

Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор)

А.В. Корзун^{1*}, А.В. Ступакова¹, Н.А. Харитоновна¹, Н.В. Пронина¹, Е.Ю. Макарова¹,
А.П. Вайтехович¹, К.О. Осипов¹, А.Ю. Лопатин¹, А.В. Асеева², М.Ю. Карпушин¹, Р.С. Сауткин¹,
Ю.Д. Перегудов¹, М.А. Большакова¹, К.А. Ситар¹, А.С. Редькин¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, Владивосток, Россия

В условиях современной тенденции, ориентированной на низкоуглеродную энергетику, актуальной проблемой становится утилизация углекислого газа. Подземное размещение углекислого газа признано ключевой технологией сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу и является важной частью проектов по улавливанию и размещению диоксида углерода (CCS). Множество проектов по размещению углекислого газа осуществляется по всему миру, но каждый проект имеет свою индивидуальность. В статье дан обзор различных типов геологических резервуаров и особенностей размещения углекислого газа в них, а также отмечены некоторые проекты по хранению, захоронению и утилизации углекислого газа. Выбор природного резервуара, разработка технологии его идентификации и критерии обоснования имеют ключевое значение для экологически стабильного размещения углекислого газа.

Ключевые слова: декарбонизация, углекислый газ, размещение, хранение, захоронение, утилизация, геологические объекты, природные резервуары, водоносные горизонты, угольные пласты, базальт, подземные хранилища газа, базальты

Для цитирования: Корзун А.В., Ступакова А.В., Харитоновна Н.А., Пронина Н.В., Макарова Е.Ю., Вайтехович А.П., Осипов К.О., Лопатин А.Ю., Асеева А.В., Карпушин М.Ю., Сауткин Р.С., Перегудов Ю.Д., Большакова М.А., Ситар К.А., Редькин А.С. (2023). Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор). *Георесурсы*, 25(2), с. 22–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2>

Введение

Основой современной энергетики и ее ближайшей и среднесрочной перспективой являются природные ископаемые – нефть, природный газ и уголь, составляющие на сегодняшний день около 80% мировых источников энергии. Однако они не могут оставаться основными бесконечно долго из-за ограниченности их запасов и роста спроса на энергию. Кроме того, эмиссия углекислого газа (CO₂) – основного парникового газа, с которой сопряжена энергетика на основе горючих ископаемых, оказывает влияние на окружающую среду и климат планеты.

Необходимость снизить выбросы заставляет искать пути его переработки или утилизации. Закачка CO₂ в подземные природные резервуары является одним из возможных методов его размещения, но при этом следует учитывать неизбежные вторичные физические и химические процессы, проходящие в пористой среде при контакте углекислого газа с насыщающими коллектор флюидами и самой породой и приводящие к техническим проблемам и финансовым потерям.

Существуют различные варианты размещения CO₂ в природных геологических объектах, под которыми

понимается естественная геологическая система, способная удерживать углекислый газ в стабильном состоянии и без потерь достаточно длительное время. Такие природные объекты часто называют природными резервуарами для хранения или захоронения углекислого газа. Отличие хранения от захоронения заключается в технической возможности извлечения углекислого газа обратно из природного объекта при необходимости. Нужно отметить также, что природные резервуары в зависимости от их свойств отличаются характеристиками отдачи или хранения углекислого газа. Некоторые резервуары поглощают углекислый газ без последующей его отдачи, т.е. газ утилизирован безвозвратно. При этом необходимо учитывать основные процессы, протекающие в пласте при смешении различных газов и жидкостей, а также что углекислый газ сильно отличается от углеводородных и по химическим, и по физическим свойствам.

В соответствии с нормативной практикой под размещением углекислого газа подразумевают закачку и хранение CO₂ в сухопутных и морских подземных хранилищах с проницаемыми пористыми подземными пластами, включая резервуары углеводородов, за исключением пластов, где CO₂ закачивают с целью увеличения нефтеотдачи при условии долгосрочной сохранности диоксида углерода таким образом, чтобы свести к минимуму риски для окружающей среды, природных ресурсов и здоровья человека (ГОСТ Р ИСО 27914-2023, 2023). Требования данного ГОСТа неприменимы к закачке/размещению углекислого

* Ответственный автор: Анна Вадимовна Корзун
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

газа в угольные, базальтовые породы и сланцевые и соляные каверны с целью увеличения нефтеотдачи, а также к подземному размещению с использованием любых форм искусственных контейнеров.

Углекислый газ может размещаться и находится в геологических объектах в газообразном, жидком и сверхкритическом состояниях. Фазовое состояние газа определяется в первую очередь термодинамическими условиями и, следовательно, контролируется глубиной предполагаемого размещения. Общеизвестно, что при температуре больше 31,6 °С и давлении, превышающем 7,39 МПа, углекислый газ находится в сверхкритическом состоянии и проявляет свойства как жидкости (плотность), так и газа (вязкость).

Выбор объектов под размещение углекислого газа зависит от задач развития индустрии конкретного региона и от геологических условий. В качестве природных резервуаров чаще всего выступают истощенные месторождения нефти и газа, кроме того, ими могут выступать водоносные горизонты и соляные пласты осадочных бассейнов. Для захоронения и утилизации углекислого газа можно использовать магматические и метаморфические породы, угленосные пласты, широко развитые в пределах Российской Федерации.

Цель настоящей работы – провести обзор природных объектов, пригодных в качестве резервуаров для временного хранения, захоронения или утилизации диоксида углерода, показать преимущества различных природных объектов и связанные риски с размещением в них углекислого газа.

Соляные пласты и структуры для хранения CO₂

Хранить углекислый газ можно в соляных кавернах. Соляные каверны – искусственные полости в подземных соляных толщах, которые создаются путем контролируемого растворения соли с помощью закачки воды и добычи рассола (Donadei, 2022).

В таких кавернах можно хранить нефть, природный газ, сжатый воздух, гелий и водород. Соль является одним из лучших флюидоупоров, препятствующих перемещению углеводородных газов. Преимуществом соляных каверн является возможность многократной быстрой

закачки/добычи хранимого продукта. Недостатками каверн являются относительно небольшой объем по сравнению с другими типами хранилищ, значительное время на создание каверн, а также необходимость утилизации добытого рассола.

Создание соляных каверн началось примерно 220 лет до н.э. в китайской провинции Сычуань с целью добычи рассола (Warren, 2016). Лишь в XX в. каверны стали использовать для хранения: с 40-х годов для хранения жидких углеводородов (Канада), с 1949 г. – сжиженного нефтяного газа (США, штат Техас), с 50-х – сырой нефти (Великобритания), с 1959 г. – щелочных отходов (Великобритания) и газа (Канада, провинция Саскачеван) (Warren, 2016), с 1972 г. – водорода (Великобритания, хранилище Teeside) (Małachowska et al., 2022), с 1978 г. – сжатого воздуха (Германия, хранилище Huntorf) (Donadei, 2022).

На сегодняшний день в мире действует 102 подземных хранилищ газа (<http://ugs.igu.org>), из них четыре – водорода (Małachowska et al., 2022), два – сжатого воздуха (Donadei, 2016), один – гелия (Оренбургский гелиевый завод). Хотя хранение углекислого газа в солях возможно, но пока таких хранилищ нет.

В хранилище может размещаться от одной до более ста каверн (Gillhaus, 2008). Объем одной каверны обычно колеблется от 300 000 до 700 000 м³ в соляных структурах и от 100 000 до 300 000 м³ в соляных пластах (Plaat, 2009) (рис. 1). Соляные структуры – это образования в виде подушек, штоков, валов, диапиров, возникших в результате соляной тектоники, то есть всплывания толщ соли благодаря ее низкой плотности и высокой текучести на значительных глубинах. Соляные пласты – это толщи, не затронутые процессами соляной тектоники.

Соляные каверны размещают в солях различной литологии, в основном в каменной соли (галит, NaCl), поскольку она обладает относительно низкой текучестью и высокой растворимостью: 7–8 м³ пресной воды растворяют ~1 м³ галита (Warren, 2016). Карналлит, тахидрит, бишофит имеют примерно на 2 порядка большую текучесть, чем галит (da Costa et al., 2019; Warren, 2016), поэтому их присутствие в месте заложения каверны является нежелательным и способно привести к уменьшению объема каверны. Ангидрит и гипс обладают очень низкой растворимостью (Warren, 2016), присутствие мощных

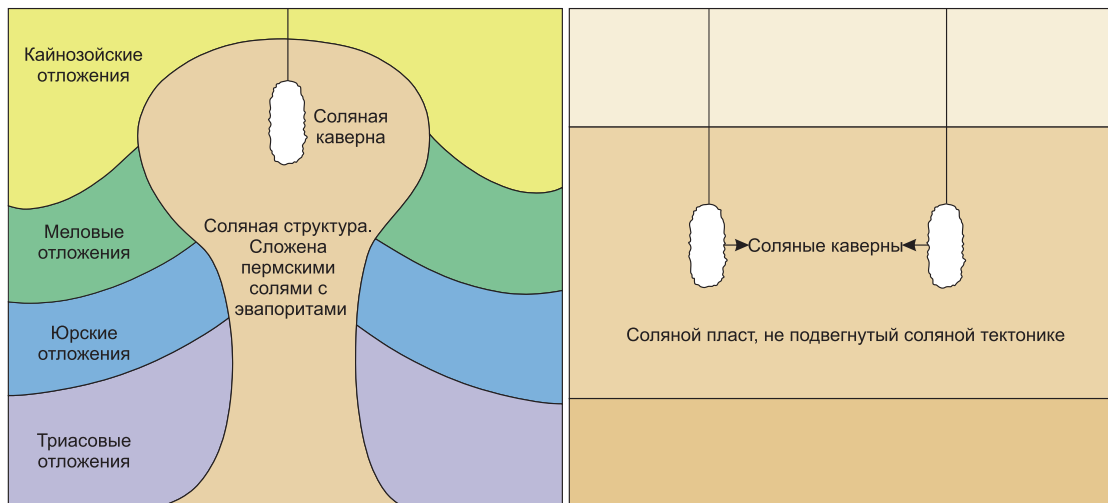


Рис. 1. Расположение соляных каверн в соляных структурах (слева) и соляных пластах (справа) (по (Tarkowski, Czapowski, 2018))

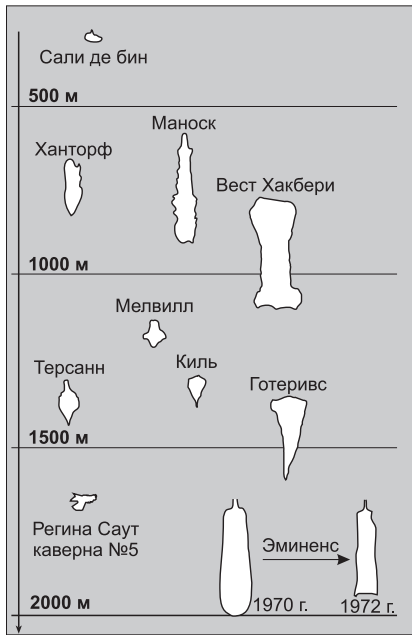


Рис. 2. Глубина и размеры различных соляных каверн (по (Warren, 2006)). Соляные каверны Сали де бин и Регина Саут расположены в соляных пластах, все остальные – в соляных структурах

прослоев этих пород также нежелательно, поскольку влечет неравномерное расширение каверны.

