

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Потенциал закачки CO₂ в истощенные месторождения васюганской свиты Томской области (на примере месторождения X)

УДК 622.276.63(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ласкач Владислав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к. ф-м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	Канд. техн. наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д. Г-м. н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Ласкач Владислав Андреевич

Тема работы:

Потенциал закачки CO₂ в истощенные месторождения васюганской свиты Томской области (на примере месторождения X)	
Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ №70-34/с от 11.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Доступ к специализированному ПО. Результаты интерпретации геофизических исследований скважин, инклинометрия скважин, карта отражающего горизонта. Пакет данных о месторождении. Научно-техническая литература, учебники, монографии.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор технологий секвестрации углерода; 2. Выбор объекта для целей утилизации CO₂; 3. Геологическая характеристика месторождения X; 4. Создание геологической и гидродинамической моделей участка месторождения X; 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 6. Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>3D изображения кубов модели, кривые ОП и капиллярного давления, тектонические карты, графики накопленной добычи нефти, графики ЧПС различных вариантов разработки</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p style="text-align: center;">«Социальная ответственность»</p>	<p style="text-align: center;">Сечин А.А., доцент, канд. техн. наук</p>
<p style="text-align: center;">«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p style="text-align: center;">Рукавишников В.С., доцент, PhD</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Литературный обзор / Literature review</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к. ф-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ласкач Владислав Андреевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: магистратура

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.03.2022	Литературный обзор технологий закачки и описание геологических аспектов секвестрации CO ₂	10
04.04.2022	Literature review	5
11.04.2022	Характеристика объекта исследования	10
02.05.2022	Геологическое и гидродинамическое моделирование	20
30.05.2022	Анализ потенциала закачки CO ₂	25
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
06.06.2022	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к. ф-м. н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д. г-м. н.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Ласкачу Владиславу Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты ресурсов на создание геологической модели и последующую гидродинамическую симуляцию
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные и операционные затраты на улавливание, транспорт и закачку CO ₂
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги на добычу полезных ископаемых, на прибыль, на добавленную стоимость

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономической эффективности улавливания, транспортировки и закачки CO ₂
2. Разработка устава научно-технического проекта	Рекомендации по стимулированию затрат предприятия эмитента
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ экономической эффективности предложенного варианта утилизации CO ₂
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительные расчеты ЧПС для каждого из вариантов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График ЧПС двух вариантов разработки
2. График ЧПС эмитента
3. График ЧПС интегрированного проекта по улавливанию и закачке CO ₂
4. Сопоставление структуры стоимости дополнительно добываемого барреля нефти и полной стоимости улавливания и транспортировки для эмитента

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ласкач Владислав Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Ласкачу Владиславу Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Потенциал закачки CO₂ в истощенные месторождения васюганской свиты Томской области (на примере месторождения X)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: механизмы воздействия углекислого газа на пласт с целью повышения нефтеотдачи и частичного захоронения CO ₂ . Область применения: истощенные нефтегазовые месторождения васюганской свиты Томской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Специальные правовые нормы трудового законодательства: ТК РФ: глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям»; СТО Газпром 18000.1-001-2014 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: ТК РФ: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом».
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Анализ выявленных вредных факторов: отклонение показателей климата рабочей зоны; повышенный уровень шума и вибрации; повышенная запыленность и загазованность рабочей среды. Анализ выявленных опасных факторов: повышенное значение напряжения в электрической цепи; аппараты под давлением; пожаровзрывобезопасность на рабочем месте. Произведен расчет защитного заземления для электропитающей установки компрессора CO ₂ .
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Анализ воздействия закачки CO ₂ на атмосферу, гидросферу и литосферу. Рассмотрение комплекса мер по защите окружающей среды.

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Анализ возможных чрезвычайных ситуаций: механические повреждения оборудования, и конструкций вызванные коррозией; взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ вследствие высокого уровня износа, человеческого или природного фактора. Описание наиболее вероятной ЧС – разрушение трубопроводов и нагнетательных линий; описан комплекс мер по обеспечению безопасности.</p>
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин Андрей Александрович	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ласкач Владислав Андреевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 133 страницы, 46 рисунков, 7 таблиц, 60 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: CO₂, закачка газа, секвестрация, утилизация, МУН.

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю₁³ месторождения X васюганской свиты Томской области.

Цель работы – провести анализ перспектив применения технологии секвестрации углерода путем подземной закачки CO₂ на истощенных месторождениях васюганской свиты Томской области (на примере месторождения X).

Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:

1. Произвести обоснование выбора месторождения для реализации проекта по утилизации CO₂ и охарактеризовать его;
2. Построить геологическую и гидродинамическую модели участка месторождения для симуляции закачки CO₂;
3. На основе результатов симуляции сделать выводы об эффективности утилизации CO₂;
4. Привести экономическое обоснование предлагаемого способа утилизации CO₂.

Актуальность темы исследования – проекты подземной секвестрации углерода одни из главнейших составляющих неизбежной декарбонизации сырьевой промышленности, в т.ч. нефтегазовой отрасли. Утилизация углекислого газа с его частичным захоронением позволяют не только минимизировать техногенную эмиссию CO₂ в атмосферу, но и зачастую предоставляют возможность дальнейшего поддержания рентабельного нефтеизвлечения, обеспечивая «вторую жизнь» истощающимся нефтяным месторождениям. В связи с грядущим введением налога трансграничного углеродного регулирования и отсутствием в России подобных проектов, анализ

потенциала внедрения технологий захоронения CO₂ становится все более актуальным.

В процессе исследования проводилось создание геологической и гидродинамической моделей участка реального месторождения Томской области.

В результате исследования получены количественные данные о возможностях утилизации CO₂ и сопутствующем увеличении нефтедобычи.

Область применения – истощающиеся нефтяные месторождения, близко расположенные к крупным эмитентам CO₂.

Экономическая значимость работы заключается в оценке рентабельности внедрения проекта по утилизации CO₂ на реальном месторождении в связке с действующим предприятием эмитентом углекислого газа.

В будущем планируется провести более детальную оценку не только утилизации CO₂, но и его перманентного захоронения.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: Д.В. Коношонкину, И.В. Матвееву, О.С. Черновой за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

**Результаты освоения основной образовательной программы
Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	17
1.1 Глобальные причины развития CCUS проектов.....	17
1.2. Ключевые аспекты технологии CCUS	20
1.3 Основные геологические аспекты захоронения CO ₂	25
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	42
2.1 Скрининг месторождений на предмет применимости секвестрации CO ₂ . 42	
2.2 Общие сведения о месторождении	46
2.3 Геологическое строение месторождения	47
2.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	47
2.3.2 Структурно-тектоническая характеристика.....	50
2.3.3 Нефтеносность	52
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.....	56
3.1 Выбор целевого объекта для моделирования	56
3.2 Построение структурного каркаса	57
3.3 Построение куба литологии и ФЕС	58
4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ	62
4.1 Модель флюида и свойства пласта	62
4.2 Адаптация гидродинамической модели.....	67
5. АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛА ЗАКАЧКИ CO ₂	68
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
6.1 Экономическая модель оператора месторождения	79
6.2 Экономическая модель предприятия-эмитента	81
6.2.1 Оценка стоимости улавливания	81
6.2.2 Оценка стоимости транспортировки	83
6.3 Оценка коммерческого потенциала проекта.....	85
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	90
7.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	90

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	92
7.2 Производственная безопасность	93
7.2.1 Анализ вредных производственных факторов	94
7.2.2 Анализ вредных производственных факторов	96
7.3 Экологическая безопасность.....	101
7.3.1 Источники загрязнения атмосферы	101
7.3.2 Источники загрязнения гидросферы	102
7.3.3 Источники загрязнения литосферы	102
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	106
Приложение А	114
Приложение Б	132

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время проблема сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу приобретает всё большую актуальность. В 2015 году было принято Парижское соглашение по климату, заявленная цель которого не допустить превышения глобальной среднегодовой температуры на планете к 2100 году более чем на 2°C. Развивая договоренности данного соглашения Российская Федерация заявила, что сократит объем выбросов к 2030 году на 25-30% от уровня 1990 года. На фоне этого возрастает роль технологий секвестрации CO₂, осуществляющаяся в рамках Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) проектов, как ключевого направления в обеспечении глобальной цели по предотвращению изменения климата. По ряду оценок, Россия обладает значительным потенциалом подземного хранения CO₂ относительно других стран, а развитая инфраструктура нефтегазодобычи делает способ утилизации CO₂ в виде его закачки в геологические объекты выработанных нефтегазовых месторождений наиболее жизнеспособным.

