



Научная статья

Анализ оценки перспективности захоронения CO₂ в неизученных водоносных комплексах на примере объекта Пермского края

Риази Масуд¹, П.Ю.Илюшин², Т.Р.Балдина³, Н.С.Санникова², А.В.Козлов⁴✉, К.А.Равелев⁵¹ Назарбаев Университет, Астана, Казахстан² Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия³ ООО МИП «ПрогнозРМ», Пермь, Россия⁴ Пермский научно-образовательный центр мирового уровня «Рациональное недропользование», Пермь, Россия⁵ ГК «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Как цитировать эту статью: Риази Масуд, Илюшин П.Ю., Балдина Т.Р., Санникова Н.С., Козлов А.В., Равелев К.А. Анализ оценки перспективности захоронения CO₂ в неизученных водоносных комплексах на примере объекта Пермского края // Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 931-940. [EDN SCSESI](#)

Аннотация

Одной из важнейших проблем современности является ежегодный рост объемов эмиссии парниковых газов в атмосферу. Бороться с этим явлением можно при помощи сокращения выбросов или разработки и применения технологий улавливания, хранения, использования и утилизации CO₂. В данной работе рассматривается оценка целесообразности и возможности захоронения углекислого газа в глубоких водоносных горизонтах, изучение которых осуществляется в малой степени из-за отсутствия в них полезного ископаемого. Исследованы параметры и результаты закачки CO₂ в водоносный горизонт одного из нефтяных месторождений Пермского края, геологические свойства и характеристики которого определены в данной работе. Рассматриваются критерии применимости, способы оценки объема коллектора и лабораторные исследования по определению свойств CO₂ и особенностей его взаимодействия с моделью пластового флюида. Определен объект закачки, объем коллектора, выполнены PVT-исследования целевого газа, определена его растворимость в пластовой воде. Рассчитана продолжительность заполнения полного объема ловушки при улавливании с целевого промышленного объекта 400 тыс. т CO₂ в год – 202 года. Такое заключение сигнализирует о перспективности захоронения углекислого газа в подземных отложениях неразрабатываемого водоносного комплекса на территории Пермского края, что отражает важность изучения таких геологических объектов захоронения CO₂ для достижения мировых целей по углеродной нейтральности.

Ключевые слова

углекислый газ; водоносный горизонт; захоронение; лабораторные исследования; углеродный след

Финансирование

Исследование выполнено при финансовой поддержке Программы стратегического академического лидерства «Приоритет-2030».

Поступила: 21.09.2022

Принята: 03.06.2024

Онлайн: 23.10.2024

Опубликована: 25.12.2024

Введение.

Важной проблемой, получившей значительную огласку в последнее десятилетие, является увеличение средней температуры на планете* ввиду эмиссии парниковых газов в атмосферу [1]. При этом основным парниковым газом (более 70 % глобальных выбросов) является углекислый газ**. В настоящее время признаков снижения выбросов парниковых газов не наблюдается [2, 3]. При этом потенциальный рост промышленного производства в развивающихся странах, замедленный переход к возобновляемым источникам и энергетические кризисы предполагают увеличение этих выбросов в ближайшие годы [4]. Существует два направления по борьбе с глобальным потеплением – сведение к минимуму количества источников выбросов или развитие технологий улавливания CO₂. Применение

* The Production Gap: 2020 Report. URL: <https://productiongap.org/2020report/> (дата обращения 21.09.2022).

** Global Greenhouse Gas Emissions. URL: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data> (дата обращения 21.09.2022).



методов улавливания и хранения CO₂ может сыграть важнейшую роль в предупреждении глобального потепления [5]. Подробный анализ существующих технологий выполнен в работах [6, 7].

Технологии снижения карбоновых выбросов можно разделить на четыре категории – улавливание, хранение, применение и утилизация. Технологии улавливания CO₂ достаточно развиты и представлены химической абсорбцией или различными мембранными технологиями [8-10]. Технологии транспорта CO₂ также развиты и применяются в промышленности, при этом во всем мире насчитывается более 6500 км трубопроводов [11, 12]. Технологии хранения CO₂ известны во всем мире, в настоящее время насчитывается большое количество действующих проектов по захоронению углекислого газа. Согласно работам [13, 14], утилизация данного газа также активно применяется в различных отраслях промышленности. В частности данные технологии можно встретить в пищевой, строительной, химической отраслях [15, 16]. CO₂ также находит полезное применение [17, 18] в качестве компонента в составе какого-либо продукта. В научных публикациях [19, 20] сообщается об использовании CO₂ в промышленности, например в производстве различных материалов, химикатов и в качестве агента для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). В связи с мировой тенденцией к снижению выбросов CO₂ наблюдается подготовка новых проектов, подразумевающих захоронение газа в различных агрегатных состояниях и в разных объектах. В данной работе рассматривается развивающийся способ захоронения CO₂ – утилизация в истощенный объект разработки, соленосные формации, угольные месторождения или водоносные горизонты [21-23].