Каверны создают на глубинах от 300–400 до 2000 м относительно уровня Земли, наибольшая глубина – 2900 м (IOGCC, 1998; Warren, 2016) (рис. 2). На глубинах менее 300–400 м возможно интенсивное растворение соли подземными водами. С увеличением глубины повышаются температура и давление, вместе с ними растет текучесть соли (ее способность течь подобно вязкой жидкости). Это свойство имеет негативные последствия для каверны: уменьшается ее объем (Warren, 2016) и изменяется форма, что определяет максимальную глубину заложения каверн (2000 м). Для длительного хранения (35 лет и более) температура соли не должна превышать 80 °С (Thoms, Martinez, 1978).

Давление, создаваемое в каверне, следует удерживать в диапазоне от 25–30% (IOGCC, 1998; Duhan, 2018) до 80–85% (IOGCC, 1998; Brouard, 2019) от геостатического давления (рис. 3, справа). При давлении в каверне менее 25–30% от геостатического текучесть соли увеличивается. По этой причине, например, на 30% сократился объем хранилища Терсанн во Франции в период с 1970 по 1980 г. или на 40% на хранилище Эминенс в США с 1970 по 1972 г. (Warren, 2016). Максимальная величина давления 80–85% от геостатического объясняется способностью соли к трещинообразованию при создании высоких давлений внутри каверны, что вызывает разгерметизацию хранилища и утечку флюида в вышележащие водоносные горизонты и на поверхность.

Перед созданием каверн оценивают мощность соляных толщ и на основе этого выбирают форму и размер соляной каверны. Минимальная мощность солей для создания каверн составляет 50–70 м (IOGCC, 1998; Horváth et al., 2020) (рис. 3, слева). Минимально безопасная мощность соли под каверной равна 20% от диаметра каверны (Caglayan et al., 2020). Каверны располагают на некотором безопасном удалении друг от друга для недопущения их взаимного влияния. Минимальное расстояние между центрами каверн составляет 4 диаметра одной каверны (IOGCC, 1998).

Соляные структуры, образованные соляной тектоникой, являются более предпочтительным местом для создания каверн-хранилищ по сравнению с соляными пластами. Во-первых, в соляных структурах мощность соли больше, что позволяет создавать вытянутые снизу вверх каверны в форме огурца с большим полезным объемом хранилища. В соляных пластах мощность, как правило, меньше, для увеличения объема каверны увеличивают ее диаметр, так что она напоминает по форме тыкву (Warren, 2016).

Во-вторых, увеличение диаметра каверны в маломощных соляных пластах ухудшает ее стабильность. Безопасным считается соотношение диаметр/высота менее 1 (DeVries et al., 2005).

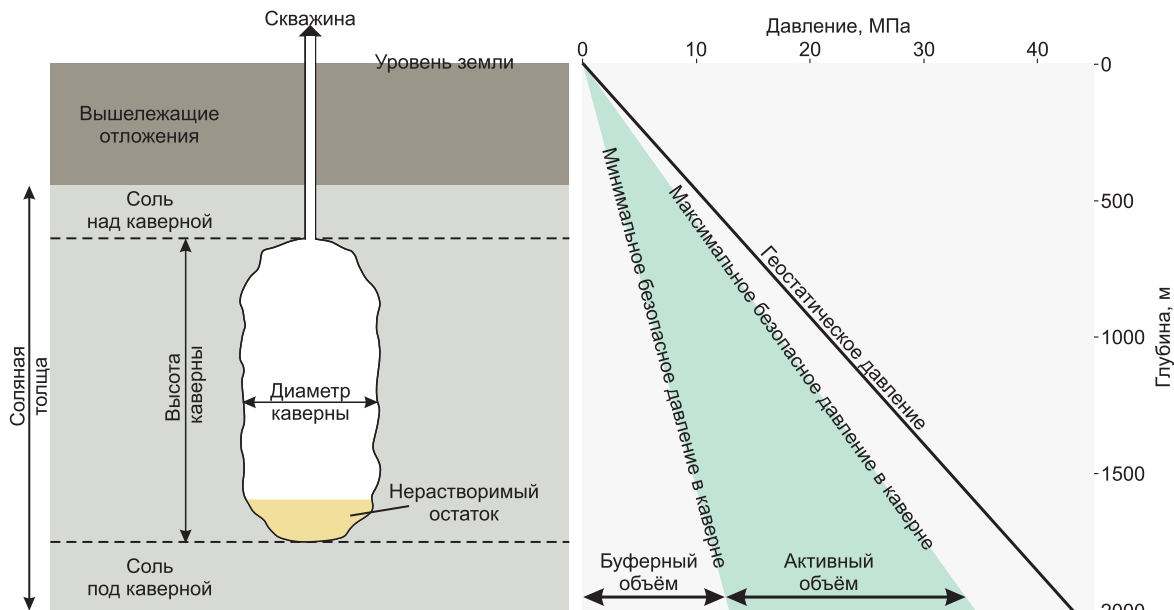


Рис. 3. Схема элементов каверны (слева) и безопасного диапазона давлений внутри каверны в зависимости от глубины (справа) (на основе (Caglayan et al., 2020))

В-третьих, в соляных структурах в сравнении с соляными пластами толща соли обладает меньшим содержанием нерастворимых компонентов. При выборе места заложения каверны максимальное содержание нерастворимых компонентов не должно превышать 20% (Horvath et al., 2020) или 35% (Гридин и др., 2015).

Использование соляных каверн в качестве транзитного временного хранения CO_2 является приемлемым, но долгосрочное хранение CO_2 не является желательным, поскольку каверны теряют все преимущества в виде быстрой и многократной закачки/добычи хранимого флюида и обладают меньшим объемом, чем другие типы хранилищ.

Водоносные горизонты для хранения CO_2

Особенностью водоносных горизонтов как объектов для размещения CO_2 является их повсеместное распространение на Земле, но при этом имеющих крайне разнообразные условия залегания, формирования, термодинамические условия, химический, газовый состав воды и т.д. Все это разнообразие делает выбор конкретного водоносного горизонта для хранения CO_2 многоцелевой проблемой, требующей учета как изначальных природных условий, так и многочисленных процессов, которые будут происходить после размещения CO_2 в водоносных пластах.

Оценка емкости для размещения CO_2 в водоносных горизонтах и возможных вторичных процессов очень сложна, поскольку здесь задействованы все механизмы улавливания, которые действуют с разной скоростью, а в отдельных случаях могут работать и одновременно (рис. 4). Стратиграфический (структурный, гидродинамический) механизм улавливания предполагает иммобилизацию CO_2 в виде свободного газа или сверхкритической жидкости. Остаточный (капиллярный) механизм проявляется в виде улавливания остаточного газа в поровом пространстве при незначительном водонасыщении. При размещении CO_2 в водоносных горизонтах улавливание может быть трех видов: ионное (улавливание растворением CO_2), минеральное (при вступлении CO_2 в химические реакции с породной матрицей) и адсорбционное (адсорбция на поверхностях минеральных частиц). Сложность выбора объекта и прогнозирования процессов обусловлена тем, что в реальности различные механизмы улавливания в водоносных горизонтах действуют не изолированно,

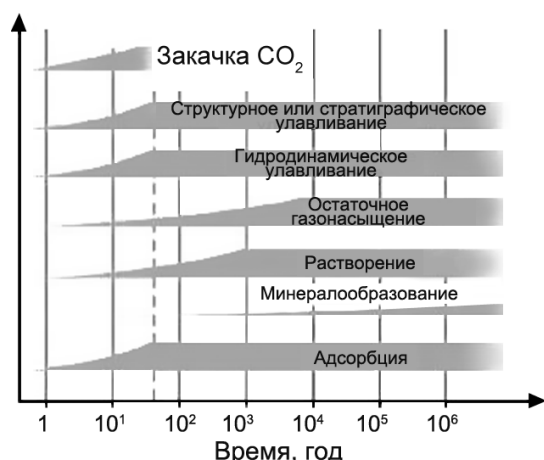


Рис. 4. Проявление процессов, связанных с геологическим хранением CO_2 , во временном масштабе (по (Metz, 2005))

а сложными, взаимозависимыми и зависящими от времени способами (Bachu, 2007).

При растворении углекислого газа в воде происходит изменение ее химического состава и физических свойств жидкости. По мере увеличения концентрации в воде углекислого газа и повышения термобарических условий вязкость воды увеличивается, что снижает подвижность фазы и меняет химический состав не только воды, но и природного резервуара, ее содержащего. Растворение и осаждение минералов влияет на размер пор и трещин, как сокращая, так и увеличивая их. Однако при растворении одних минералов, как правило, в последующем происходит выпадение других, что приводит к повторному изменению емкостно-фильтрационных параметров породы коллектора. Поскольку насыщенная CO_2 вода на 1% тяжелее пластовой воды, при большой мощности водоносного горизонта могут происходить процессы плотностной конвекции, при этом усиливается процесс растворения (Lindeberg, Wessel-Berg, 1997; Ennis-King, Paterson, 2002). Для понимания всех рисков, связанных с закачкой углекислого газа в водоносный пласт, важно знание гидрогеологических и геомиграционных процессов, происходящих в пласте, также особое внимание следует уделять изучению деформации породы и изменению ее свойств, вызванных химическими реакциями между минералами, образующими горные породы, и закачиваемым агентом CO_2 .