Наиболее перспективной в России, с точки зрения потенциальных объемов подземного хранения CO₂, является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, территориально затрагивающая в том числе и Томскую область. Всего в Томской области открыто 237 залежей, из которых порядка 2/3 приурочены к васюганской свите. Наличие в данном регионе истощающихся месторождений, достаточная их изученность и относительная территориальная близость к крупным производственным мощностям (предприятиям-эмитентам) создают благоприятные предпосылки к возможному внедрению проектов по утилизации углекислого газа.

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю₁³ месторождения X васюганской свиты Томской области.

Цель работы – провести анализ перспектив применения технологии секвестрации углерода путем подземной закачки CO₂ на истощенных

месторождениях васюганской свиты Томской области (на примере месторождения X).

Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:

1. Произвести обоснование выбора месторождения для реализации проекта по утилизации CO₂ и охарактеризовать его;
2. Построить секторную геологическую и гидродинамическую модели участка месторождения для симуляции закачки CO₂;
3. На основе результатов симуляции сделать выводы об эффективности утилизации CO₂;
4. Привести экономическое обоснование предлагаемого способа утилизации CO₂.

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Глобальные причины развития CCUS проектов

Наблюдаемое в последнее время изменение климата в виде глобального потепления, по мнению многих ученых, связано с увеличением в атмосфере Земли концентрации парниковых газов. К основным парниковым газам относят водяной пар, диоксид углерода, метан, закись азота, а также ряд других техногенных газов. Если влажность воздуха существенно не отклоняется от многолетнего среднего значения, то концентрация прочих парниковых газов в атмосфере неуклонно растет, причем антропогенные выбросы углекислого газа вносят большой вклад (76%) в усиление парникового эффекта [1]. Основываясь на наблюдениях множества исследователей [15, 28, 44], современная концентрация CO₂ в атмосфере составляет порядка 420 частей на миллион и является максимальной, по крайней мере, за последние 800 тысяч лет (Рисунок 1.1).

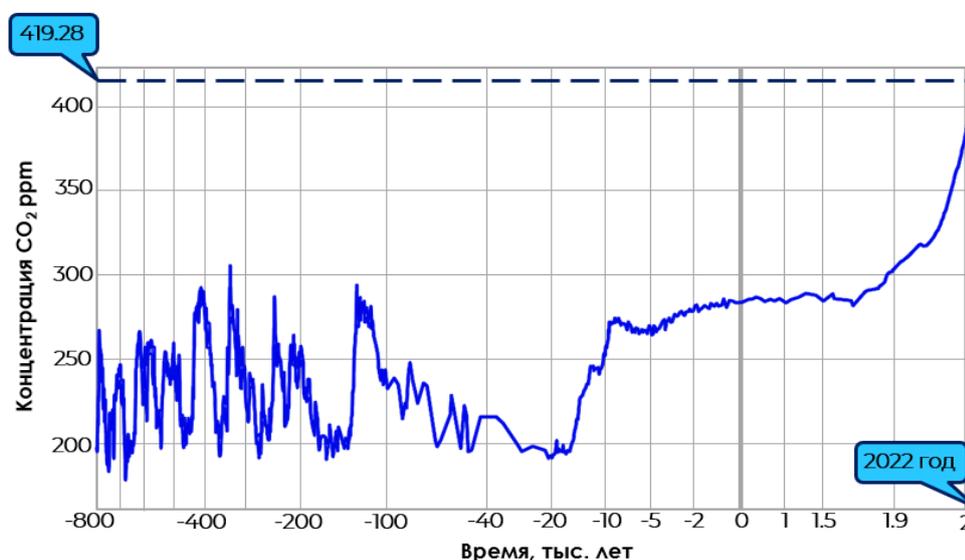


Рисунок 1.1 – Изменение концентрации CO₂ в атмосфере Земли [38]

Согласно общему мнению Межправительственной группы экспертов по изменению климата [28], дальнейший рост концентрации парниковых газов в атмосфере приведет к необратимым изменениям в экосистемах и климатической системе нашей планеты, поэтому сокращение антропогенных выбросов

парниковых газов (и главным образом CO_2) является одним из ключевых вопросов для современной человеческой цивилизации.

Среди общественности часто встречается мнение о том, что человечество не может оказать существенного влияния на изменение климата всей планеты, а глобальное потепление это лишь результат таких естественных процессов как циклы Миланковича и изменения солнечной активности. Циклы Миланковича – это колебания количества солнечной радиации, достигающей земной поверхности, за счет систематического изменения эксцентриситета орбиты Земли, и колебаний угла наклона оси планеты. Данные циклы достаточно точно объясняют естественные палеоклиматические события, происходившие на Земле в прошлом, но абсолютно никак не связаны с текущими темпами глобального потепления. Кроме того, согласно циклам Миланковича, сейчас Земля должна находиться в «стадии охлаждения», которая уже началась 6 тысяч лет назад и еще будет продолжаться примерно 23 тысячи лет [41]. К тому же, солнечная активность за последние полвека значительно не изменялась, чего нельзя сказать о средней температуре поверхности Земли. Принимая факт наличия прямой корреляции между средней температурой Земли и концентрацией CO_2 в ее атмосфере, ряд критиков объясняют увеличение концентрации углекислого газа естественными извержениями вулканов. Однако, современный вулканизм в среднем приводит к выделению 0,13-0,44 млрд. тонн CO_2 в год [39], что составляет менее 1% от уровня антропогенной эмиссии, который в 2020 году составил 34,17 млрд тонн CO_2 [34]. Поэтому попытки объяснить текущее глобальное потепление естественными причинами невозможно. Несмотря на то, что антропогенная причина текущего глобального потепления формально так и остается гипотезой, официально реальность проблемы глобального потепления и антропогенные причины его возникновения не оспаривает ни одна страна мира.

С началом индустриализации и роста потребления энергоресурсов, наблюдается стремительный рост антропогенных выбросов диоксида углерода в атмосферу (Рисунок 1.2). Несмотря на то, что за недавнее время этот рост

замедлился, чтобы достигнуть одной из целей Парижского соглашения по климату [31], а именно снижения выбросов наполовину к 2050 году, необходимо искать новые решения.

