt gas field in Austria. *Energy Procedia*. 2009. vol. 1, no. 1, pp. 2961-2968. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.072
20. Raza A., Gholami R., Rezaee R., Han Bing C., Nagarajan R., Ali Hamid M. CO_2 storage in depleted gas reservoirs: A study on the effect of residual gas saturation. *Petroleum*, 2018, vol. 4, no 1, 95 p. DOI: 107 10.1016/j.petlm.2017.05.005
21. Zatsepina O., Hassanzadeh H., Pooladi-Darvish M. Geological Storage of CO_2 as Hydrate in a McMurray Depleted Gas Reservoir. *Gas Injection for Disposal and Enhanced Recovery. Part IV: Carbon Dioxide Storage*, 2014, pp. 311-329. DOI: 10.1002/9781118938607.ch18
22. Underschultz J., Boreham C., Dance T., Stalker L., Freifeld B., Kirste D., Ennis-King J. CO_2 storage in a depleted gas field: an overview of the CO2CRC Otway Project and initial results. *Int. J. Greenh. Gas Control*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 922-932. DOI: 10.1016/j.ijggc.2011.02.009
23. Jikich S.A., Smith D.H., Sams W.N., Bromhal G.S. Enhanced Gas Recovery (EGR) with carbon dioxide sequestration: a simulation study of effects of injection strategy and operational parameters. *SPE Eastern Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers*. Pittsburgh, Pennsylvania, 2003, pp. 1-10. DOI: 10.2118/84813-MS
24. Khan C., Amin R., Madden G. Carbon dioxide injection for enhanced gas recovery and storage (reservoir simulation). *Egyptian Journal of Petroleum*, 2013, vol. 22, no. 2, pp. 225-240. DOI: 10.1016/j.ejpe.2013.06.002
25. Farquhar S.M., Pearce J.K., Dawson G.K.W. Golab, A., Sommacal S., Kirste D., Biddle D., Golding S.D. A fresh approach to investigating CO_2 storage: Experimental CO_2-water-rock interactions in a low-salinity reservoir system. *Chemical Geology*, 2015, vol. 399, pp. 98-122. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2014.10.006
26. Matter J.M., Takahashi T., Goldberg D. Experimental evaluation of in situ CO_2-water-rock reactions during CO_2 injection in basaltic rocks: Implications for geological CO_2 sequestration. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2007, vol. 8, no. 2, Q02001 p. DOI: 10.1029/2006GC001427
27. Krevor S.C.M., Pini R., Zuo L., Benson S.M. Relative permeability and trapping of CO_2 and water in sandstone rocks at reservoir conditions. *Water Resources Research*, 2012, vol. 48, no. 2, W02532 p. DOI: 10.1029/2011WR010859

28. Xiao Y., Xu T., Pruess K. The effects of gas-fluid-rock interactions on CO_2 injection and storage: Insights from reactive transport modeling. *Energy Procedia*, 2009, vol. 1, no. 1, pp. 1783-1790. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.233
29. Stacey J., Corlett H., Holland G., Koeshidayatullah A., Cao C., Swart P., Crowley S., Hollis C. Regional fault-controlled shallow dolomitization of the Middle Cambrian Cathedral Formation by hydrothermal fluids fluxed through a basal clastic aquifer. *GSA Bulletin*, 2021, vol. 133, no. 11-12, pp. 2355-2377. DOI: 10.1130/B35927.1
30. Korzun A.V., Stupakova A.V., Kharitonova N.A. et al. Primenimost' prirodnykh geologicheskikh ob"ektov dlia khraneniia, zakhoroneniia i utilizatsii uglekislogo gaza (obzor) [Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review)]. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 2, pp. 22-35. DOI: 10.18599/grs.2023.2.2
31. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A., Riabokon E.P., Poplygin V.V., Guzev M.A., Qi C., Jing H. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media. *Géotechnique Letters*, 2022, vol. 12, no. 3, pp. 217-224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
32. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A., Riabokon E.P., Poplygin V.V., Guzev M.A., Qi C., Kunitskikh A.A. Colloid Migration As A Reason For Porous Sandstone Permeability Degradation During Coreflooding. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 8, 2845 p. DOI: 10.3390/en15082845
33. Al-Khdheeawi E.A., Vialle S., Barifcani A., Sarmadivaleh M., Iglauer S. Impact of reservoir wettability and heterogeneity on CO_2-plume migration and trapping capacity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, vol. 58, pp. 142-158. DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.01.012
34. Iglauer S., Pentland C.H., Busch A. CO_2 wettability of seal and reservoir rocks and the implications for carbon geo-sequestration. *Water Resources Research*, 2015, vol. 51, no. 1, pp. 729-774. DOI: 10.1002/2014WR015553
35. Al-Khdheeawi E.A., Vialle S., Barifcani A., Sarmadivaleh M., Iglauer S. Influence of injection well configuration and rock wettability on CO_2 plume behaviour and CO_2 trapping capacity in heterogeneous reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 43, pp. 190-206. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.03.016
36. Gumerov F.M. Perspektivy primeneniia dioksida ugleroda dlia uvelicheniia nefteotdachi plastov [Prospects for the use of carbon dioxide for enhanced oil recovery]. *Aktual'nye voprosy issledovanii plastovykh sistem mestorozhdenii uglevodorodov*, 2010, part II, pp. 93-108.