Первым проектом по закачке CO_2 в водоносные горизонты стал Sleipner (Baklid, 1996; Zweigel et al., 2004) в Северном море, его начало сопровождалось изменениями в Норвежском экологическом законодательстве. При проектировании учитывались не только потенциальный объем закачки, но и возможные пути миграции углекислого газа (рис. 5). В 2000-х годах на фоне успеха Sleipner продолжились исследования Северного моря на предмет потенциального хранения CO_2 . С 2008 г. стали хранить CO_2 в водоносном горизонте газового месторождения Snohvit (Maldal, 2004; Heiskanen, 2006).

В дальнейшем активно изучались методы геологического хранения CO_2 , основывающиеся на различных механизмах улавливания диоксида углерода CO_2 . Так, например, исследовалось удерживание диоксида углерода за счет плотности и вязкости (Vesovic et al., 1990; Sasaki, Akibayashi, 2000). Исследования механизма удерживания CO_2 за счет растворимости CO_2 в воде проводились Johnson (2001, 2004), Wilson et al. (2004), Gunter (1993), Rochelle (2004).

Истощенные месторождения нефти и газа

Нефть и газ накапливаются в природных ловушках, то есть в природных резервуарах, способных удерживать скопления флюидов вследствие благоприятных геологических условий: сочетания породы-коллектора и флюидоупора. На истощенных месторождениях нефти и/или газа возможность экранирования флюида в ловушке уже доказана самим фактом существования залежи углеводородов, что гарантирует размещение углекислого газа без риска прорыва его на поверхность. Однако существующий старый фонд скважин может утратить свою герметичность и быть непригодным для хранения углекислого газа, который в реакции с пластовой водой может образовывать агрессивную угольную кислоту (рис. 6). Поэтому те

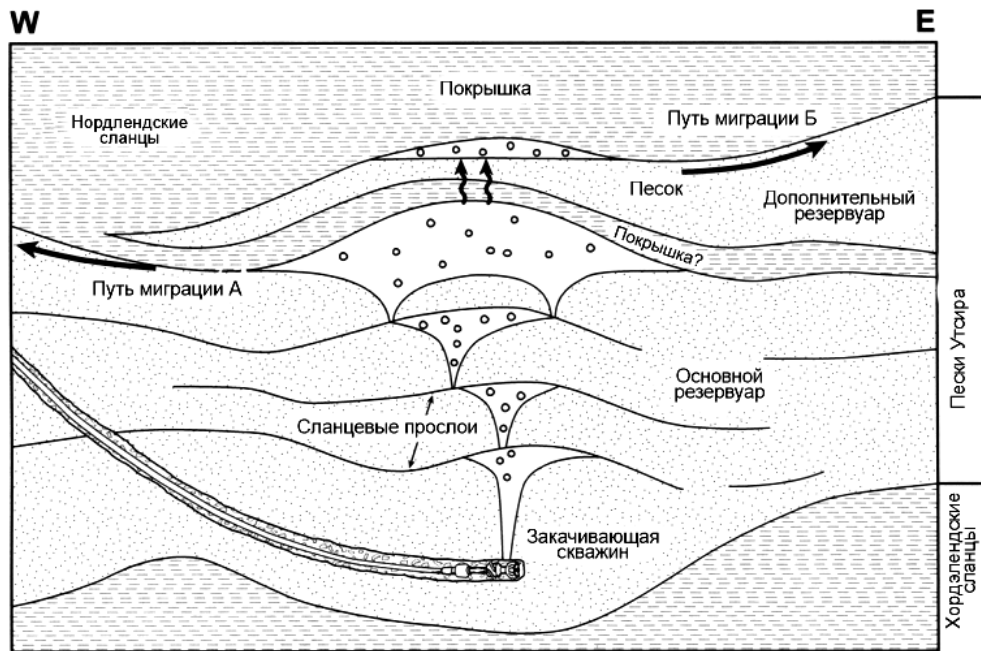


Рис. 5. Схема водоносного комплекса и прогнозируемого поведения миграции CO_2 в месте закачки (по (Zweigel, 2004))

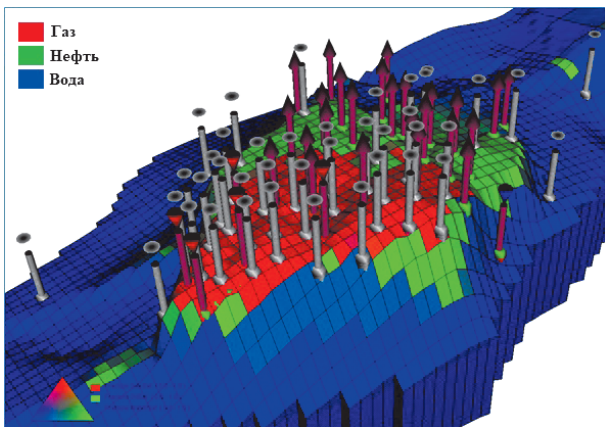


Рис. 6. Закачка углекислого газа в истощенное месторождение нефти

параметры, которые используются для характеристики газового или нефтяного месторождения, следует уточнять и адаптировать под хранение углекислого газа.

Физические и химические свойства CO_2 могут негативно влиять на экранирующие свойства флюидоупора не только покрышки, но и более тонких пропластков, разделяющих слои коллектора. Поэтому изучение минерального состава флюидоупора и коллектора, который будет вмещать в себя углекислый газ, важно при выборе истощенного месторождения нефти и газа как природного объекта для хранения углекислого газа.

Изучение строения ловушки, ее объема и поведения подземных вод в пределах контакта воды и флюида в истощенной залежи также является важным при установлении природного объекта, пригодного для хранения CO_2 . Углекислый газ хорошо растворяется в воде и может перемещаться вместе с подземными водами за пределы ловушки, что влечет риск его выброса на поверхность вдали от места захоронения, где покрышка уже не будет иметь достаточную толщину и неразрывность. За счет своих физико-химических свойств CO_2 «стелется» по

нижней кромке продуктивного пласта, а при наличии подошвенной воды его активное растворение не вызывает сомнений.

Подготовка любого истощенного месторождения углеводородов к размещению CO_2 должна включать в себя целый комплекс исследований, направленных на оценку взаимодействия CO_2 с породами коллектора и флюидами, а также экспертизу целостности существующего фонда скважин и строительство новых для закачки и мониторинга появления CO_2 в вышележащих горизонтах.

На данный момент в мире уже существуют или запланированы к реализации десятки сотни истощенных объектов в США, Мексике, Нидерландах, Испании, Нидерландах, Австралии и др. В 136 из них осуществлена закачка углекислого газа. Так, например, в США в 2013 г. стартовала закачка CO_2 с планируемым общим объемом захоронения более 12 млн т на глубине 1500 м в истощенное месторождение Bell Creek Field (Hamling, 2015)

Помимо размещения углекислого газа существует возможность использования его в качестве частичной замены буферного природного метанового газа (рис. 7). Это не относится к проектам по улавливанию и размещению диоксида углерода (CCS), такая замена регулируется ИСО 27916. Особенностью ПХГ в пористых пластах является необходимость закачивания значительного объема буферного газа для поддержания энергетического потенциала (до 60% от общего объема), который должен постоянно находиться в пласте и не может быть использован в качестве товарного газа. Доля стоимости буферного газа в общих инвестициях на создание ПХГ в России в зависимости от цены на газ оценивается в 15–40%. Частичная замена буферного природного метанового газа менее дорогим (инертным по отношению к метану) углекислым газом в значительной степени снизит общие затраты в строительстве ПХГ и повысит его эффективность по функционированию газохранилища.

На данный момент уже существуют несколько подземных хранилищ, где опробована эта технология:

- ПХГ Санте-Клер (Газ де Франс, Франция);
- ПХГ Гермигни-соус-Колумб (Газ де Франс, Франция);
- ПХГ Санте-Иллерс (Газ де Франс, Франция);
- ПХГ Вешховице (Польша) (Oldenburg, 2003; Hamling, 2015; Хан, 2010).

В России также ведутся исследования для осуществления замены части буферного объема на углекислый газ. Одним из таких проектов является ПХГ Северо-Ставропольское.

Применение углекислого газа возможно и как агента для увеличения нефтеотдачи (рис. 8). CO_2 растворяется как в воде, так и в нефти, снижая ее вязкость и увеличивая подвижность. Это особо актуально для месторождений с высоковязкими углеводородами. Углекислый газ не только может способствовать изменению физических свойств нефти, но и повышать коэффициент вытеснения, растворяясь в закачиваемой воде для более эффективного оттеснения нефти в сторону добывающего фонда скважин.

Однако закачка углекислого газа в истощенные месторождения имеет ряд критериев по возможному применению и рисков, связанных с самой закачкой. Условно их можно разделить на более или менее значимые по своему влиянию и вероятности проявления.

К наиболее значимым критериям относятся:

- наличие на месторождении необходимой инфраструктуры для закачки CO_2 ;
- степень выработанности месторождения УВ для создания на его базе хранилища углекислого газа;
- близость расположения объекта под закачку CO_2 с местом его генерации;
- наличие вышележащих горизонтов для организации контроля проявления утечек CO_2 ;
- объем объекта, рассматриваемого под закачку CO_2 ;
- глубина залегания объекта для хранения углекислого газа;
- сокращение начальных запасов нефти или газа после доразведки объектов;
- низкие ФЕС пласта коллектора в районе расположения нагнетательных скважин.