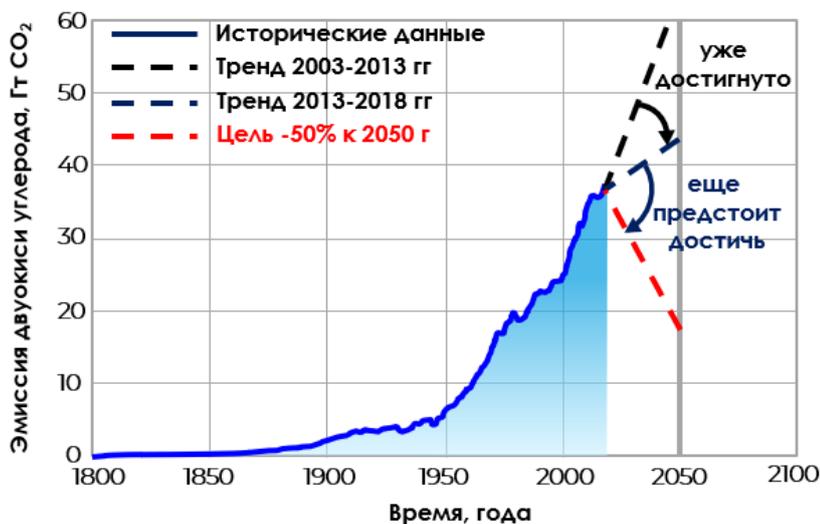


Рисунок 1.2 – Глобальная антропогенная эмиссия углекислого газа

В текущее время международные компании энергетического сектора следуют за рыночными и регуляторными сигналами и ставят цели не только по повышению энергоэффективности, усилению роли возобновляемых источников энергии, и переходу на низкоуглеродное топливо, но по сокращению выбросов парниковых газов – декарбонизации. В условиях тенденции к декарбонизации заметное место занимают CCUS проекты, которых в мире пока считанное число. Международное энергетическое агентство и Международная группа экспертов ООН по изменению климата признают, что без крупномасштабного распространения данных проектов реализация целей по сокращению выбросов не представляется возможной [28].

По состоянию на 2020 год Россия занимает четвертое место в мире по объемам выбросов – 1,53 млрд. тонн CO₂ (4,5 % от общемировых выбросов) после Китая (27,8 %), США (15,1 %) и Индии (7,2 %) [34]. На текущий момент в России возможно уловить промышленным способом около 1,1 Гт ежегодных выбросов углекислого газа в атмосферу. При этом наибольшим стимулом к улавливанию выбросов обладают эмитенты диоксида углерода, продукция

которых идет на экспорт в европейские страны и попадет под действие трансграничного углеродного регулирования. К таким отраслям относятся черная металлургия, нефтегазохимия и производство алюминия. В перспективе в перечень облагаемых углеродным налогом отраслей возможно включение нефтепереработки по причине значительных выбросов при производстве.

На текущий момент в России пока нет ни одного промышленного проекта CCUS, однако развитая нефтегазодобывающая отрасль и огромный потенциал для хранения диоксида углерода являются наилучшей базой для их скорого появления. По ряду оценок [35] теоретическая емкость геологических резервуаров-хранилищ CO₂ в России значительно превышает потенциал остальных стран, однако большинство природных резервуаров требует усилий для их доведения до готовности к закачке.

1.2. Ключевые аспекты технологии CCUS

В российских литературных источниках технологии Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) называются технологиями улавливания, использования и хранения CO₂. Отдельно встречаются Carbon Capture and Storage (CCS) – технология улавливания и секвестрации (захоронения) углерода, и Carbon Capture and Utilization (CCU) – технология улавливания и утилизации (использования) углерода. Данные технологии подразумевают захват CO₂ и/или других соединений углерода, выделяющихся в качестве побочных продуктов реакций при сжигании топлива, производстве электроэнергии и других промышленных процессов, и их дальнейшее захоронение в геологических резервуарах. Разница между CCU и CCS технологиями заключается в том, что утилизация CO₂ всегда подразумевает какое-либо полезное использование углекислого газа, в то время как секвестрация углерода подразумевает перманентное захоронение захваченного объема газа в геологические формации без использования возможных дополнительных эффектов.

Таким образом, отличительной особенностью CCUS технологии является то, что под одним термином она объединяет целое семейство взаимосвязанных технологий, позволяя выбрать наиболее подходящий для конкретного проекта вариант улавливания, транспортировки, утилизации или захоронения CO₂, и обеспечивая тем самым необходимую гибкость проекта. На Рисунке 1.3 приведена упрощенная схема CCUS технологии.

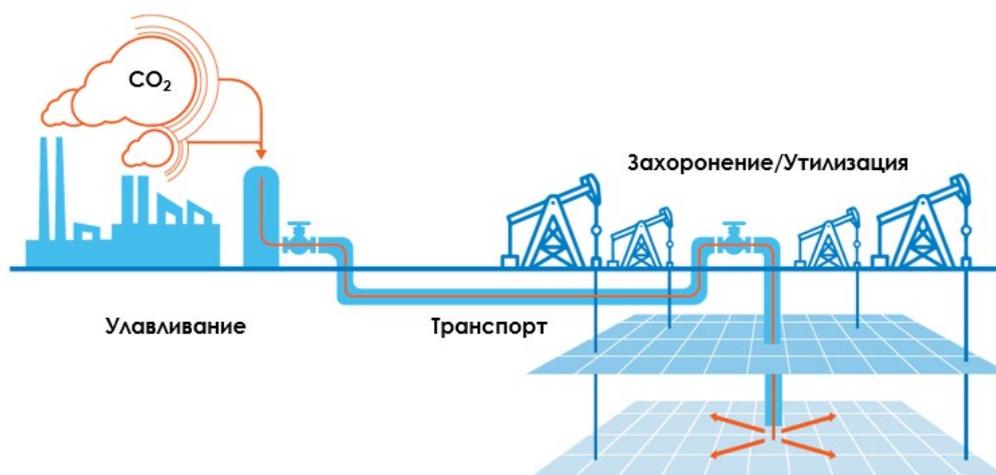


Рисунок 1.3 – Концептуальная схема типичного CCUS проекта [35]

Первым технологическим этапом любого CCUS проекта является улавливание углекислого газа, цель которого заключается в создании концентрированного потока CO₂ высокого давления, который можно легко транспортировать. Данный этап является самым дорогостоящим в производственной цепочке секвестрации CO₂, на долю которого приходится до 70% общей стоимости проекта [35]. Технологии улавливания углерода существенно отличаются в зависимости от той отрасли промышленности, где они применяются, однако среди них выделяют три основные группы: улавливание до сжигания (топлива), улавливание после сжигания и улавливание CO₂ при сжигании в кислороде [49].

Улавливание до сжигания подразумевает реакцию углеводородного топлива (метан) с кислородом воздуха и водяным паром для получения синтез-газа, который представляет собой смесь монооксида углерода с водородом. Монооксид углерода затем реагирует с водяным паром в каталитическом

реакторе по реакции сдвига, в результате чего образуется диоксид углерода и водород. Полученный таким образом CO_2 отделяется от H_2 с помощью процесса химической абсорбции с использованием аминного раствора (в качестве абсорбента) либо с помощью криогенной дистилляции. Сепарация CO_2 также может происходить по принципу физической абсорбции, когда углекислый газ образует слабые связи с растворителем (Rectisol, Selexol) при высоких давлениях и высвобождается, когда давление понижается. Так как при физической абсорбции количество затрачиваемой энергии обратно пропорционально содержанию CO_2 , то ее применение эффективно при высоких концентрациях (более 15%).

Принцип улавливания после сжигания заключается в отделении CO_2 от дымовых газов после сжигания топлива. Как правило, концентрация диоксида углерода в дымовом газе составляет всего лишь 8–15%. В данном методе улавливания как правило используется аминная очистка холодным раствором моноэтаноламина (МЭА), вступающим в реакцию с CO_2 и образующим с ним устойчивые связи. Затем насыщенный двуокисью углерода поток МЭА попадает в десорбер, где под воздействием тепла химические связи, удерживающие CO_2 в растворе амина, разрушаются, а концентрированный поток углекислого газа охлаждается и сжимается для последующей транспортировки. Принципиальная схема улавливания CO_2 из дымовых газов представлена на Рисунке 1.4. Улавливание после сжигания не требует дорогостоящих технологий требуемых при сепарации CO_2 из синтез-газа (при улавливании до сжигания), и является наиболее жизнеспособным и опробованным способом улавливания, по причине невмешательства в основной технологический процесс. Однако несмотря на то, что химическая абсорбция, лежащая в основе процесса улавливания после сжигания, хорошо изучена, ее главными недостатками являются большие затраты ресурсов и значительные энергетические потери [53].