Недостатками захоронения CO₂ в угольных пластах является низкая эффективность замещения метана, недостаточная изученность взаимодействия метана и CO₂ в рассматриваемых условиях и несовершенство технологий [24-26]. Закачка же в соленосные и соленые водоносные структуры является наиболее предпочтительным, поскольку возможно использовать в промышленных, сельскохозяйственных и иных целых [27]. Данные горизонты обладают наибольшей способностью к сексвестрации CO₂ [28, 29]. Представлен краткий анализ мирового опыта по захоронению CO₂, приведенного в работах [30-32], для определения наиболее оптимальных характеристик пластов-коллекторов. В основном данный опыт представлен на иностранных активах, поскольку вопросами утилизации углекислого газа зарубежные страны задались намного раньше [33-35]. По результатам выполненной оценки и на основании работы [36], сделан вывод о схожей стоимости реализации технологий хранения CO₂ в выработанных нефтяных месторождениях и в глубинных соленосных пластах, при этом хранение в газовых залежах может стоить значительно дороже. Закачка в нефтяные месторождения для ПНП и повышения извлечения угольного метана CO₂ оказывает положительное влияние и может сделать захоронение экономически более привлекательным, однако в данном случае требуется учитывать множество факторов (эффективность технологии, цены на нефть/метан и т.д.). При этом основные затраты при реализации большинства технологий, за исключением захоронения в угольных пластах, составляют капитальные затраты на нагнетательное оборудование [37].

Представлена комплексная работа по обоснованию выбора объекта для закачки CO₂, определены свойства коллектора, выполнены лабораторные исследования по определению PVT-свойств целевого газа, а также коэффициента его растворения в пластовом флюиде и определению объема закачки целевого газа в исследуемую залежь.

Методы.

Геологические требования к резервуарам для эффективного захоронения CO₂. Обзор мировых проектов по хранению CO₂ показывает, что порода должна иметь высокую пористость, быть проницаемой для углекислого газа; резервуар должен быть покрыт непроницаемыми породами, располагаться на глубине, при которой газ находится под соответствующим жидкому или сверхкритическому состояниям давлением, и быть сложенным из пород, не вступающих в реакции с CO₂ в присутствии воды (песчаник, аргиллит, алевролит и т.д.). Также необходимым критерием является наличие инфраструктуры и коммуникаций в данном регионе. Критерии выбора объекта:

- коллекторские горизонты должны иметь над собой покрышки, сложенные непроницаемыми пластическими или твердыми породами;
- покрышка над выбранным объектом должна быть выдержанной по площади распространения, ее мощность составлять не менее 2-6 м при глубине залегания до 600 м и 4-5 м при глубине залегания более 600 м;



- глубина коллектора должна обеспечивать нахождение CO₂ в сверхкритическом или жидкоком состояниях;
- для обеспечения длительного функционирования хранилищ в разрезе должны быть выявлены дополнительные прослои, обладающие герметизирующей способностью;
- в пределах расчетного контура будущего хранилища CO₂ не должно быть тектонических нарушений, вызывающих снижение герметичности основной и резервной покрышек;
- проницаемость покрышки по углекислому газу не должна превышать 7-10 мкм².

Результаты исследований показали, что для хранилищ CO₂ при повышенном давлении большое значение приобретает глубина его заложения. Для предотвращения утечек газа по трещинам гидростатическое давление подземных вод по контуру хранилища должно превышать внутреннее давление газа. Лучшими с точки зрения устойчивости подземных сооружений признаются крупные гранитоидные массивы. В практике выбора мест размещения подземных хранилищ газа большое значение придается поиску монолитных структурных блоков в геологических формациях.

В работе [38] исследованы свойства CO₂ при различных условиях и определено, что глубина залегания пласта для его закачки должна составлять более 1000 м, поскольку при данной отметке закачиваемый CO₂ будет находиться в сверхкритическом состоянии.

Выбор объекта исследования и количественная оценка объема коллектора. На основании определенных критериев и анализа объектов разработки нефтяных месторождения для хранения CO₂ выбран водоносный комплекс одного из нефтяных месторождений юга Пермского края, в частности, фаменские отложения.

Экспертная оценка объема коллектора, который теоретически сможет вместить в себя закачиваемый углекислый газ, проведена на основе формулы подсчета запасов объемным методом, исключая переменные, отвечающие за насыщенность:

$$V_{\text{кол}} = Sh_{\text{эфф}}k_{\text{п}}, \quad (1)$$

где S – площадь распространения коллектора, м²; $h_{\text{эфф}}$ – эффективная толщина пласта, м; $k_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, д.ед.

Для вычисления площади рассматриваемого пласта создана структурная карта кровли его поверхности, построенная на основе карты по отражающему горизонту II_к (кровля визейских терригенных отложений) с использованием метода схождения в программном продукте Surfer и CorelDraw. С помощью разбивок по скважинам определены значения толщин от известной поверхности по кровле тульского терригенного горизонта до кровли фаменских отложений. По этим данным построена карта изохор. Совмещенная структурную карту по II_к с картой изохор, при их пересечении можно определить абсолютную отметку необходимой поверхности – кровли фаменских отложений во многих точках карты, вычисление производится по правилам алгебраического суммирования. В результате получена структурная карта кровли фаменских отложений.

Площадь рассчитывается в пределах последней замкнутой изогипсы, лежащей внутри границ лицензионного участка. Выбрана замкнутая стратоизогипса с абсолютной отметкой 1420 м. В пределах данной изогипсы рассчитана площадь с помощью макроса GetCurve в ПО CorelDraw. В результате площадь выбранного участка составляет 102,2 км². Фаменские залежи нефти распространены на юге Пермского края и приурочены к юго-восточном борту Камско-Кинельской системы прогибов. Эффективная толщина и пористость определены на основании анализа промыслового опыта эксплуатации данных фаменских залежей. Массив данных по толщине составил 107 значений, а по пористости – 3991. На основе полученных значений построены гистограммы, определены границы значений и проведен статистический анализ. Для наилучшего прогнозирования определяемого показателя использованы встроенные пакеты анализа в программном продукте Excel. С помощью функции TRIANG_INV, где заданы пределы в виде минимальных, максимальных и модальных значений, смоделировано 10 тысяч случайных величин (для репрезентативности) по коэффициенту пористости и эффективной толщине, площадь распространения коллектора остается неизменной величиной. По формуле оценки объема коллектора получено 10 тысяч величин.