Основные риски:

- миграция закачиваемого CO_2 вверх по разрезу за счет аварийных скважин и их плохого технического состояния;
- коррозионное воздействие углекислого газа на конструкции существующего фонда скважин;
- коррозионное воздействие CO_2 в сочетании с пластовой водой на химический состав породы, флюидоупоров и самих флюидов в пласте;

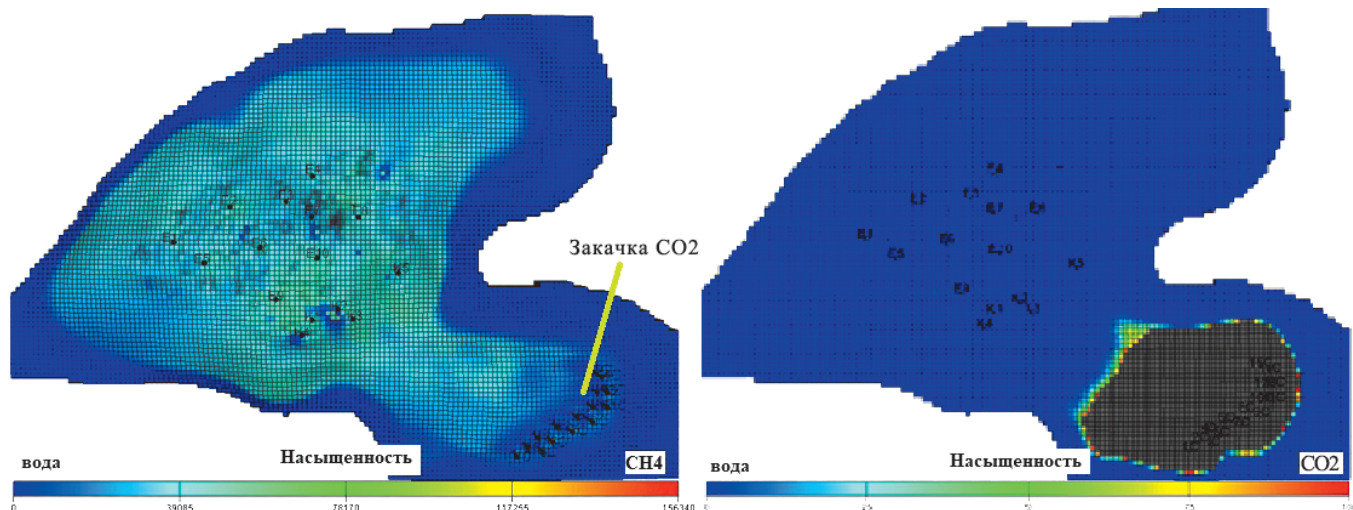


Рис. 7. Замещение буферного объема ПХГ на углекислый газ

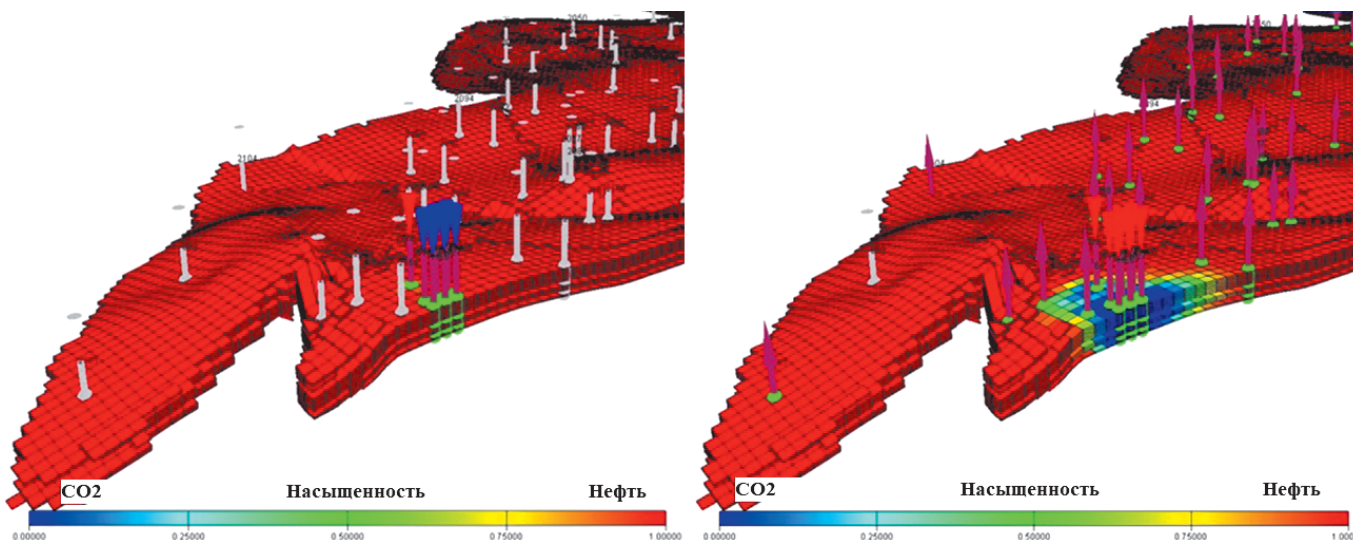


Рис. 8. Закачка CO_2 для повышения нефтеотдачи

- усиление прорывов закачиваемого газа в эксплуатационные скважины за счет закачки углекислого газа;
- активация миграции закачиваемого CO_2 вверх по разрезу при допустимом среднем пластовом давлении за счет повышения давления в зоне закачки;
- миграция закачиваемого углекислого газа вверх по разрезу за счет перекрывающих залежь флюидопоров;
- растворение большого количества углекислого газа в пластовой воде (реликтовой и подошвенной/краевой).

Магматические и метаморфические породы для захоронения CO_2

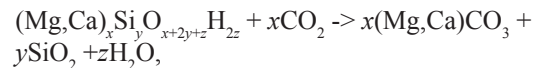
Размещение CO_2 в осадочных формациях, таких как глубокие соленые водоносные горизонты; истощенные нефтяные и газовые месторождения, соленосные отложения, основано на краткосрочных физических и физико-химических механизмах захоронения, с которыми связаны достаточно высокие риски потерь CO_2 . В глубоких горизонтах земной коры сверхкритический CO_2 ($\text{CO}_{2\text{ сверхкр}}$) весьма подвижен и мобилен по отношению к пластовым рассолам, поэтому он может легко мигрировать через трещины и проницаемые зоны. Риск подобных потерь можно устранить, если использовать естественные свойства природных коллекторов (например, базальтов) вступать в реакцию с растворенным CO_2 и формировать вторичные минеральные фазы в виде твердых карбонатных минералов (так называемое минеральное удержание).

Скорость реакций силикатных минералов с углекислым газом резко возрастает с повышением температуры и парциального давления CO_2 (Сушенцова, 2013), т.е. повышенные температуры и давления на типичных глубинах захоронения, а также сдвиг pH пластовых вод при реакции с CO_2 в сторону кислых растворов вызывают ускоренное растворение силикатных минералов и реакцию карбонатазации. Отметим, что базальты широко распространены и покрывают значительные площади планеты Земля, что позволяет минимизировать расходы по транспортировке CO_2 до места захоронения в некоторых регионах.

Идея связывания углекислого газа путем минералообразования в процессе реакции карбонатазации впервые была высказана в 1990 г. (Seifritz, 1990), а чуть позднее были начаты экспериментальные исследования этого механизма (Lackner et al., 1995; Goff, 1998). Базальт состоит

преимущественно из двух минералов: клинопироксена (диопсид-авгитового ряда) и кальциевого плагиоклаза (лабрадор-битовнит-анортит) (рис. 9, А) с второстепенными минералами оливин и ортопироксен. Кроме того, базальты очень часто содержат мантийные ксенолиты (рис. 9, Б), сложенные оливином и пироксенами. Силикатные минералы базальтов и мантийных ксенолитов могут быть довольно легко преобразованы агрессивным анионом CO_3^{2-} и перекристаллизованы в базальтовых порах в агрегаты кальцита, сидерита и магнезита *in situ*.

Реакция CO_2 с распространенными силикатными минералами с образованием карбонатных минералов идет по следующей схеме (Сушенцова, 2013):



где x , y и z обозначают относительные количества атомов различных сортов.

Реакции карбонатазации носят экзотермический характер, при этом количество выделяемого тепла зависит от состава силиката: при взаимодействии углекислого газа с оливином выделяется 89 кДж/моль, с серпентином – 64 кДж/моль, с волластонитом – 90 кДж/моль при $T = 298 \text{ K}$ (Sipilä et al., 2009).

В настоящее время исследования в области минерального удерживания CO_2 ведутся многими научными группами: проведено много экспериментальных работ (Lackner et al., 1995; Huijgen et al., 2006; Gerdemann et al., 2007; Hänchen et al., 2008; Gysi, 2012, Сушенцова, 2013 и др.), осуществлены пилотные проекты по закачке диоксида углерода в различные геологические структуры в природных условиях (Gislason et al., 2010; Matter et al., 2007; Snæbjörnsdóttir et al., 2020). Однако многие детали этого взаимодействия остаются еще не выясненными (зависимость карбонатазации от температуры, давления, состава силикатов и др.).

Эффективность карбонатазации зависит от исходного минерала и повышается в следующем порядке: пироксен, серпентин, оливин; т.е. наиболее эффективным минералом для процесса минерального связывания CO_2 является форстерит (Oelkers et al., 2008; Daval et al., 2011). Установлено, что для связывания 1 т CO_2 необходимо всего 1,6–1,8 т форстерита, тогда как других силикатных минералов значительно больше (Oelkers et al., 2008; Goff, 1998). Кроме

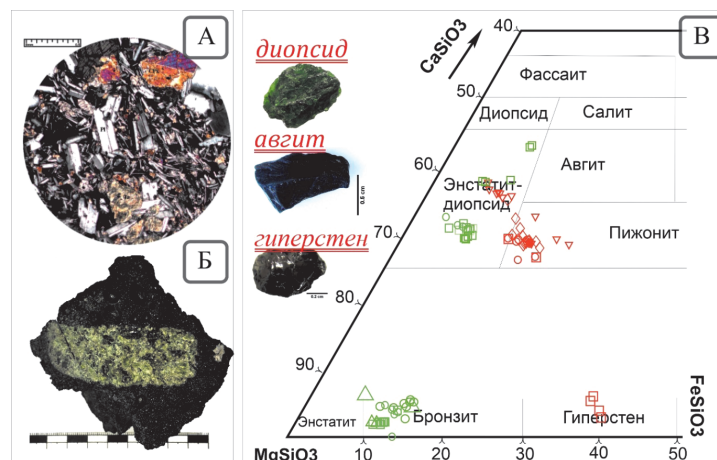


Рис. 9. А – кристаллы клинопироксена и плагиоклаза. Базальт. Шлиф. Поляризованный свет. Б – ксенолит лерцолита в пористом базальте. В – моноклинные и ромбические пироксены, встречающиеся в базальте

того, оливин не требует дополнительной термической или другой обработки.

В качестве примера минерального удерживания можно привести пилотный проект CarbFix на юго-западе Исландии, который заключался в закачивании насыщенной углекислым газом воды в базальтовые породы (Alfredsson et al., 2008; Gislason et al., 2010).

Еще одним примером являлось захоронение CO_2 в виде CO_2 сверхкрит в базальты бассейна реки Колумбия, штат Вашингтон, США (Валула проект). Преимущества захоронения CO_2 сверхкрит заключаются в возможности эффективной транспортировки углекислого газа благодаря его низкой вязкости, высокой плотности и низкой критической температуре (31 °C) и давлению (74 бар).

В отмеченных выше проектах использовались различные методы для захоронения углекислого газа: растворенный в воде $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ и жидком/сверхкритическом состоянии.