Подобно улавливанию до сжигания, при улавливании путем сжигания в кислороде вместо воздуха используется чистый кислород, получая при этом дымовой газ, состоящий почти исключительно из CO_2 (примерно 80% объема) и

водяного пара, который в дальнейшем удаляется посредством конденсации воды. Помимо высокой концентрации CO_2 в выходящем потоке, достоинством метода является простота сепарации выхлопных газов. Основными недостатками являются высокие капитальные затраты, относительно слабая изученность процесса и большая потребность в электроэнергии для выделения кислорода из окружающего воздуха [46].

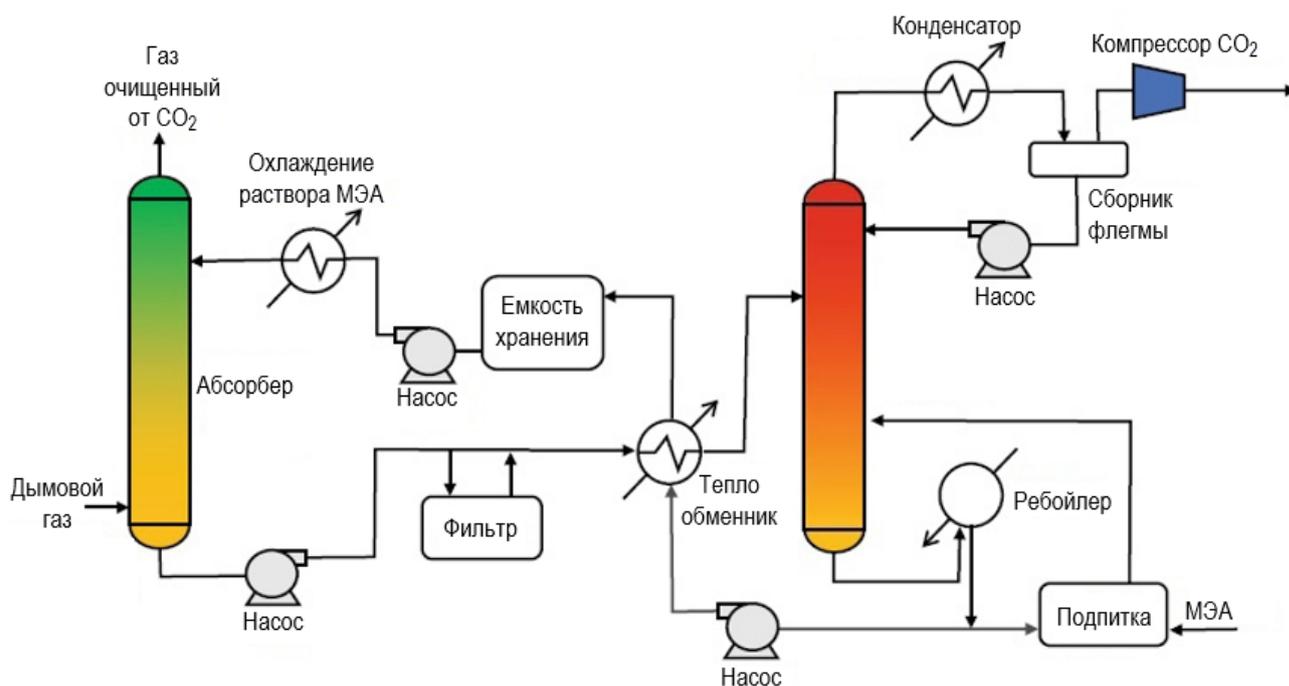


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема аминовой очистки дымового газа от CO_2

Вторым важным этапом CCUS проекта является транспортировка «пойманного» на прошлой стадии CO_2 . Процесс транспортировки диоксида углерода во многом похож на транспорт природного газа. Перед транспортировкой требуется осушить CO_2 в целях предотвращения коррозии и гидратообразования. После этого можно использовать существующие способы транспортировки: трубопроводный, авто- и железнодорожные цистерны. Транспорт углекислого газа по трубопроводу является наиболее распространенным. На текущий момент в мире протяженность трубопроводов только для углекислого газа составляет уже порядка 7 тысяч км, а диаметр трубопроводов достигает 921 мм, что сопоставимо с диаметром магистральных газопроводов. При этом по самым скромным оценкам [35] только в Европе

протяженность трубопроводов для выполнения плана развития технологий секвестрации CO₂, должна составить около 18 тысяч км.

По сравнению с метаном, термобарические свойства диоксида углерода существенно благоприятнее для транспортировки: при температурах от минус 20 до плюс 30°C давление насыщенных паров CO₂ составляет от 20 до 70 атмосфер, что позволяет транспортировать диоксид углерода в жидком состоянии при относительно невысоких давлениях. Так, метан при данных температурах и давлениях в основном пребывает в газообразном состоянии. Исходя из международной практики [53], для транспорта CO₂ в жидком состоянии рабочее давление поддерживается не ниже от 7,38 МПа, т.к. при меньшем давлении существует вероятность образования в потоке газовой фазы в результате местных колебаний температур на разных участках газопровода. Если в потоке CO₂ присутствуют примеси других веществ (CH₄, H₂S), транспортировка осуществляется при давлениях от 8,6 МПа. Максимально-допустимое давление, при транспортировке не должно превышать 15,3 МПа [48]. Плотность CO₂ при этих условиях составляет порядка 800-900 кг/м³.

Рядом экспертов [45, 46] отмечается технологическая простота транспортировки углекислого газа в сжиженном или сверхкритическом состоянии по сравнению с транспортом чисто газовой фазы. Кроме того, среднее требуемое расстояние между компрессорными/насосными станциями составляет около 300-400 км против 100-150 км при транспортировке природного газа.

Транспортировка CO₂, в авто- и железнодорожных цистернах целесообразна при малых объемах. На некоторых из существующих проектов CCUS используются автоцистерны, однако ряд организаций сходится во мнении, что данный способ транспортировки вряд ли будет играть значительную роль в будущем [35, 53]. Транспортировка CO₂, посредством газозов является хорошей альтернативой трубопроводу в прибрежных регионах. Малотоннажные суда грузоподъемностью до 1 тысяч тонн с пищевым углекислым газом уже курсируют по внутренним рекам и омывающим Европу морям. Крупнотоннажные газозовы CO₂, с грузоподъемностью до 40 тысяч тонн во

многим похожи на СУГовозы. Транспортировка сжиженного углеводородного газа (СУГ) танкерами осуществляется на протяжении уже практически 70 лет. В данной области накоплена серьезная экспертиза, которую при необходимости можно будет применить к морскому транспорту диоксида углерода.

Завершительным этапом CCUS проекта является использование и/или перманентное захоронение CO₂ в подходящие геологические формации. Данный этап предполагает использование широкого спектра накопленных компетенций нефтегазовой индустрии. Реализация проектов секвестрации углерода в значительной степени производится специалистами нефтегазовой сферы: геологами, геофизиками, специалистами по бурению и заканчиванию скважин. Как правило, на объектах добычи и переработки углеводородного сырья уже частично имеется необходимая инфраструктура для закачки углекислого газа в пласт. В виду существования большого спектра вопросов и аспектов захоронения CO₂ в геологических пластах, данный этап CCUS технологии будет рассмотрен подробнее в данной работе.