Физико-химические свойства исследуемого образца воды и углекислого газа. Для реализации PVT-исследований искусственно создана модель газа, поступающего из блока короткоциклической адсорбции (КЦА) одного из промышленных объектов Пермского края. Данный газ является смесью двух газов – углекислого (93 %) и метана (7 %). Плотность исследованной воды в нормальных условиях составляет 1180 кг/м³, вязкость 1,55 мПа·с, минерализация 256,6 г/л. Поскольку отбор проб с неразрабатываемого объекта невозможен, пробы отобраны с вышележащего объекта. Согласно проектному документу на разработку рассматриваемого месторождения, свойства пластовой воды на данных объектах отличаются незначительно и не вносят какие-либо изменения в результаты лабораторных экспериментов.

Лабораторные исследования на PVT-установке. В исследованиях использовано следующее оборудование: установка для термодинамических исследований AmCore AMR-F 1004.01, установка рекомбинации проб AmCore AMR-T 1000.15, газометр автоматический AmCore AMR-F 1002, анализатор плотности жидкостей Anton Paar GmbH, пресс автоматический измерительный AmCore AMR-AMP200, воздушный поршневой коаксиальный компрессор АЭРУС 210/24, термостат жидкостный низкотемпературный КРИО-ВТ-12-1 серии МАСТЕР ООО «ТЕРМЭКС».

Основные этапы исследований:

- оценка фазового состояния целевого газа при различных барических условиях пласта;
- анализ плотности целевого газа при различных барических условиях пласта;
- определение коэффициента сжимаемости целевого газа при различных барических условиях пласта;
- оценивание коэффициента растворения целевого газа в пластовой воде при различных барических условиях пласта.

Анализ фазового состояния целевого газа заключался в получении зависимости P - V для исследуемого образца с выделением критического давления, соответствующего переходу газа из жидкого состояния в смешанное (жидкость + газ). Другими словами, при данном давлении из жидкости выделяется первый пузырек газа. Температура выполняемых исследований во всех случаях составляет 28 °C, что соответствует термическим условиям изучаемого пласта. Также определялась плотность смеси для представления ее физических свойств в пластовых условиях. С учетом данных значений плотности газа при различных барических условиях рассчитаны коэффициенты сжимаемости изучаемой смеси:

$$Z = \frac{P\rho_0 T_0}{P_0 \rho T}, \quad (2)$$

где ρ – плотность целевого газа при давлении P (МПа) и температуре T (К), моделируемых в PVT-ячейке, кг/м³; ρ_0 – плотность целевого газа при стандартных условиях ($P_0 = 0,101325$ МПа, $T_0 = 293,15$ К), принимаемая равной 1,983 кг/м³.

Оценка коэффициента растворения газа в пластовой воде играет важную роль в определении в рамках оценки возможного объема захоронения CO₂ в связи с известным фактом о растворении газа в пластовых водах, вследствие чего необходимо оценить объем исследуемого газа, способного раствориться в воде, которая насыщает целевой пласт. Для этого проведена серия исследований на PVT-установке, в которую при помощи вспомогательного лабораторного оборудования было закачано определенное количество газовой смеси и пробы воды 4,6 мл.

Оценка возможного объема закачки целевого газа в исследуемую залежь. На основании проведенных расчетов объема залежи и свойств целевого газа необходимо было вычислить объем газа, который может вместить рассматриваемая залежь. Для этого требовалось определить наибольшее давление, которое можно создать в коллекторе, на основе оценки давления гидроразрыва пласта и максимального давления, ограниченного технологическим оборудованием. Объем закачки определяется как отношение объема выбросов CO₂ на рассчитанный объем коллектора.

Определение максимального давления в целевой залежи. Согласно анализу технических характеристик существующего технологического оборудования, максимальное давление составляет



около 35 МПа. При оценке давления гидравлического разрыва пласта использовалась схема расчета по формуле Хабберта – Уиллса:

$$P_{\text{ГРП}} = 1/3(P_{\text{г}} - P_{\text{пл}}) + P_{\text{пл}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{г}}$ – горное давление, $P_{\text{г}} = \rho_{\text{г}}gH_{\text{пл}}$, МПа; $\rho_{\text{г}}$ – плотность горных пород, $\text{кг}/\text{м}^3$; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$; $H_{\text{пл}}$ – глубина пласта, м; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, $P_{\text{пл}} = \rho_{\text{в}}gH_{\text{пл}}$, МПа; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Обсуждение результатов.

Оценка объема коллектора выполнена по описанной методике. В результате статистического анализа с помощью перцентиляй получены следующие результаты:

- 10-й перцентиль означает, что всего 10 % из выборки объема коллектора принимает значения меньше или равные 103177,6 тыс. м^3 ;
- 50-й перцентиль – равновероятно, что объем коллектора может принимать значения как меньше, так и больше 269216,9 тыс. м^3 ;
- 90-й перцентиль – всего 10 % из выборки объема коллектора принимает значения больше и равные 591583,8 тыс. м^3 .

Авторами работы для дальнейшего исследования принят объем по наихудшему варианту, т.е. по 10 перцентилю – 103177,6 тыс. м^3 .

Исследования PVT-свойств целевого газа. По результатам интерпретации зависимости P - V целевого газа (рис.1) определено, что критическое давление перехода из жидкого состояния в смешанное соответствует значению 5,59 МПа. Представлены изображения ячейки, заполненной целевым газом. При давлении 45,51 МПа целевой газ находится полностью в жидкой фазе (рис.2, а) и 5,12 МПа наблюдается граница раздела фаз (рис.2, б).