Исследование захоронения CO_2 в базальтах океанического дна в проливе Хуан-де-Фука (штат Вашингтон, США) показало, что риск утечки введенного CO_2 на подобных объектах снижается благодаря следующим природным факторам (Goldberg et al., 2008; Сушенцова, 2015):

а) покрывающие океаническое дно осадочные отложения являются хорошим изолирующим материалом и образуют низкопроницаемый литологический барьер, препятствующий вертикальной миграции флюида;

б) возникает гравитационный барьер и формируются клатратные гидраты CO_2 , которые при температуре воды менее 2 °C являются более плотными и менее растворимыми, чем жидкая углекислота.

По предварительным оценкам, если весь введенный CO_2 преобразуется в карбонаты, то базальтовая формация в проливе Хуан-де-Фука сможет связать 250 Гт углерода.

Несмотря на большую доступность континентальных базальтов для захоронения CO_2 , значительная часть мировых резервуаров ультраосновных/основных пород

локализована на океаническом шельфе, где риски утечки и загрязнения окружающей среды ниже. При морском хранении также имеется практически неограниченный запас морской воды, которую можно использовать для предварительного растворения CO_2 и ускорения процесса карбонизации.

Угленосные пласты

Одним из интересных с точки зрения захоронения CO_2 природных объектов являются угольные пласты. Уголь отличается очень высокими сорбционными свойствами по отношению к другим веществам, в том числе к газам. Именно поэтому с самого начала появления проблемы избытка углекислого газа в атмосфере крупных техногенных центров угольные пласты стали объектом целенаправленного изучения для улавливания и возможной консервации двуокиси углерода. Тем более что вопросы газоносности углей рассматривались и ранее в связи с их метаноносностью (как дополнительный источник энергетического сырья и как обеспечение более безопасного ведения горных работ по добыче угля). Как видно из рис. 10, ресурсы метана в угольных пластах значительны в мире, Россия в этом списке занимает лидирующую позицию, поэтому угольные пласты, содержащие метан, представляют собой особые объекты для захоронения CO_2 .

Исследования по закачке CO_2 в уголь и угольные пласты проводились в виде как лабораторных экспериментов с углями имеющими различные свойства, так и полевых работ на природных объектах – угольных пластах с определенными характеристиками. В качестве примеров исследований, разных по своим целям и методикам, можно привести работы преимущественно зарубежных исследователей: Espinoza et al., 2014; Reeves et al., 2005; Morse et al., 2010; Цзиньсюань и др., 2019.

Исследование Д.Н. Эспинозы с соавторами (Espinoza et al., 2014) интересно как разносторонний эксперимент

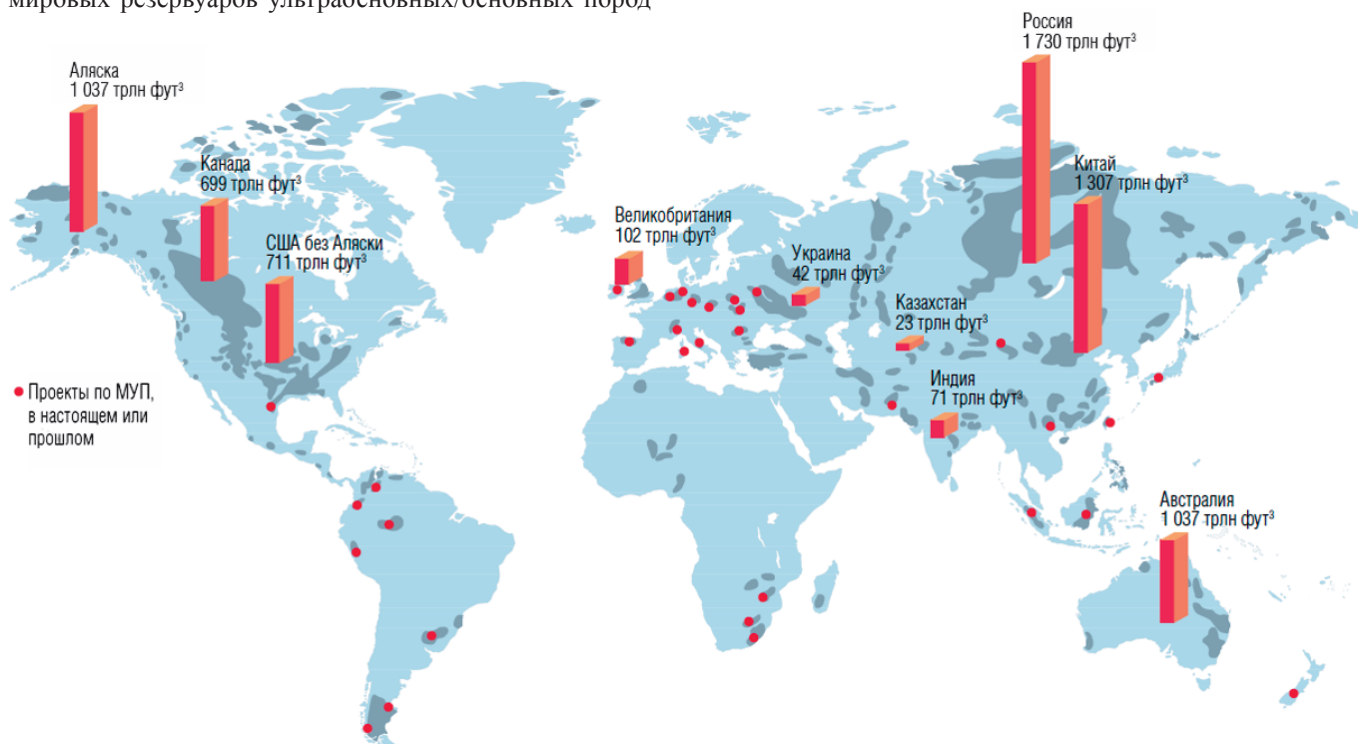


Рис. 10. Ресурсы метана в угольных пластах и проекты по изучению их извлечения (по (Schlumberger, 2021))

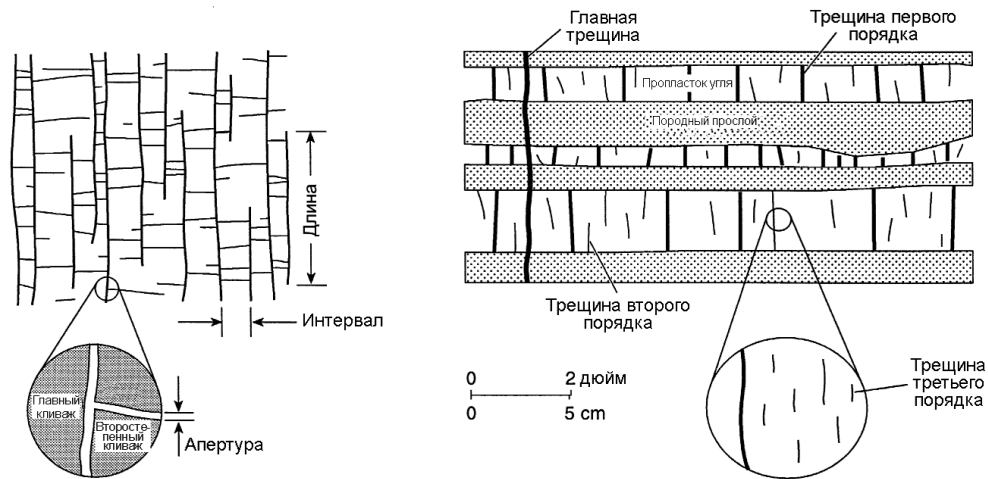


Рис. 11. Схема геометрии трещин угольного кливажа (по (Эттингер, 1966))

по изучению проницаемости углей. В результате были подтверждены анизотропия проницаемости для CH_4 и CO_2 в углях, подчиняющаяся системам кливажных трещин (рис. 11), которые включают в себя осевую или главную систему и торцевую или второстепенную систему, а также более высокая газоемкость углей по CO_2 , чем по CH_4 , что связано с преимущественной адсорбцией именно CO_2 . Эта работа является хорошей иллюстрацией выбора доступного метода анализа проницаемости углей, который может использоваться как «калибровочный» для оценки ФЕС углей.

Проницаемость угля и адсорбционные свойства связаны с кливажом, поэтому рассматриваются в связи с возможностью вытеснения метана при его добыче из угольных пластов в работе (Цзиньсюань и др., 2019).

Угольный бассейн Сан-Хуан в США известен как первый успешный объект промышленной добычи метана из угольного пласта (МУП) как самостоятельного полезного ископаемого. В отчете американских исследователей (Reeves et al., 2005) описывается опыт закачки CO_2 в угольный пласт формации Фруглэнд (проект получил название Allison Unit), находящийся на глубине 900 м и мощностью 13 м. Проект длился 6 лет (1995–2001 гг.). Для эксперимента были использованы четыре нагнетательных скважины и пять добывающих. Расположенные в разных участках добывающие скважины продемонстрировали разную динамику распространения закачиваемого CO_2 , что отвечало направленности трещин кливажа. Измеряемыми параметрами выступали объем адсорбированного газа, плотность углей, проницаемость, пористость, давление.

Обзорная работа китайских исследователей (Yu et al., 2007) посвящена оценке угольных бассейнов и месторождений с перспективой их использования для закачки CO_2 . Угольные бассейны Китая разнообразны по возрасту, размерам и качеству углей, поэтому их сравнение может быть полезно при выработке критериев для выбора наиболее подходящих объектов. Коллеги из КНР предлагают типизировать угольные бассейны как по общегеологическим критериям, так и по определенным физико-механическим свойствам углей.

Косвенно пригодность углей для закачки углекислого газа можно оценить по их метаноносности, которая определяется в ходе геологоразведочных работ. Наибольшая доля ресурсов метана приходится на очень крупные бассейны:

Западно-Сибирский, Тунгусский, Ленский, Таймырский, Кузнецкий и Печорский (Макарова и др., 2015). Но многие из них расположены в труднодоступных районах и неперспективны с точки зрения самостоятельной добычи метана и утилизации CO_2 . Наиболее интересен с этой точки зрения Кузнецкий каменноугольный бассейн.

Заключение

Данный обзор существующего мирового опыта по утилизации углекислого газа показывает, что нет универсального геологического объекта, отвечающего всем предъявляемым требованиям, таким как надежность размещения, близость к месту добычи и стоимость закачки.