1.3 Основные геологические аспекты захоронения CO₂

Основная концепция подземного захоронения двуокиси углерода заключается в его закачке в подземные слои горных пород, изолируя таким образом CO₂ от атмосферы. Геологические формации, подходящие для захоронения CO₂ находятся в тех же самых осадочных бассейнах, на территории которых ведется добыча нефти и газа.

Традиционно [28] выделяют четыре варианта подземной утилизации углекислого газа (Рисунок 1.5). Среди них:

1. *Закачка в истощенные нефтяные и/или газовые пласты.* Этот вариант хранения обладает наибольшим потенциалом хранения в долгосрочной перспективе, поскольку после извлечения ресурсов нефти и газа эти хорошо изученные резервуары представляют собой наилучшее решение для захоронения

CO₂. Как правило, на таких месторождениях уже имеется вся необходимая инфраструктура.

2. *Закачка в глубокозалегающие высокоминерализованные водоносные горизонты* (не следует путать с неглубокими водоносными горизонтами питьевой воды). Данные резервуары распространены достаточно повсеместно и теоретически имеют гораздо бóльший потенциал для закачки, однако по сравнению с залежами нефти и газа водоносные горизонты гораздо менее изучены – в них разбурено гораздо меньшее количество скважин: в основном бурением охвачены только питьевые воды, которые составляют малую часть всех запасов подземных вод.

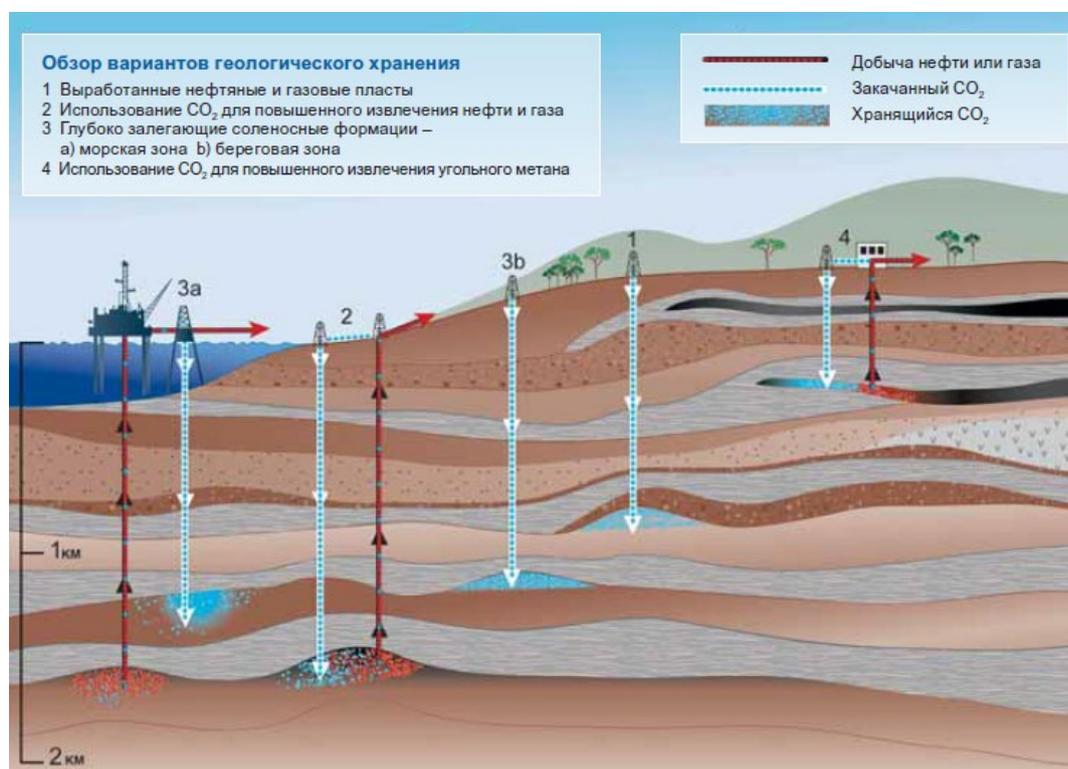


Рисунок 1.5 – Варианты подземной утилизации углекислого газа [28]

3. *Использование CO₂ в качестве агента в методах увеличения нефтеотдачи (МУН)*. Данный вариант является единственным хорошо изученным и широко применяемым на практике способом утилизации уловленного CO₂, в результате которого повышается как и текущая добыча, так и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). На текущий момент именно использование

диоксида углерода в качестве МУН признается наиболее коммерчески успешным среди всех проектов CCUS (78% реализуемых в мире проектов связаны с МУН [46]), но остается крайне зависимым от цены на нефть. Порядка 44% всех проектов МУН в мире – закачка углекислого газа [35]. Показателем эффективности закачки является достижение смесимости диоксида углерода с нефтью. При смешивающемся вытеснении практически исчезает граница раздела фаз между вытесняющим агентом (CO_2) и нефтью, что увеличивает текущую добычу и повышает коэффициент извлечения. Закачка CO_2 в качестве агента МУН является единственным изученным способом, который, в конечном итоге, может декарбонизировать ископаемые виды топлива.

4. *Закачка в угольные пласты.* Незарабатываемые (в силу глубокого залегания или малой мощности) угольные пласты потенциально могут использоваться для захоронения в них CO_2 . Закачка диоксида углерода также может использоваться в рамках проектов по добыче метана угольных пластов. Однако такие пласты крайне малоизучены и их геология нерегулярна, а с точки зрения доступного объема данный вариант является самым непривлекательным.

На сегодняшний день уже накоплен достаточный опыт по всем этапам создания и работы с проектами захоронения CO_2 , описаны лучшие практики для поиска подходящих объектов для закачки. Анализ накопленного опыта по подобным проектам позволил заключить, что перспективный для закачки и хранения углекислого газа в геологический объект должен удовлетворять нескольким основным требованиям [50].

Во-первых, такой объект должен обладать достаточными фильтрационно-емкостными свойствами для достижения нужного уровня приёмистости и для обеспечения хранения промышленного объёма углекислого газа. Для этого лучше всего подходят истощенные нефтяные или газовые месторождения, применение CO_2 в качестве агента в методах увеличения нефтеотдачи, а также глубокозалегающие высокоминерализованные водоносные горизонты.

Во-вторых, объект должен залегать на глубине, которая обеспечивает безопасность горизонтов с питьевой водой, а также позволяет удерживать CO_2 в состоянии сверхкритического флюида (СКФ), для увеличения эффективности захоронения. Переход в сверхкритическое состояние проявляется как исчезновение каких-либо различий между жидкой и газовой фазами. СКФ обладает высокой плотностью (близкой к жидкой фазе), низкой вязкостью (близкой к газовой фазе), а при отсутствии межфазных границ исчезает поверхностное натяжение. Углекислый газ переходит в сверхкритическое состояние при температуре $31,3^\circ\text{C}$ и давлении $7,4$ МПа. Фазовая диаграмма для углекислого газа в координатах давление-температура представлена на Рисунке 1.6.