37. Sæle A.M., Graue A., Alcorn Z.P. The Effect of Rock Type on CO_2 Foam for CO_2 EOR and CO_2 Storage. *International Petroleum Technology Conference*. Bangkok, Thailand, 2023. DOI: 10.2523/IPTC-22918-MS
38. Xu Zh., Li Zh., Liu Zh., Li B., Zhang Q., Zheng L., Song Y., Husein M.M. Characteristics of CO_2 foam plugging and migration: Implications for geological carbon storage and utilization in fractured reservoirs. *Separation and Purification Technology*, 2022, vol. 294, 121191 p. DOI: 10.1016/j.seppur.2022.121190
39. Emel'ianov K., Zotov N. Ekonomiia na dekarbonizatsii [Savings on decarbonization]. *Energeticheskaia politika*, 2021, no. 10 (164), pp. 26-37. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_10164_26
40. Kolokol'tsev S.N. Napravlenie primeneniia dioksida ugleroda Tsentral'no-Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniia [Direction of carbon dioxide central-Astrakhan gas-condensate field]. *Geologiia, geografiia i global'naia energiia*, 2016, no. 2 (61), pp. 47-56.
41. Krasnoperova S.A. Problema utilizatsii poputnogo neftianogo gaza na primere neftianogo mestorozhdeniia Udmurtskoi respubliki [The problem of the utilization of associated petroleum gas on the example of an oil field in the Udmurt republic]. *Upravlenie tekhnosferoi*, 2021, vol. 4, no. 1, pp. 63-74. DOI: 10.34828/UdSU.2021.65.70.007
42. Bogomolova E.Iu., Elina I.D., Kuz'mina Z.S. Khranenie i utilizatsiia uglekislogo gaza v ramkakh ispolneniia gazovoi programmy i povysheniia effektivnosti “zelenykh investitsii” [Storage and utilization of carbon dioxide as part of the implementation of the gas program and improving the efficiency of “green investments“]. *Otkhody i resursy*, 2022, vol. 9, no. 2. DOI: 10.15862/17ECOR222
43. Li X., Chai B., Qi C., Kunitskikh A.A., Kozhevnikov E.V. An analytical compressive-shear fracture model influenced by thermally treated microcracks in brittle solids. *Archive of Applied Mechanics*, 2023, vol. 93, no. 10, pp. 3765-3773. DOI: 10.1007/s00419-023-02484-3
44. Schultz R., Wang R., Gu Y.J., Haug K., Atkinson G. A seismological overview of the induced earthquakes in the Duvernay play near Fox Creek, Alberta. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2017, vol. 122, no. 1, pp. 492-505. DOI: 10.1002/2016JB013570
45. Mathieson A. et al. CO_2 sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria. *The Leading Edge*, 2010, vol. 29, no. 2, pp. 216-222. DOI: 10.1190/1.3304827

Финансирование. Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства образования и науки Пермского края (проект № СЭД-26-08-08-26).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.