При нефтедобыче наиболее пригодным резервуаром для хранения углекислого газа представляются выработанные месторождения нефти или газа. Полости в солях могут использоваться для временного хранения углекислого газа, поскольку соли имеют хорошие изоляционные свойства и практически не реагируют с газом. Если необходимо произвести утилизацию углекислого газа, то самым лучшим резервуаром являются основные/ультраосновные породы. Главным преимуществом водоносных горизонтов в качестве резервуара для углекислого газа являются их широкое распространение и удобство для закачки.

Таким образом, в зависимости от решаемых задач могут использоваться все представленные нами резервуары, и при выборе объектов в каждом конкретном случае необходимо руководствоваться имеющейся инфраструктурой, доступностью потенциальных хранилищ углекислого газа и экономической составляющей.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания, позволившие улучшить статью.

Литература

ГОСТ Р ИСО 27914-2023 (2023). Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа (Подземное размещение) (ISO 27914:2017, IDT).

Гридин В.А., Стерленко З.В., Еремина Н.В., Логвинова Т.В. (2015). Геологические основы проектирования и эксплуатации подземных хранилищ газа. Ставрополь: Северо-Кавказский фед. ун-т, 110 с.

Макарова Е.Ю., Митронов Д.В. (2015). Ресурсная база и перспективы добычи метана угольных пластов в России. *Георесурсы*. (2), с. 101–106. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.9>

- Сушенцова Б.Ю. (2013). Взаимодействие углекислого газа с ультраосновными и основными породами: Дис. канд. геол.-минер. наук. М., 255 с.
- Хан С.А. (2010). Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа. *Георесурсы*, (4), с. 55–62.
- Цзиньсяоань Х., Яньдизюнь Л., Макарова Е.Ю., Богомолов А.Х., Чжаочжун Я. (2019). Молекулярное моделирование конкурирующей адсорбции метана и углекислого газа в матрице угля в присутствии воды. *Химия твердого топлива*, (5), с. 20–29. <https://doi.org/10.1134/S0023117719050050>
- Эттингер И.И. (1966). Газоёмкость ископаемых углей. М.: Недра, 224 с.
- Afredsson H.A., Hardarson B.S., Franzson H., Gislason S.R. (2008). CO₂ sequestration in basaltic rock at the Hellisheiði site in SW Iceland: Stratigraphy and chemical composition of the rocks at the injection site. *Mineralogical Magazine*, 72(1), pp. 1–5. <https://doi.org/10.1180/minmag.2008.072.1.1>
- Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P., Mathiassen O.M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), pp. 430–443. [http://dx.doi.org/10.1016/S1526-0984\(07\)00086-2](http://dx.doi.org/10.1016/S1526-0984(07)00086-2)
- Baklid A., Korbol R., Owren G. (1996). Sleipner Vest CO₂ disposal, CO₂ injection into a shallow underground aquifer. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE-36600-MS. <https://doi.org/10.2118/36600-MS>
- Brouard B., Bérest P. (2019). Over-pressured salt solution mining caverns and leakage mechanisms. Phase 2: Cavern-Scale Report. 151 p.
- Caglayan D.G., Weber N., Heinrichs H.U., Linßen, Robinius M., Kukla P.A., Stolten D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), pp. 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>
- Da Costa A.M., da Costa P.V.M., Udebhulu O.D., Azevedo R.C., Ebecken N.F.F., Miranda, A.C.O., de Eston S. M., de Tomi G., Meneghini J. R., Nishimoto K., Ruggiere F., Malta E., Fernandes É.R., Brandão C.M., Breda A. (2019). Potential of storing gas with high CO₂ content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 9(1), pp. 79–94. <https://doi.org/10.1002/ghg.1834>
- Daval D., Sissmann O., Menguy N., Saldi G.D., Guyot F., Martinez I., Corvisier J., Garcia B., Machouk I., Knauss K.G., Hellmann R. (2011). Influence of amorphous silica layer formation on the dissolution rate of olivine at 90 °C and elevated pCO₂. *Chemical Geology*, 284(1–2), pp. 193–209. <https://dx.doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.02.021>
- DeVries K.L., Mellegard K.D., Callahan G.D., Goodman W.M. (2005). Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt. *Final Report*. Rapid City: RESPEC, 191 p.
- Donadei S., Schneider G.S. (2016). Compressed air energy storage in underground formations. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 113–133. <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00006-3>
- Donadei S., Schneider G.S. (2022). Compressed air energy storage. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 141–156. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824510-1.00034-9>
- Duhan J. (2018). Compressed Air Energy Storage in Salt Caverns: Geomechanical Design Workflow, CAES Siting Study from a Geomechanics Perspective, and Deep Brine Disposal. *Master of Applied Science in Civil Engineering thesis*. Waterloo: Univ. of Waterloo, 183 p.
- Ennis-King J., Gibson-Poole C.M., Lang S.C., Paterson L. (2002). Long term numerical simulation of geological storage of CO₂ in the Petrel sub-basin, North West Australia. *Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Kyoto, Japan: Elsevier Science, pp. 1–4.
- Espinoza D.N., Vandamme M., Pereira J.M., Dangla P., Vidal-Gilbert S. (2014). Measurement and modeling of adsorptive–poromechanical properties of bituminous coal cores exposed to CO₂: Adsorption, swelling strains, swelling stresses and impact on fracture permeability. *International Journal of Coal Geology*, 134–135, pp. 80–95. <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2014.09.010>
- Gerdemann S.J., O'Connor W.K., Dahlin D.C., Penner L.R., Rush H. (2007). Ex situ aqueous mineral carbonation. *Environmental science & technology*, 41(7), pp. 2587–2593. <https://doi.org/10.1021/es0619253>
- Gillhaus A., Horvath P.L. (2008). Compilation of geological and geotechnical data of worldwide domal salt deposits and domal salt cavern fields: Research Project Report 2007-1-SMRI. Clarks Summit, PA, USA: Solution Mining Research Institute and KBB Underground Technologies GmbH.
- Gislason S.R., Wolff-Boenisch D., Stefansson A., Oelkers E.H., Gunnlaugsson E., Sigurdardottir H., Sigfusson B., Broecker W.S., Matter J.M., Stute M., Axelsson G., Fridriksson T. (2010). Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(3), pp. 537–545. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013>
- Goff F., Lackner K.S. (1998). Carbon dioxide sequestering using ultramafic rocks. *Environmental Geosciences*, 5(3), pp. 89–101. <https://doi.org/10.1046/J.1526-0984.1998.08014.X>
- Goldberg D.S., Takahashi T., Slagle A.L. (2008). Carbon dioxide sequestration in deep-sea basalt. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 105(29), pp. 9920–9925. <https://doi.org/10.1073/pnas.0804397105>
- Gunter W.D., Perkins E.H., McCann T.J. (1993). Aquifer disposal of CO₂-rich gases: Reaction design for added capacity. *Energy Conversion and management*, 34(9–11), pp. 941–948. <https://doi.org/10.1016/0196-8904%2893%2990040-H>
- Gysi A.P., Stefánsson A. (2012). CO₂-water-basalt interaction. Low temperature experiments and implications for CO₂ sequestration into basalts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 81, pp. 129–152. <https://doi.org/10.1016/J.GCA.2011.12.012>
- Hamling J. (2015). Bell Creek Oil Field: A Study of Associated CO₂ Storage with a Commercial CO₂ Enhanced Oil Recovery Project. San Francisco, CA: IEAGHG Monitoring Research Network Meeting Lawrence Berkeley Laboratory. 34 p. <https://dokumen.tips/documents/bell-creek-oil-field-a-study-of-associated-co2-bell-creek-oil-field-a-study.html?page=1>
- Hänchen M., Prigiobbe V., Baciocchi R., Mazzotti M. (2008). Precipitation in the Mg-carbonate system—effects of temperature and CO₂ pressure. *Chemical Engineering Science*, 63(4), pp. 1012–1028. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2007.09.052>
- Heiskanen E. (2006). Case 24: Snohvit CO₂ capture & storage project. Helsinki: National Consumer Research Centre, 20 p. https://www.eesteem-tool.eu/fileadmin/esteem-tool/docs/CASE_24_def.pdf
- Horvath P.L., Donadei S., Zapf D. (2020). Detailing of Basic Data, Information System & Potential Estimate for Site Selection of Salt Caverns for CAES and Hydrogen Storage in Bedded Salt. Solution Mining Research Institute Fall 2020 Virtual Technical Conference, pp. 1–16.
- Huijgen W.J., Ruijg G.J., Comans R.N., Witkamp G.J. (2006). Energy consumption and net CO₂ sequestration of aqueous mineral carbonation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 45(26), pp. 9184–9194. <http://dx.doi.org/10.1021/ie060636k>
- IOGCC (1988). Natural Gas Storage in Salt Caverns, A Guide for State Regulators. Oklahoma: Energy Resources Committee of the Interstate Oil and Gas Compact Commission, 45 p.
- Johnson J.W., Nitao J.J., Steefel C.I., Knauss K.G. (2001). Reactive transport modeling of geologic CO₂ sequestration in saline aquifers: the influence of intra-aquifer shales and the relative effectiveness of structural, solubility, and mineral trapping during prograde and retrograde sequestration. *First national conference on carbon sequestration*. National Energy and Technology Laboratory USA, pp. 14–17.
- Johnson J.W., Nitao J.J., Knauss K.G. (2004). Reactive transport modelling of CO₂ storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms and sequestration partitioning. *Geological Society*, London, Special Publications, 233(1), pp. 107–128. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.08>
- Lackner K.S., Wendt C.H., Butt D.P., Joyce E.L. Jr., Sharp D.H. (1995). Carbon dioxide disposal in carbonate minerals. *Energy*, 20(11), pp. 1153–1170. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(95\)00071-N](https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00071-N)
- Lindeberg E., Wessel-Berg D. (1997). Vertical convection in an aquifer column under a gas cap of CO₂. *Energy Conversion and management*, 38, pp. 229–234. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(96\)00274-9](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00274-9)
- Małachowska A., Łukasik N., Mioduska J., Gębicki J. (2022). Hydrogen storage in geological formations – The potential of salt caverns. *Energies*, 15(14), 5038. <https://doi.org/10.3390/en15145038>
- Maldal T., Tappel I.M. (2004). CO₂ underground storage for Snøhvit gas field development. *Energy*, 29(9–10), pp. 1403–1411. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.074>
- Matter J.M., Takahashi T., Goldberg D. (2007). Experimental evaluation of in situ CO₂-water-rock reactions during CO₂ injection in basaltic rocks: Implications for geological CO₂ sequestration. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 8(2), Q02001. <https://doi.org/10.1029/2006GC001427>
- Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M., Meyer L. (2005). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Cambridge, UK: Cambridge Univ. Press, 431 p. <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>
- Morse D.G., Mastalerz M., Drobnik A., Rupp J.A., Harpalani S. (2010). Variations in coal characteristics and their possible implications for CO₂ sequestration: Tanquary injection site, southeastern Illinois, USA. *International journal of coal geology*, 84(1), pp. 25–38. <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.001>
- National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2019).

sequestration of supercritical CO₂ in deep sedimentary geological formations. *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda*, pp. 273–281. <https://doi.org/10.17226/25259>

Oelkers E.H., Gislason S.R., Matter J. (2008). Mineral carbonation of CO₂. *Elements*, 4(5), pp. 333–337. <http://dx.doi.org/10.2113/gselements.4.5.333>

Oldenburg C.M. (2003) Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. *Energy and Fuels*, 17(1), pp. 240–246. <https://doi.org/10.1021/ef020162b>

Plaat H. (2009). Underground gas storage: Why and how. *Geological Society*, London, Special Publications, 313(1), pp. 25–37. <https://doi.org/10.1144/SP313.4>

Reeves S., Oudinot A. (2005). The Allison Unit CO₂-ECBM Pilot – A Reservoir and Economic Analysis. *2005 International Coalbed Methane symposium*, 0522, pp. 1–16.