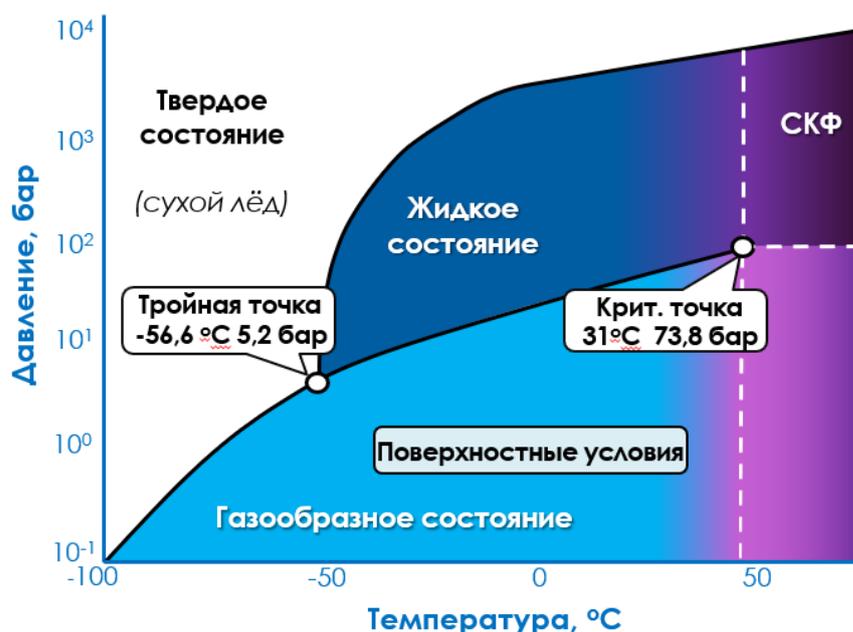


Рисунок 1.6 – Фазовая диаграмма диоксида углерода

Принято, что для обеспечения таких термобарических условий, удовлетворяющих переходу CO_2 в сверхкритическое состояние, глубина закачки должна составлять условно не менее 800 метров (хотя фактический переход в СКФ также зависит от температуры и местного геотермического градиента) [46]. На Рисунке 1.7 приведена упрощенная диаграмма изменения плотности CO_2 от глубины захоронения. Переход в сверхкритическое состояние сопровождается кратным увеличением плотности – при пластовых температуре и давлении,

соответствующих области сверхкритического состояния, плотность CO_2 меняется в пределах от 600 кг/м^3 до 900 кг/м^3 , что ведет к уменьшению в объеме в 316-459 раз, что положительно сказывается на эффективности захоронения. Зависимость плотности CO_2 от давления при разных температурах показана на Рисунке 1.8.

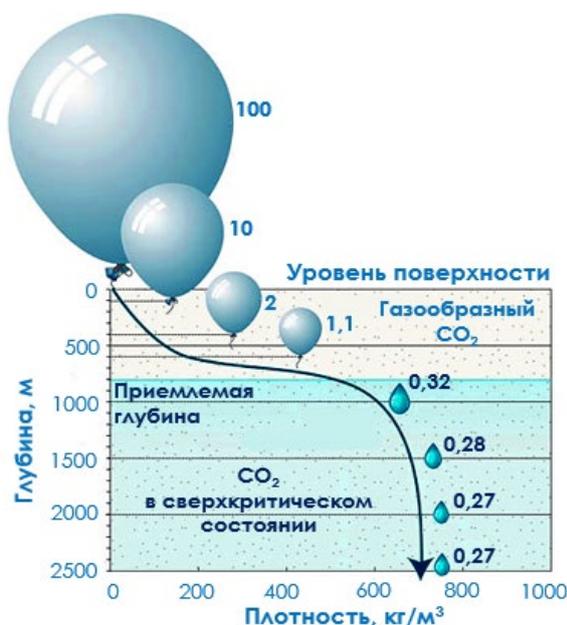


Рисунок 1.7 – Упрощенная диаграмма плотности CO_2 от глубины захоронения [46]

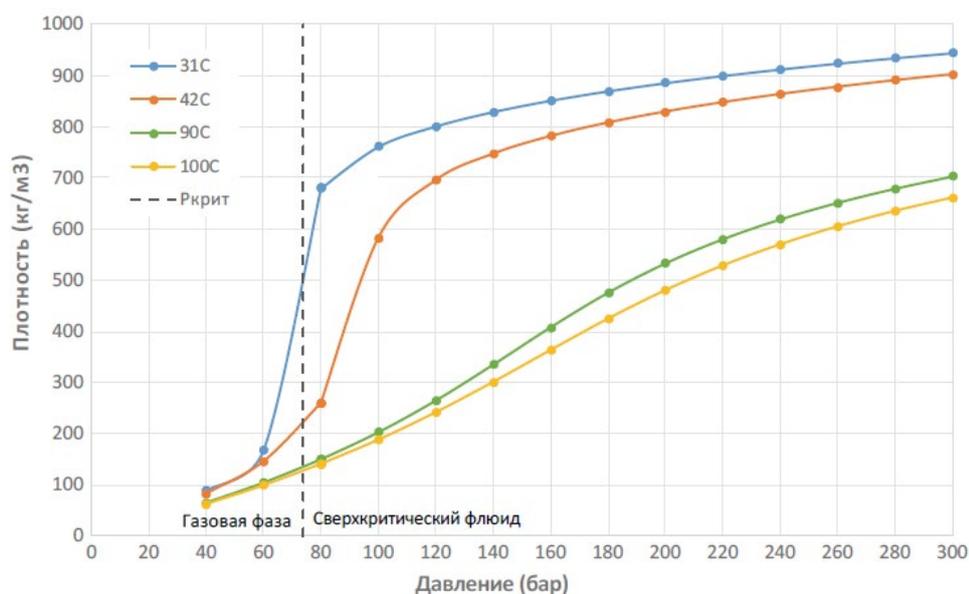


Рисунок 1.8 – Зависимость плотности CO_2 от давления при разных температурах [46]

Кроме оценки минимальной глубины, геологическая служба США в своем исследовании [56] приводит максимальную, равную 3962 м – это глубина,

на которой CO_2 будет находиться в сверхкритическом состоянии без дополнительного создания давления на поверхности (на устье скважины).

Требование по глубине также непосредственно связано с тем, что резервуар должен быть изолирован от поверхности и горизонтов с питьевой водой. Наиболее простым способом подтверждения изолированности объекта является высокая солёность пластовой воды. Считается, что при солёности свыше 10000 ppm (10 мг/л) можно допустить, что аквифер не сообщается с вышележащими пресноводными горизонтами [56]. При этом стоит помнить, что с увеличением солёности растворимость углекислого газа снижается, так уже при солёности в 50 г/л растворимость CO_2 в воде составляет 80% от значения для пресной воды. При высокой солёности воды растворимость углекислого газа может снижаться до пяти раз. Также стоит отметить, что некоторый вклад вносит зависимость растворимости от температуры и давления (Рисунок 1.9) – растворимость CO_2 в воде падает с ростом температуры и увеличивается с ростом давления.

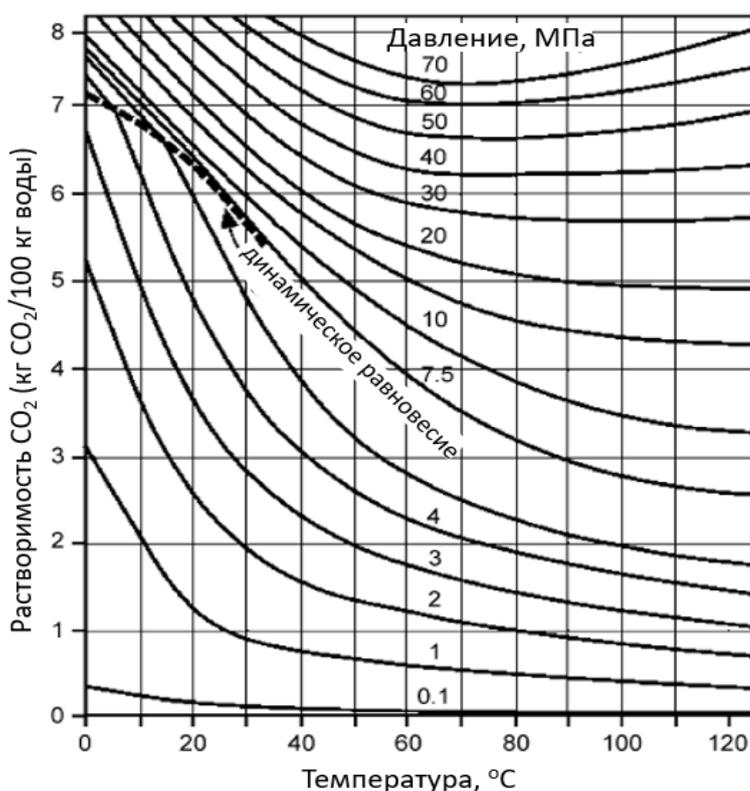


Рисунок 1.9 – Зависимость растворимости CO_2 в воде от температуры и давления [56]