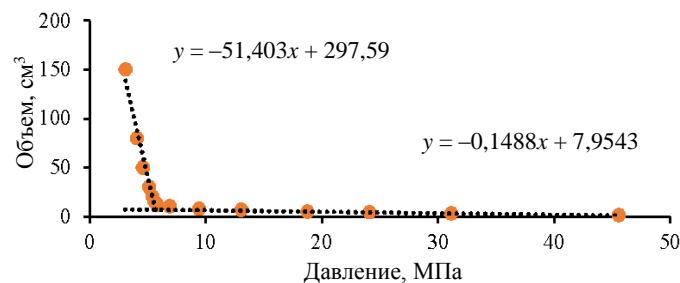


Рис.1. Зависимость P - V целевого газа

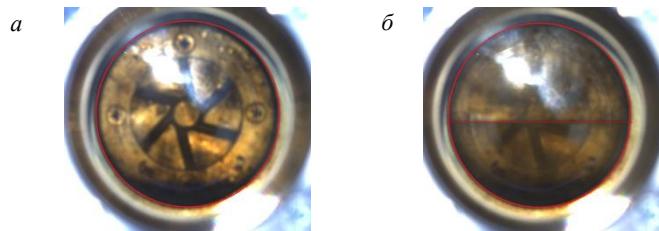


Рис.2. Ячейки, заполненные целевым газом при различном давлении: $P = 45,51 \text{ МПа}$ (а); $P = 5,12 \text{ МПа}$ (б)

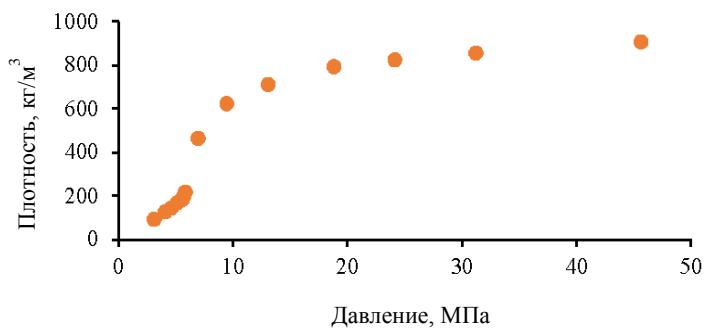
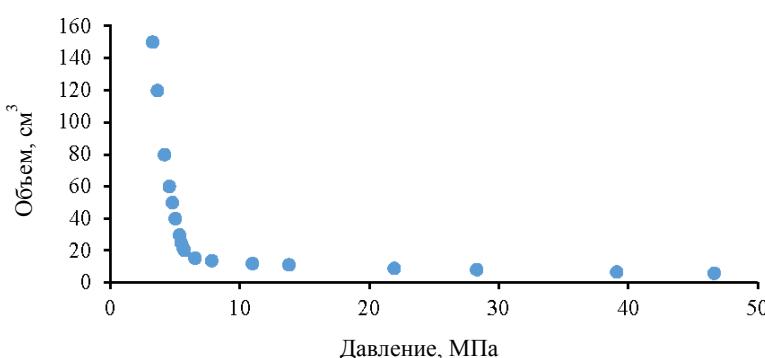
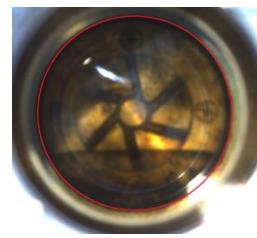


Рис.3. Зависимость плотности целевого газа от давления, создаваемого в ячейке PVT-установки

Полученное критическое давление подтверждается визуальным анализом.

Итог измерения плотности смеси, выполненного в данном исследовании, приведен на рис.3. По результатам оценки плотности рассчитаны значения коэффициента сжимаемости по формуле (2). При увеличении давления до критического значение коэффициента сжимаемости уменьшается от 0,64 до 0,51, после чего снижается до 0,28 при давлении 6,9 МПа. При дальнейшем увеличении давления этот параметр повышается до 0,29 при давлении 9,4 МПа, 0,35 при 13,0 МПа, 0,56 при 24,1 МПа и 0,96 при 45,51 МПа. Ценность полученных результатов заключается в возможности увеличения точности оценки численных значений объемов закачки газа с блока КЦА в целевой объект.

Результаты исследования коэффициента растворения целевого газа в пластовой воде представлены на рис.4. Граница раздела фаз целевого газа и воды отчетливо заметна на изображении PVT-ячейки, заполненной смесью целевого газа и пластовой воды при давлении 39,12 МПа (рис.5).

Рис.4. Зависимость P - V смеси целевого газа и водыРис.5. Ячейка, заполненная смесью целевого газа и пластовой воды при $P = 39,12$ МПа