Rochelle C.A., Czernichowski-Lauriol I., Milodowski A.E. (2004). The impact of chemical reactions on CO₂ storage in geological formations: a brief review. *Geological Society, London, Special Publications*, 233(1), pp. 87–106. <http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.07>

Sasaki K., Akibayashi S. (2000). A Calculation Model for Liquid CO₂ Injection into Shallow Sub-Seabed Aquifer. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 912(1), pp. 211–225. <https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2000.tb06775.x>

Seifritz W. (1990). CO₂ disposal by means of silicates. *Nature*, 345, pp. 486–486. <https://doi.org/10.1038/345486b0>

Sipilä J., Teir S., Zevenhoven R. (2008). Carbon dioxide sequestration by mineral carbonation: Literature review update 2005–2007. Report VT 2008-1. 59 p. <https://remineralize.org/wp-content/uploads/2015/10/LITR1.pdf>

Snæbjörnsdóttir S.Ó., Sigfússon B., Marieni C., Goldberg D., Gislason S.R., Oelkers, E.H. (2020). Carbon dioxide storage through mineral carbonation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 1(2), pp. 90–102. <https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8>

Tarkowski R., Czapowski G. (2018). Salt domes in Poland–Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), pp. 21414–21427. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>

Thoms R.L., Martinez J.D. (1978). Preliminary long-term stability criteria for compressed air energy storage caverns in salt domes. Baton Rouge, USA: Louisiana State Univ., 90 p. https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc1203514/m2/1/high_res_d/6524724.pdf

Vesovic V., Wakeham W.A., Olchoway G.A., Sengers J.V., Watson J.T.R., Millat J. (1990). The transport properties of carbon dioxide. *Journal of physical and chemical reference data*, 19(3), pp. 763–808. <https://doi.org/10.1063/1.555875>

Warren J.K. (2016). *Evaporites: A Geological Compendium*. Berlin, Springer, 1807 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-13512-0>

Wilson M., Monea M., Whittaker S., White D., Law D., Chalaturnyk R. (2004). IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring & Storage Project: Summary Report 2000–2004. Regina: Petroleum Technology Research Centre, 284 p.

Yu H., Zhou, G., Fan W., Ye J. (2007). Predicted CO₂ enhanced coalbed methane recovery and CO₂ sequestration in China. *International Journal of Coal Geology*, 71(2–3), pp. 345–357. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.10.002>

Zweigel P., Arts R., Lothe A.E., Lindeberg E.B. (2004). Reservoir geology of the Utsira Formation at the first industrial-scale underground CO₂ storage site (Sleipner area, North Sea). *Geological Society*, London, Special Publications, 233(1), pp. 165–180. <http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.11>

Сведения об авторах

Анна Вадимовна Корзун – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры гидрогеологии геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталья Александровна Харитоновна – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анна Валерьевна Асеева – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник Лаборатории генетической минералогии и петрологии, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН

Россия, 690022, Владивосток, пр. 100 лет Владивостоку, д. 159

Константин Олегович Осипов – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елена Юрьевна Макарова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анастасия Петровна Вайтехович – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Алексей Юрьевич Лопатин – кандидат тех. наук, Эксперт Фонда «НИР» по разработке месторождений, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Юрий Дмитриевич Перегудов – магистрант кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Ксения Александровна Ситар – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Александр Сергеевич Редькин – аспирант кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 25.04.2023;
Принята к публикации 09.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review)

A.V. Korzun^{1*}, A.V. Stoupakova¹, N.A. Kharitonova¹, N.V. Pronina¹, E.Yu. Makarova¹, A.P. Vaytekhovich¹, K.O. Osipov¹, A.Yu. Lopatin¹, A.V. Aseeva², M.Yu. Karpushin¹, R.S. Sautkin¹, Yu.D. Peregudov¹, M.A. Bolshakova¹, K.A. Sitar¹, A.S. Redkin¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Far East Geological Institute of the Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russian Federation

*Corresponding author: Anna V. Korzun, e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Abstract. In the context of the current trend, today we are focused on low-carbon energy, so the question of carbon dioxide utilization is very important. Underground storage of carbon dioxide is an important part of carbon capture and storage (CCS) projects and a key technology to reduce emissions of carbon dioxide to the atmosphere. There are currently many carbon dioxide capture projects around the world, but each project has its own specifics. The article discusses the features of carbon dioxide capture in natural geological reservoirs and the principles of carbon dioxide retention in them. An example of some Carbon Capture in a natural geological reservoirs projects are given. The choice of a natural reservoir, the development of a technology for its identification and justification criteria are of key importance for the environmentally sustainable capture of carbon dioxide.

Keywords: decarbonatization, natural reservoirs, carbon dioxide, capture, burial, storage, utilization, reservoir, aquifer, coal bed, basalt, underground gas storage

Recommended citation: Korzun A.V., Stoupakova A.V., Kharitonova N.A., Pronina N.V., Makarova E.Yu., Vaytekhovich A.P., Osipov K.O., Lopatin A.Yu., Aseeva A.V., Karpushin M.Yu., Sautkin R.S., Peregudov Yu.D., Bolshakova M.A., Sitar K.A., Redkin A.S. (2023). Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review). *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 22–35. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2>

References

- Alfredsson H.A., Hardarson B.S., Franzson H., Gislason S.R. (2008). CO₂ sequestration in basaltic rock at the Hellisheidi site in SW Iceland: Stratigraphy and chemical composition of the rocks at the injection site. *Mineralogical Magazine*, 72(1), pp. 1–5. <https://doi.org/10.1180/minmag.2008.072.1.1>
- Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P., Mathiassen O.M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), pp. 430–443. [http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
- Baklid A., Korbol R., Owren G. (1996). Sleipner Vest CO₂ disposal, CO₂ injection into a shallow underground aquifer. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE-36600-MS. <https://doi.org/10.2118/36600-MS>
- Brouard B., Bérest P. (2019). Over-pressured salt solution mining caverns and leakage mechanisms. Phase 2: Cavern-Scale Report. 151 p.

Caglayan D.G., Weber N., Heinrichs H.U., Linßen, Robinius M., Kukla P.A., Stolten D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), pp. 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>

Da Costa A.M., da Costa P.V.M., Udebhulu O.D., Azevedo R.C., Ebecken N.F.F., Miranda, A.C.O., de Eston S. M., de Tomi G., Meneghini J. R., Nishimoto K., Ruggiere F., Malta E., Fernandes É.R., Brandão C.M., Breda A. (2019). Potential of storing gas with high CO₂ content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 9(1), pp. 79–94. <https://doi.org/10.1002/ghg.1834>

Daval D., Sissmann O., Menguy N., Saldi G.D., Guyot F., Martinez I., Corvisier J., Garcia B., Machouk I., Knauss K.G., Hellmann R. (2011). Influence of amorphous silica layer formation on the dissolution rate of olivine at 90 °C and elevated pCO₂. *Chemical Geology*, 284(1–2), pp. 193–209. <https://dx.doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.02.021>

DeVries K.L., Mellegard K.D., Callahan G.D., Goodman W.M. (2005). Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt. *Final Report*. Rapid City: RESPEC, 191 p.

Donadei S., Schneider G.S. (2016). Compressed air energy storage in underground formations. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 113–133. <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00006-3>

Donadei S., Schneider G.S. (2022). Compressed air energy storage. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 141–156. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824510-1.00034-9>

Duhan J. (2018). Compressed Air Energy Storage in Salt Caverns: Geomechanical Design Workflow, CAES Siting Study from a Geomechanics Perspective, and Deep Brine Disposal. *Master of Applied Science in Civil Engineering thesis*. Waterloo: Univ. of Waterloo, 183 p.

Ennis-King J., Gibson-Poole C.M., Lang S.C., Paterson L. (2002). Long term numerical simulation of geological storage of CO₂ in the Petrel sub-basin, North West Australia. *Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Kyoto, Japan: Elsevier Science, pp. 1–4.

Espinoza D.N., Vandamme M., Pereira J.M., Dangla P., Vidal-Gilbert S. (2014). Measurement and modeling of adsorptive-poromechanical properties of bituminous coal cores exposed to CO₂: Adsorption, swelling strains, swelling stresses and impact on fracture permeability. *International Journal of Coal Geology*, 134–135, pp. 80–95. <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2014.09.010>

Ettinger I.L. (1966). Gas content of fossil coals. Moscow: Nedra, 224 p. (In Russ.)

Gerdemann S.J., O'Connor W.K., Dahlin D.C., Penner L.R., Rush H. (2007). Ex situ aqueous mineral carbonation. *Environmental science & technology*, 41(7), pp. 2587–2593. <https://doi.org/10.1021/es0619253>

Gillhaus A., Horvath P.L. (2008). Compilation of geological and geotechnical data of worldwide domal salt deposits and domal salt cavern fields: Research Project Report 2007-1-SMRI. Clarks Summit, PA, USA: Solution Mining Research Institute and KBB Underground Technologies GmbH.