В практике CCUS проектов принято, что несмотря на положительную связь давления и растворимости CO_2 , приоритетными объектами закачки считаются пласты с нормальным пластовым давлением (геостатический градиент < 12 кПа/м), это объясняется тем, что разработка пластов с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД) связана с дополнительными рисками при бурении, а также необходимы дополнительные компрессорные мощности для закачки, что перекрывает положительный эффект большей растворимости.

Кроме негативного влияния на растворимость углекислого газа температура также снижает и его сжимаемость, так при градиенте в $50^\circ\text{C}/\text{км}$ достаточно быстро достигается предельное значение плотности порядка 500 $\text{кг}/\text{м}^3$, в то время как при градиенте в $25^\circ\text{C}/\text{км}$ плотность может достигать более 700 $\text{кг}/\text{м}^3$ (Рисунок 1.10). Таким образом, высокие температурные градиенты потенциального объекта закачки значительно снижают эффективность захоронения CO_2 .

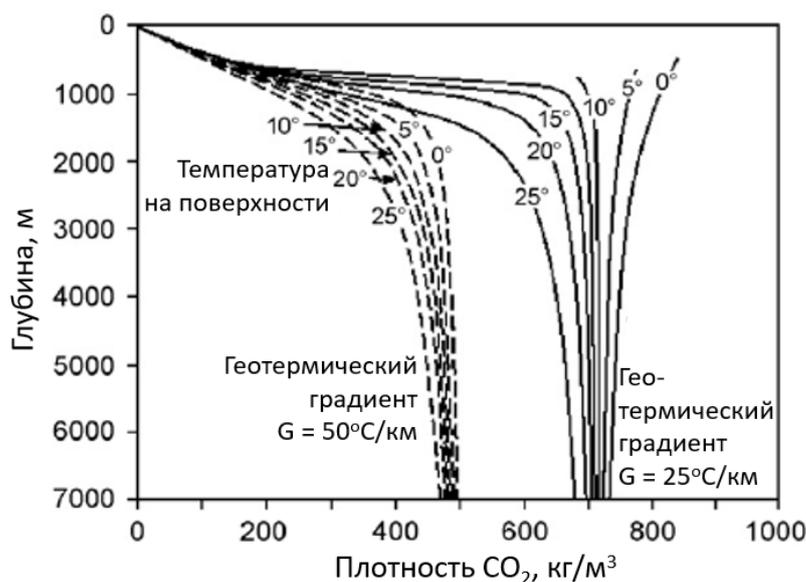


Рисунок 1.10 – Зависимость плотности CO_2 от геотермического градиента [56]

Третьим основным аспектом геологического захоронения, и наиболее важной частью подземного хранилища CO_2 является флюидоупор. Для предотвращения вертикальной миграции CO_2 из целевого в вышележащие

пласты обязательно необходимо наличие породы-покрышки. Как правило, ими служат пласты глин или отложения эвапоритов.

Так как углекислый газ легче чем пластовый флюид, он всплывает к кровельной части пласта коллектора, где создает перепад давления:

$$\Delta P = (\rho_w - \rho_{CO_2}) \cdot g \cdot h, \quad (1.1)$$

где ΔP – перепад давления на границе покрышки, Па;

ρ_w, ρ_{CO_2} – плотности воды и углекислого газа, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

h – высота плюма (газовой шапки) CO₂, м.

Все горные породы (может быть за исключением солей) так или иначе проницаемы, а их поровые каналы могут быть настолько узкими, что создают эффективный барьер для фильтрации CO₂. Здесь существенной концепцией является капиллярное давление. Величина капиллярного давления зависит от радиуса поровых каналов и величины межфазного натяжения, и может быть описана по закону Лапласа:

$$P_c^* = P_{CO_2} - P_w = \frac{\psi \cdot \sigma \cdot \cos\theta}{d^*}, \quad (1.2)$$

где P_c^* – капиллярное давление прорыва, Па;

ψ – множитель, характеризующий форму порового пространства, $\psi = 4$ – для трубок, $\psi = 2$ – для параллельных пластинок;

σ – поверхностное натяжение, Н/м;

θ – угол смачивания, град;

d^* – радиус поровых каналов, м.

Обычно осадочные породы имеют логнормальное распределение радиусов поровых каналов с некоторым средним значением μ , которое можно определить как функцию от удельной поверхности, пустотности и плотности породы:

$$\mu(d) = \frac{2 \cdot e}{S_s \cdot \rho_m}, \quad (1.3)$$

где e – коэффициент пустотности пространства, д. ед;

S_s – удельная поверхность, м²/кг;

ρ_m – плотность минералов породы, кг/м².

Глины и эвапориты характеризуются маленьким радиусом поровых каналов, за счёт чего они обладают высоким входным капиллярным давлением, что препятствует дальнейшей миграции CO₂. Для глин пористость варьируется от 1 до 12%, средний радиус порового канала при этом изменяется от 5 до 100 нм, а проницаемость составляет 10⁻⁶ – 10⁻⁴ мД. Как правило, способность пород-покрышек удерживать CO₂ за счет капиллярных сил определяется в лаборатории с помощью экспериментов с применением ртути в качестве несмачивающей фазы и с помощью микроскопического анализа поровых каналов.

Принимая во внимание, что физические свойства углекислого газа зависят от температуры и давления в пласте, его плотность обычно варьируется от 500 до 800 кг/м³, межфазное натяжение сверхкритического CO₂ с пластовой водой составляет порядка 25±5 мН/м, а угол смачивания составляет для гидрофильных пород порядка 40° и 8-30° для богатых органическим веществом глин, группой исследователей [37] было определено максимальное значение капиллярного давления прорыва CO₂ для эвапоритов (11,2 МПа) и для аргиллитов и глин (6,2 МПа).

Для определения качества флюидоупора вводятся два расчётных показателя: удерживающая способность и стабильность покрышки.

Под удерживающей способностью подразумевается отношение капиллярного давления прорыва к перепаду давления на покрышке за счёт выталкивающих сил. С учётом формулы (4) удерживающую способность флюидоупора можно оценить по формуле:

$$\pi_1 = \frac{P_c^*}{\Delta P} = \frac{\psi \cdot T_s \cdot \cos\theta \cdot S_s \cdot \rho_m}{2 \cdot e \cdot (\rho_w - \rho_{CO_2}) \cdot g \cdot h} \quad (1.4)$$

Вторым показателем качества покрышки является механическая стабильность π_2 :

$$\pi_2 = \frac{\sigma'_{zo}}{\Delta P} = \frac{(z_w \cdot g \cdot \rho_w - z \cdot g \cdot \rho_{bulk}) - P_o}{(\rho_w - \rho_{CO_2}) \cdot g \cdot h}, \quad (1.5)$$

где σ'_{zo} – начальный эффективный стресс на заданной глубине;

z_w – высота водного столба над уровнем дна, м;

ρ_{bulk} – плотность горных пород, кг/м³;

z – глубина залегания, м;

P_o – начальное давление флюида на границе покрывка – резервуар, Па.