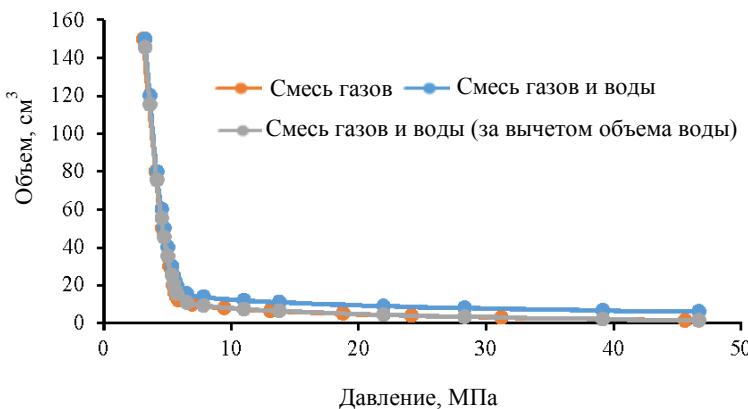
Для оценки коэффициента растворения целевого газа в пластовой воде построен совмещенный график зависимостей P - V , а также добавлен график зависимости P - V смеси целевого газа и пластовой воды за вычетом объема данной воды, что позволяет при анализе графиков оценить растворившийся объем газа в воде в различных барических условиях (рис.6). Наложение красной (смесь газов) и зеленой (смесь газов и воды) линий свидетельствует о том, что процесс растворения целевого газа в пластовой воде отсутствует во всем диапазоне рассматриваемых барических условий при пластовой температуре, поэтому при оценке объемов закачки газа с блока КЦА в фаменский ярус необходимо учесть, что весь объем закачанного газа будет находиться в свободном состоянии в пластовых условиях.

Опыт захоронения CO_2 [31, 34, 35] также указывает на низкую растворимость данного газа в пластовой воде. В работах [39-41] проведены лабораторные исследования влияния на растворимость CO_2 в воде различных факторов, которые показали снижение растворимости с увеличением минерализации воды. Причем растворимость CO_2 значительно повышается с увеличением температуры исследования. На основании данного анализа можно сделать вывод о корректности проведенных исследований.

Определение объема закачки целевого газа в исследуемую залежь. Предполагается, что весь объем фаменской залежи займет данный газ, а пластовая вода вытеснится за пределы установленного объема ловушки в пределах лицензионного участка. Данное предположение обосновывается законами гравитационного разделения фаз из-за меньшей плотности целевого газа в рассмотренном диапазоне давлений.

Проведенный анализ давлений ГРП на фаменских залежах Пермского края, а также по уравнению (2) показали, что давление гидроразрыва пласта соответствует значению 23 МПа, что меньше максимально допустимого давления применяемого технологического оборудования. Вследствие

этого при оценке объемов закачки целевого газа в рассматриваемую залежь необходимо ограничиться давлением ГРП с запасом 20 %, т.е. расчет объемов целевого газа осуществлен при критическом давлении 18,4 МПа. Для определения массы закачиваемого объема целевого газа в пласт выполнена экстраполяция графика зависимости плотности целевого газа от давления (см. рис.3). Определено, что при утвержденном критическом давлении 18,4 МПа плотность исследуемой смеси газа составит $784,6 \text{ кг}/\text{м}^3$, при этом газ должен находиться в жидком состоянии.

Рис.6. Зависимости P - V целевого газа, смеси целевого газа и пластовой воды



С учетом объема фаменской залежи определена масса целевого газа, который способен вместиться в данной залежи по результатам реализованных исследований – закачка газов с блока КЦА может продолжаться на протяжении 202 лет (при принятии расхода газа 400 тыс. т в год) и в итоге составит 80,95 млн т.

Экономическая оценка проекта. Экономическая модель реализации предлагаемого проекта предполагает помочь со стороны государства в виде дотаций. Это связано с высокой стоимостью, при которой накопленный дисконтированный чистый денежный поток (CDCF) получается отрицательным на конец предполагаемого периода. Модель содержит все расходы по капитальным вложениям (строительство углекислотопровода, обустройство скважин, необходимое оборудование) и операционным затратам на обеспечение работы системы. Одной из важных статей расходов является необходимый комплекс работ по доизучению залежи и флюидов для заключительного обоснования возможности и целесообразности проекта. Большие штрафы за выбросы углекислого газа в атмосферу включаются в графу прибыли.

Экономические расчеты, по которым принят срок окупаемости проекта, равный 15 годам, показали, что при дотации государства в размере 24,6 руб. за одну тонну утилизированного газа проект выходит на положительный CDCF. По мнению авторов, эта модель отражает реалистичный вариант реализации проекта. При увеличении принимаемого срока окупаемости дотации снижаются.

Оценка рисков и воздействия на окружающую среду при реализации технологии захоронения CO₂. Механизмы, способствующие повторному выходу углекислого газа на поверхность [42, 43]:

- миграция газа отдельными частями через нарушенные и проницаемые породы, а также через нагнетательные скважины (коррозия, износ);
- молекулярная диффузия и растворение углекислого газа через покрывающие породы;
- движение CO₂ вместе с движущимися водоносными горизонтами;
- техногенное нарушение земель, горные отвалы, хвостохранилища, содействующие нарушению подземного геологического пространства и увеличению утечек CO₂.

В работе [44] отмечается, что закачка больших объемов углекислого газа в подземные хранилища может привести к землетрясениям, обвалу хранилища и последующим выбросам в атмосферу. Риски, связанные с утечкой в результате хранения CO₂ в геологических резервуарах, делятся на глобальные и локальные. Риски на глобальном уровне связаны с выбросом CO₂, который может существенным образом способствовать изменению климата, если происходит утечка в атмосферу определенной доли газа [45]. Риски локального уровня могут быть классифицированы как риски для здоровья, безопасности и окружающей среды – утечки CO₂ в атмосферу или неглубокие земные слои, интенсификация химических процессов за счет попадания растворенного CO₂ в недра и эффекты, возникающие за счет вытеснения жидкостей закачанным CO₂ [46, 47]. Классическими способами снижения опасности, связанной с данными видами утечек, является тщательное проектирование и выбор места для системы хранения, а также применение методов раннего обнаружения утечки (желательно задолго до того, как CO₂ достигнет поверхности земли) [48-50].

Заключение.

Разработка и практическое применение технологий захоронения CO₂ является одним из важнейших направлений борьбы с глобальным потеплением. Предлагаемая технология использования углекислого газа может стать главной в решении проблемы выбросов CO₂ как на рассмотренном предприятии, так и в России в целом.