- Gislason S.R., Wolff-Boenisch D., Stefansson A., Oelkers E.H., Gunnlaugsson E., Sigurdardottir H., Sigfusson B., Broecker W.S., Matter J.M., Stute M., Axelsson G., Fridriksson T. (2010). Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(3), pp. 537–545. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013>
- Goff F., Lackner K.S. (1998). Carbon dioxide sequestering using ultramafic rocks. *Environmental Geosciences*, 5(3), pp. 89–101. <https://doi.org/10.1046/J.1526-0984.1998.08014.X>
- Goldberg D.S., Takahashi T., Slagle A.L. (2008). Carbon dioxide sequestration in deep-sea basalt. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 105(29), pp. 9920–9925. <https://doi.org/10.1073/pnas.0804397105>
- GOST R ISO 27914-2023 (2023). Capture, transport and storage of carbon dioxide (Underground). ISO 27914:2017, IDT. (In Russ.)
- Gridin V.A., Sterlenko Z.V., Eremina N.V., Logvinova T.V. (2015). Geological bases for the design and operation of underground gas storage facilities. Stavropol: North Caucasian Fed. Univ., 110 p. (In Russ.)
- Gunter W.D., Perkins E.H., McCann T.J. (1993). Aquifer disposal of CO₂-rich gases: Reaction design for added capacity. *Energy Conversion and management*, 34(9–11), pp. 941–948. <https://doi.org/10.1016/0196-8904%2893%2990040-H>
- Gysi A.P., Stefansson A. (2012). CO₂-water-basalt interaction. Low temperature experiments and implications for CO₂ sequestration into basalts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 81, pp. 129–152. <https://doi.org/10.1016/J.GCA.2011.12.012>
- Hana J. X., Lua Y. J., Makarova E. Yu., Bogomolova A. Kh., and Yang Z. Z. (2019). Molecular Simulation of CH₄ and CO₂ Competitive Adsorption in Moisture Coals. *Solid Fuel Chemistry*, (5), pp. 270–279. <https://doi.org/10.3103/S0361521919050057>
- Hamling J. (2015). Bell Creek Oil Field: A Study of Associated CO₂ Storage with a Commercial CO₂ Enhanced Oil Recovery Project. San Francisco, CA: IEAGHG Monitoring Research Network Meeting Lawrence Berkeley Laboratory. 34 p. <https://dokumen.tips/documents/bell-creek-oil-field-a-study-of-associated-co2-bell-creek-oil-field-a-study.html?page=1>
- Hänchen M., Prigiobbe V., Baciocchi R., Mazzotti M. (2008). Precipitation in the Mg-carbonate system—effects of temperature and CO₂ pressure. *Chemical Engineering Science*, 63(4), pp. 1012–1028. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2007.09.052>
- Heiskanen E. (2006). Case 24: Snøhvit CO₂ capture & storage project. Helsinki: National Consumer Research Centre, 20 p. https://www.esteem-tool.eu/fileadmin/esteem-tool/docs/CASE_24_def.pdf
- Horváth P.L., Donadei S., Zapf D. (2020). Detailing of Basic Data, Information System & Potential Estimate for Site Selection of Salt Caverns for CAES and Hydrogen Storage in Bedded Salt. *Solution Mining Research Institute Fall 2020 Virtual Technical Conference*, pp. 1–16.
- Huijgen W.J., Ruijg G.J., Comans R.N., Witkamp G.J. (2006). Energy consumption and net CO₂ sequestration of aqueous mineral carbonation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 45(26), pp. 9184–9194. <http://dx.doi.org/10.1021/ie060636k>
- IOGCC (1988). Natural Gas Storage in Salt Caverns, A Guide for State Regulators. Oklahoma: Energy Resources Committee of the Interstate Oil and Gas Compact Commission, 45 p.
- Johnson J.W., Nitao J.J., Steefel C.I., Knauss K.G. (2001). Reactive transport modeling of geologic CO₂ sequestration in saline aquifers: the influence of intra-aquifer shales and the relative effectiveness of structural, solubility, and mineral trapping during prograde and retrograde sequestration. *First national conference on carbon sequestration*. National Energy and Technology Laboratory USA, pp. 14–17.
- Johnson J.W., Nitao J.J., Knauss K.G. (2004). Reactive transport modelling of CO₂ storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms and sequestration partitioning. *Geological Society*, London, Special Publications, 233(1), pp. 107–128. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.08>
- Khan S.A. (2010). The analysis of world projects on catching and a burial place of carbonic gas. *Georesury = Georesources*, 4(36), pp. 55–62. (In Russ.)
- Lackner K.S., Wendt C.H., Butt D.P., Joyce E.L. Jr., Sharp D.H. (1995). Carbon dioxide disposal in carbonate minerals. *Energy*, 20(11), pp. 1153–1170. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(95\)00071-N](https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00071-N)
- Lindeberg E., Wessel-Berg D. (1997). Vertical convection in an aquifer column under a gas cap of CO₂. *Energy Conversion and management*, 38, pp. 229–234. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(96\)00274-9](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00274-9)
- Makarova E. Yu., Mitronov D.V. (2015). Resource base and prospects for coalbed methane production in Russia. *Georesury = Georesources*, 2(61), pp. 101–106. (In Russ.)
- Małachowska A., Łukasik N., Mioduska J., Gębicki J. (2022). Hydrogen storage in geological formations – The potential of salt caverns. *Energies*, 15(14), 5038. <https://doi.org/10.3390/en15145038>
- Maldal T., Tappel I.M. (2004). CO₂ underground storage for Snøhvit gas field development. *Energy*, 29(9–10), pp. 1403–1411. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.074>
- Matter J.M., Takahashi T., Goldberg D. (2007). Experimental evaluation of in situ CO₂-water-rock reactions during CO₂ injection in basaltic rocks: Implications for geological CO₂ sequestration. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 8(2), Q02001. <https://doi.org/10.1029/2006GC001427>
- Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M., Meyer L. (2005). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Cambridge, UK: Cambridge Univ. Press, 431 p. <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>
- Morse D.G., Mastalerz M., Drobnik A., Rupp J.A., Harpalani S. (2010). Variations in coal characteristics and their possible implications for CO₂ sequestration: Tanquary injection site, southeastern Illinois, USA. *International journal of coal geology*, 84(1), pp. 25–38. <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.001>
- National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2019). Sequestration of supercritical CO₂ in deep sedimentary geological formations. *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda*, pp. 273–281. <https://doi.org/10.17226/25259>
- Oelkers E.H., Gislason S.R., Matter J. (2008). Mineral carbonation of CO₂. *Elements*, 4(5), pp. 333–337. <http://dx.doi.org/10.2113/gselements.4.5.333>
- Oldenburg C.M. (2003). Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. *Energy and Fuels*, 17(1), pp. 240–246. <https://doi.org/10.1021/ef020162b>
- Plaat H. (2009). Underground gas storage: Why and how. *Geological Society*, London, Special Publications, 313(1), pp. 25–37. <https://doi.org/10.1144/SP313.4>
- Reeves S., Oudinot A. (2005). The Allison Unit CO₂-ECBM Pilot – A Reservoir and Economic Analysis. *2005 Int. Coalbed Methane symp.*, 0522, pp. 1–16.
- Rochelle C.A., Czernichowski-Lauriol I., Milodowski A.E. (2004). The impact of chemical reactions on CO₂ storage in geological formations: a brief review. *Geological Society, London, Special Publications*, 233(1), pp. 87–106. <http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.07>
- Sasaki K., Akibayashi S. (2000). A Calculation Model for Liquid CO₂ Injection into Shallow Sub-Seabed Aquifer. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 912(1), pp. 211–225. <https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2000.tb06775.x>
- Seifritz W. (1990). CO₂ disposal by means of silicates. *Nature*, 345, pp. 486–486. <https://doi.org/10.1038/345486b0>
- Sipilä J., Teir S., Zevenhoven R. (2008). Carbon dioxide sequestration by mineral carbonation: Literature review update 2005–2007. Report VT 2008-1. 59 p. <https://remineralize.org/wp-content/uploads/2015/10/LITR1.pdf>
- Snæbjörnsdóttir S.Ó., Sigfusson B., Marieni C., Goldberg D., Gislason S.R., Oelkers, E.H. (2020). Carbon dioxide storage through mineral carbonation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 1(2), pp. 90–102. <https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8>
- Sushentsova B.Yu. (2013). Interaction of carbon dioxide with ultrabasic and basic rocks. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 255 p. (In Russ.)
- Tarkowski R., Czapowski G. (2018). Salt domes in Poland—Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), pp. 21414–21427. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>
- Thoms R.L., Martinez J.D. (1978). Preliminary long-term stability criteria for compressed air energy storage caverns in salt domes. Baton Rouge, USA: Louisiana State Univ., 90 p. https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc1203514/m2/1/high_res_d/6524724.pdf
- Vesovic V., Wakeham W.A., Olchoway G.A., Sengers J.V., Watson J.T.R., Millat J. (1990). The transport properties of carbon dioxide. *Journal of physical and chemical reference data*, 19(3), pp. 763–808. <https://doi.org/10.1063/1.555875>
- Warren J.K. (2016). *Evaporites: A Geological Compendium*. Berlin, Springer, 1807 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-13512-0>
- Wilson M., Monea M., Whittaker S., White D., Law D., Chalaturnyk R. (2004). IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring & Storage Project: Summary Report 2000–2004. Regina: Petroleum Technology Research Centre, 284 p.
- Yu H., Zhou, G., Fan W., Ye J. (2007). Predicted CO₂ enhanced coalbed methane recovery and CO₂ sequestration in China. *International Journal of Coal Geology*, 71(2–3), pp. 345–357. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.10.002>
- Zweigel P., Arts R., Lothe A.E., Lindeberg E.B. (2004). Reservoir geology of the Utsira Formation at the first industrial-scale underground CO₂ storage site (Sleipner area, North Sea). *Geological Society*, London, Special Publications, 233(1), pp. 165–180. <http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.11>

About the Authors

Anna V. Korzun – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia A. Kharitonova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna V. Aseeva – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Laboratory of Genetic Mineralogy and Petrology, Far East Geological Institute of the Far East Branch of the Russian Academy of Sciences

159, 100 let Vladivostoku ave, Vladivostok, 690022, Russian Federation

Konstantin O. Osipov – Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia V. Pronina – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena Yu. Makarova – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia P. Vaytekhovich – Graduate Student of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexey Yu. Lopatin – PhD (Engineering), Expert in field development, Center of National Intellectual Reserve, Lomonosov Moscow State University

27, bld.1, Lomonosovsky Prospekt, Moscow, 119192, Russian Federation

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Yury D. Peregodov – Master Student of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ksenia A. Sitar – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexandr S. Redkin – Graduate Student of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 25 April 2023;

Accepted 9 June 2023; Published 30 June 2023