Определены критерии выбора объекта для реализации технологии захоронения углекислого газа в геологических резервуарах. С учетом геологического строения определен оптимальный целевой объект на территории Пермского края, проведена оценка объема залежи, которая с вероятностью 90 % составит не менее 103177,6 тыс. м³.

Выполнены лабораторные исследования, по результатам которых определены PVT-свойства целевого газа, его плотность и коэффициент сжимаемости при различных барометрических условиях, а также растворимость в пластовой воде. Получены результаты, показывающие, что весь

объем закачанного газа будет находиться в свободном состоянии в пластовых условиях, а не частично в растворенном.

Оценка параметров закачки и расчеты показали, что при улавливании с промышленного объекта 400 тыс. т CO₂ в год закачка до полного заполнения объема коллектора может продолжаться на протяжении 202 лет, и составит 80,95 млн т данного газа.

Создание экономической модели позволяет утвердить окупаемость предлагаемого проекта за пятнадцатилетний период при поддержке государства (за утилизацию выбросов CO₂ в атмосферу Земли) в размере 24,6 руб./т.

Значительный экологический эффект от захоронений углекислого газа в подземных отложениях неразрабатываемого водоносного комплекса свидетельствует о необходимости привлечения внимания к данным объектам, которые в настоящее время мало или вовсе не изучены в связи с отсутствием промышленной значимости.

В качестве рекомендаций по доизучению вмещающей структуры (определения границ залежи, ее строения и характеристик), а также процессов, происходящих в пласте, предлагается проведение промыслового-геофизических исследований существующих скважин и бурение новых; проведение лабораторных исследований, включая PVT-исследования и фильтрационные.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ильинова А.А., Ромашева Н.В., Стройков Г.А. Перспективы и общественные эффекты проектов секвестрации и использования углекислого газа // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 493-502. DOI: [10.31897/PMI.2020.4.12](https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.12)
2. Le Quéré C., Korsbakken J.I., Wilson C. et al. Drivers of declining CO₂ emissions in 18 developed economies // Nature Climate Change. 2019. Vol. 9. P. 213-217. DOI: [10.1038/s41558-019-0419-7](https://doi.org/10.1038/s41558-019-0419-7)
3. Fawad M., Mondol N.H. Monitoring geological storage of CO₂: a new approach // Scientific Reports. 2021. Vol. 11. № 5942. DOI: [10.1038/s41598-021-85346-8](https://doi.org/10.1038/s41598-021-85346-8)
4. Quarton C.J., Samsatli S. The value of hydrogen and carbon capture, storage and utilisation in decarbonising energy: Insights from integrated value chain optimisation // Applied Energy. 2020. Vol. 257. № 113936. DOI: [10.1016/j.apenergy.2019.113936](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113936)
5. Rosa L., Sanchez D.L., Realmonte G. et al. The water footprint of carbon capture and storage technologies // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021. Vol. 138. № 110511. DOI: [10.1016/j.rser.2020.110511](https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110511)
6. Bui M., Adjiman C.S., Bardow A. et al. Carbon capture and storage (CCS): the way forward // Energy & Environmental Science. 2018. Vol. 11. Iss. 5. P. 1062-1176. DOI: [10.1039/C7EE02342A](https://doi.org/10.1039/C7EE02342A)
7. Gür T.M. Carbon Dioxide Emissions, Capture, Storage and Utilization: Review of Materials, Processes and Technologies // Progress in Energy and Combustion Science. 2022. Vol. 89. № 100965. DOI: [10.1016/j.pecs.2021.100965](https://doi.org/10.1016/j.pecs.2021.100965)
8. Федосеев С.В., Цветков П.С. Ключевые факторы общественного восприятия проектов захвата и захоронения углекислого газа // Записки Горного института. 2019. Т. 237. С. 361-368. DOI: [10.31897/PMI.2019.3.361](https://doi.org/10.31897/PMI.2019.3.361)
9. Ширинкина Е.С., Слюсарь Н.Н., Коротаев В.Н. Улавливание CO₂ от стационарных источников с последующей защадкой в подземные горизонты: обзор современных технологических решений // Экология и промышленность России. 2021. Т. 25. № 10. С. 64-71. DOI: [10.18412/1816-0395-2021-10-64-71](https://doi.org/10.18412/1816-0395-2021-10-64-71)
10. Chufeng Song, Qingling Liu, Na Ji et al. Alternative pathways for efficient CO₂ capture by hybrid processes – A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 82. Part 1. P. 215-231. DOI: [10.1016/j.rser.2017.09.040](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.040)
11. Al Baroudi H., Awoyomi A., Patchigolla K. et al. A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage // Applied Energy. 2021. Vol. 287. № 116510. DOI: [10.1016/j.apenergy.2021.116510](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116510)
12. Wei Lu, Hao Hu, Guansheng Qi. Effect of Pipe Diameter and Inlet Parameters on Liquid CO₂ Flow in Transportation by Pipeline with Large Height Difference // Processes. 2019. Vol. 7. Iss. 10. № 756. DOI: [10.3390/pr7100756](https://doi.org/10.3390/pr7100756)
13. Ravikumar D., Duo Zhang, Keoleian G. et al. Carbon dioxide utilization in concrete curing or mixing might not produce a net climate benefit // Nature Communications. 2021. Vol. 12. № 855. DOI: [10.1038/s41467-021-21148-w](https://doi.org/10.1038/s41467-021-21148-w)
14. Qian Zhu. Developments on CO₂-utilization technologies // Clean Energy. 2019. Vol. 3. № 2. P. 85-100. DOI: [10.1093/ce/zkz008](https://doi.org/10.1093/ce/zkz008)
15. Alper E., Orhan O.Y. CO₂ utilization: Developments in conversion processes // Petroleum. 2017. Vol. 3. Iss. 1. P. 109-126. DOI: [10.1016/j.petlm.2016.11.003](https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.003)
16. Medrano-García J.D., Javaloyes-Antón J., Vázquez D. et al. Alternative carbon dioxide utilization in dimethyl carbonate synthesis and comparison with current technologies // Journal of CO₂ Utilization. 2021. Vol. 45. № 101436. DOI: [10.1016/j.jcou.2021.101436](https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101436)
17. Beheshti E., Riahi S., Riazi M. Impacts of oil components on the stability of aqueous bulk CO₂ foams: An experimental study // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2022. Vol. 648. № 129328. DOI: [10.1016/j.colsurfa.2022.129328](https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.129328)
18. Farajzadeh R., Eftekhari A.A., Dafnomilis G. et al. On the sustainability of CO₂ storage through CO₂ – Enhanced oil recovery // Applied Energy. 2020. Vol. 261. № 114467. DOI: [10.1016/j.apenergy.2019.114467](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114467)



19. Bommareddy R.R., Yanming Wang, Pearcy N. et al. A Sustainable Chemicals Manufacturing Paradigm Using CO₂ and Renewable H₂ // iScience. 2020. Vol. 23. Iss. 6. № 101218. [DOI: 10.1016/j.isci.2020.101218](https://doi.org/10.1016/j.isci.2020.101218)
20. Von Witzendorff P., Pohl L., Suttmann O. et al. Additive manufacturing of glass: CO₂-Laser glass deposition printing // Procedia CIRP. 2018. Vol. 74. P. 272-275. [DOI: 10.1016/j.procir.2018.08.109](https://doi.org/10.1016/j.procir.2018.08.109)
21. Ajayi T., Gomes J.S., Bera A. A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches // Petroleum Science. 2019. Vol. 16. Iss. 5. P. 1028-1063. [DOI: 10.1007/s12182-019-0340-8](https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8)
22. Kelemen P., Benson S.M., Pilorgé H. et al. An Overview of the Status and Challenges of CO₂ Storage in Minerals and Geological Formations // Frontiers in Climate. 2019. Vol. 1. № 9. [DOI: 10.3389/fclim.2019.00009](https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00009)
23. Дорохин В.Г. Методика использования углекислого газа в различных агрегатных состояниях на подземных хранилищах газа: Автoref. дис. ... канд. техн. наук. М.: Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий, 2017. 26 с.
24. Liangliang Jiang, Zhangxin Chen, Farouq Ali S.M. Feasibility of carbon dioxide storage in post-burn underground coal gasification cavities // Applied Energy. 2019. Vol. 252. № 113479. [DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113479](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113479)
25. Kai Wang, Jienan Pan, Enying Wang et al. Potential impact of CO₂ injection into coal matrix in molecular terms // Chemical Engineering Journal. 2020. Vol. 401. № 126071. [DOI: 10.1016/j.cej.2020.126071](https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.126071)
26. Yang Bai, Hai-Fei Lin, Shu-Gang Li et al. Molecular simulation of N₂ and CO₂ injection into a coal model containing adsorbed methane at different temperatures // Energy. 2021. Vol. 219. № 119686. [DOI: 10.1016/j.energy.2020.119686](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119686)
27. Aydin G., Karakurt I., Aydiner K. Evaluation of geologic storage options of CO₂: Applicability, cost, storage capacity and safety // Energy Policy. 2010. Vol. 38. Iss. 9. P. 5072-5080. [DOI: 10.1016/j.enpol.2010.04.035](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.035)
28. Babarinde O., Schwartz B., Jingyao Meng et al. An overview of geological carbon sequestration and its geomechanical aspects // Geological Society, London, Special Publications. 2023. Vol. 528. P. 61-72. [DOI: 10.1144/SP528-2022-51](https://doi.org/10.1144/SP528-2022-51)
29. Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа // Георесурсы. 2010. № 4 (36). С. 55-62.
30. Estublier A., Fornel A., Brosse É. et al. Simulation of a Potential CO₂ Storage in the West Paris Basin: Site Characterization and Assessment of the Long-Term Hydrodynamical and Geochemical Impacts Induced by the CO₂ Injection // Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies nouvelles. 2017. Vol. 72. Iss. 4. № 22. [DOI: 10.2516/ogst/2017021](https://doi.org/10.2516/ogst/2017021)
31. Bonto M., Welch M.J., Lüthje M. et al. Challenges and enablers for large-scale CO₂ storage in chalk formations // Earth-Science Reviews. 2021. Vol. 222. № 103826. [DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103826](https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103826)
32. Tasianas A., Koukouzas N. CO₂ Storage Capacity Estimate in the Lithology of the Mesohellenic Trough, Greece // Energy Procedia. 2016. Vol. 86. P. 334-341. [DOI: 10.1016/j.egypro.2016.01.034](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.01.034)
33. Shogenov K., Shogenova A., Gei D., Forlin E. Synergy of CO₂ Storage and Oil Recovery in Different Geological Formations: Case Study in the Baltic Sea // Energy Procedia. 2017. Vol. 114. P. 7047-7054. [DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1846](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1846)
34. Sliaupa S., Shogenova A., Shogenov K. et al. Industrial carbon dioxide emissions and potential geological sinks in the Baltic states // Oil Shale. 2008. Vol. 25. № 4. P. 465-484. [DOI: 10.3176/oil.2008.4.06](https://doi.org/10.3176/oil.2008.4.06)
35. Verdon J.P., Stork A.L., Bissell R.C. et al. Simulation of seismic events induced by CO₂ injection at In Salah, Algeria // Earth and Planetary Science Letters. 2015. Vol. 426. P. 118-129. [DOI: 10.1016/j.epsl.2015.06.029](https://doi.org/10.1016/j.epsl.2015.06.029)
36. Toth F.L., Miketa A. The Costs of the Geological Disposal of Carbon Dioxide and Radioactive Waste // Geological Disposal of Carbon Dioxide and Radioactive Waste: A Comparative Assessment. Dordrecht: Springer, 2011. P. 215-262. [DOI: 10.1007/978-90-481-8712-6_8](https://doi.org/10.1007/978-90-481-8712-6_8)
37. Heddle G., Herzog H., Klett M. The Economics of CO₂ Storage. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, 2003. 115 p.
38. Хан С.А., Дорохин В.Г., Бондаренко Н.П. Использование особенностей агрегатных состояний диоксида углерода для замещения части буферного объема подземных хранилищ газа // Газовая промышленность. 2016. №. 4. С. 50-54.
39. Esene C., Rezaei N., Aborig A., Zendehboudi S. Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery // Fuel. 2019. Vol. 237. P. 1086-1107. [DOI: 10.1016/j.fuel.2018.08.106](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.106)
40. Thomas C., Dehaeck S., De Wit A. Convective dissolution of CO₂ in water and salt solutions // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2018. Vol. 72. P. 105-116. [DOI: 10.1016/j.ijggc.2018.01.019](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.01.019)
41. Guodong Cui, Yi Wang, Zhenhua Rui et al. Assessing the combined influence of fluid-rock interactions on reservoir properties and injectivity during CO₂ storage in saline aquifers // Energy. 2018. Vol. 155. P. 281-296. [DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.024](https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.024)
42. Hang Deng, Bielicki J.M., Oppenheimer M. et al. Leakage risks of geologic CO₂ storage and the impacts on the global energy system and climate change mitigation // Climatic Change. 2017. Vol. 144. Iss. 2. P. 151-163. [DOI: 10.1007/s10584-017-2035-8](https://doi.org/10.1007/s10584-017-2035-8)
43. Pla C., Cuezy S., Martinez-Martinez J. et al. Role of soil pore structure in water infiltration and CO₂ exchange between the atmosphere and underground air in the vadose zone: A combined laboratory and field approach // Catena. 2017. Vol. 149. Part 1. P. 402-416. [DOI: 10.1016/j.catena.2016.10.018](https://doi.org/10.1016/j.catena.2016.10.018)
44. Lan-Cui Liu, Qi Li, Jiu-Tian Zhang, Dong Cao. Toward a framework of environmental risk management for CO₂ geological storage in China: gaps and suggestions for future regulations // Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. 2016. Vol. 21. Iss. 2. P. 191-207. [DOI: 10.1007/s11027-014-9589-9](https://doi.org/10.1007/s11027-014-9589-9)
45. Pawar R.J., Bromhal G.S., Carey J.W. et al. Recent advances in risk assessment and risk management of geologic CO₂ storage // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2015. Vol. 40. P. 292-311. [DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.06.014](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.06.014)
46. Qi Li, Guizhen Liu. Risk Assessment of the Geological Storage of CO₂: A Review // Geologic Carbon Sequestration. Cham: Springer, 2016. P. 249-284. [DOI: 10.1007/978-3-319-27019-7_13](https://doi.org/10.1007/978-3-319-27019-7_13)
47. Arora V., Saran R.K., Kumar R., Yadav S. Separation and sequestration of CO₂ in geological formations // Materials Science for Energy Technologies. 2019. Vol. 2. Iss. 3. P. 647-656. [DOI: 10.1016/j.mset.2019.08.006](https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.08.006)
48. Hladík V., Prochář R., Opletal V. et al. CO₂-SPICER – Czech-Norwegian Project to prepare a CO₂ storage pilot in a carbonate reservoir // TCCS-11 – Trondheim Conference on CO₂ Capture, Transport and Storage, 21-23 June 2021, Trondheim, Norway. SINTEF Academic Press, 2021. P. 318-322.



49. Fawad M., Mondol N.H. Monitoring geological storage of CO₂: a new approach // Scientific Reports. 2021. Vol. 11. № 5942. [DOI: 10.1038/s41598-021-85346-8](https://doi.org/10.1038/s41598-021-85346-8)

50. Flohr A., Schaap A., Achterberg E.P. et al. Towards improved monitoring of offshore carbon storage: A real-world field experiment detecting a controlled sub-seafloor CO₂ release // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2021. Vol. 106. № 103237. [DOI: 10.1016/j.ijggc.2020.103237](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103237)

Авторы: Риази Масуд, канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0002-6843-621X> (Назарбаев Университет, Астана, Казахстан), П.Ю.Илюшин, канд. техн. наук, директор Научно-образовательного центра, <https://orcid.org/0000-0003-4463-0883> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), Т.Р.Балдина, первый заместитель директора, <https://orcid.org/0000-0001-8217-4167> (ООО МИП «ПрогнозРНМ», Пермь, Россия), Н.С.Санникова, ведущий инженер, <https://orcid.org/0000-0003-0002-4187> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), А.В.Козлов, руководитель проекта, anton.kozlov@perm-science.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2350-2153> (Пермский научно-образовательный центр мирового уровня «Рациональное недропользование», Пермь, Россия), К.А.Равелев, главный специалист, <https://orcid.org/0000-0002-7402-2830> (ГК «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.