Изменение пластового давления влияет на распределение напряжений, которые могут вызвать раскрытие естественных трещин горных пород. Механическая стабильность характеризует способность скелета породы сопротивляться изменениям, возникающим из-за дополнительного перепада давления при закачке.

Высококачественный флюидоупор характеризуется значениями $\pi_1 \gg 1$ и высокими значениями π_2 . На Рисунке 1.11 представлено распределение данных параметров для некоторых реализованных проектов CCUS, верхняя и нижняя границы демонстрируют неопределенность параметров P_c^* , ΔP и σ'_{zo} .

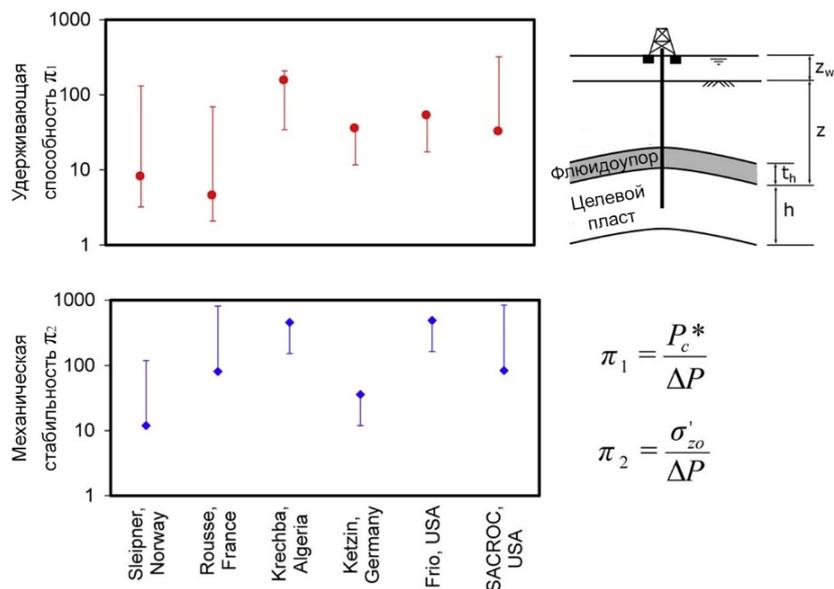


Рисунок 1.11 – Распределение значений параметров качества флюидоупора для различных CCUS проектов [37]

Как видно из Рисунка 1.11 флюидоупор проекта «Sleipner» характеризуется относительно низкими параметрами качества флюидоупора, так

как закачка ведется в неглубокий пласт с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и большой мощностью коллектора, за счёт чего может развиваться значительный перепад давления на границе покрывка – резервуар. Однако, надежность захоронения CO_2 в пласте в случае «Sleipner» обеспечивается большой мощностью флюидоупора (50-150 метров).

Несмотря на достаточные показатели надежности необходимо производить выбор потенциальных объектов закачки с флюидоупорами наибольшей мощности – общепринятое значение составляет 20 метров. Это объясняется тем, что даже при высоком качестве покрывки через неё происходит диффузия растворенного в воде CO_2 (без захода основной части плюма в покрывку) со скоростью около 10 метров за 1000 лет. При этом утечка углекислого газа составляет примерно 3 кг/м²год. Проходя через покрывку углекислый газ снижает pH среды, что приводит к дополнительной деградации покрывки. Мощность флюдоупора в 20 м обеспечивает надежность захоронения CO_2 в течение достаточного времени, чтобы значительная часть углекислого газа перешла в связанное состояние за счёт взаимодействия с водой и породой (Рисунок 1.12).

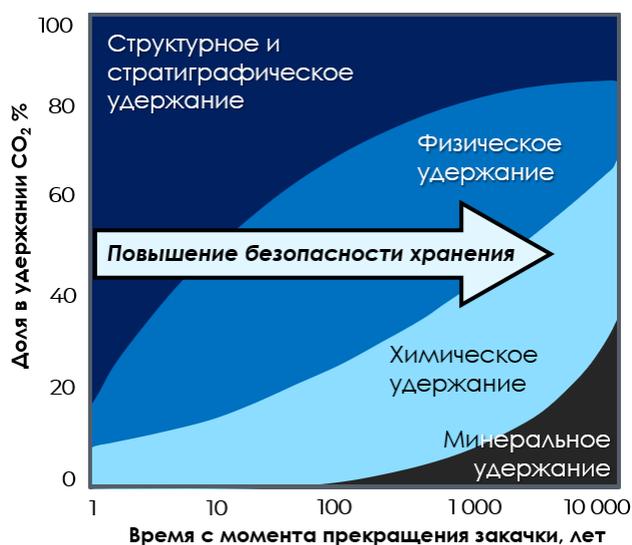


Рисунок 1.12 – Вклад механизмов захвата CO_2 в зависимости от времени

В основе удержания CO_2 в геологическом пласте лежат 4 основных механизма. Первый и самый важный на начальной стадии процесса захоронения

– структурный (стратиграфический) механизм, подразумевающий физическое удержание в куполах структурных/стратиграфических ловушек. Физический механизм подразумевает удержание CO_2 за счет капиллярных сил и гистерезиса фазовых проницаемостей. Закачиваемый диоксид углерода при этом образует шлейф остаточной насыщенности CO_2 . Химический механизм удержания подразумевает растворение диоксида углерода в пластовой воде и последующее образование карбонизированной воды. Последний и самый поздно-проявляющийся механизм – минералогическое удержание, в основе которого лежит геохимическое взаимодействие минералов горной породы и углекислого газа с адсорбцией CO_2 на поверхности глинистых минералов и последующим образованием карбонатных минералов.

Также отдельно выделяют гидродинамическое улавливание, представляющее сложное сочетание физических и геохимических механизмов улавливания. Каждый из этих механизмов захвата происходит на разных временных масштабах и поэтому имеет разную степень важности на разных временных промежутках (Рисунок 1.12). В период закачки и сразу после него основным механизмом улавливания является физическое улавливание либо в стратиграфических, либо в структурных ловушках. В случае закачки в достаточно мощный аквифер с отсутствием какой-либо значительной покрышки, основным механизмом захвата будет являться гидродинамическое удержание.

Все эти механизмы и их сложные взаимодействия, происходящие в течение жизненного цикла CCUS проекта, необходимо тщательно учитывать при оценке емкостного потенциала для захоронения. Когда дело доходит до определения емкости захоронения CO_2 , первостепенное значение имеют механизмы активные в краткосрочной и среднесрочной перспективе – т.е. структурное и гидродинамическое удержание. Химический и минеральный механизмы захвата существенно не увеличивают общий емкостной потенциал целевого пласта, но значительно повышают надежность захвата [40].

Выбранный под закачку геологический объект должен иметь достаточный объем для того, чтобы вместить себя утверждённую долю выбросов

CO₂, которую производит предприятие-эмитент в течение всего срока жизни проекта.

Классификация ресурсов хранения CO₂ построена по аналогии с нефтегазовой сферой, так как в обоих случаях достаточно много общего. Разработка классификации необходима для упрощения работ в следующих направлениях:

1. Обеспечение конкретных критериев для принятия финансовых решений;
2. Учёт активов хранения CO₂ на государственном балансе и у частных компаний;
3. Увеличение эффективности управления проектами.

На сегодняшний день, наиболее общепризнанной и распространённой классификацией запасов углеводородов является система оценки нефтяных ресурсов Petroleum Resources Management System (PRMS), разработанная Обществом инженеров-нефтяников [24]. Данная классификация (Рисунок 1.13) обеспечивает более точное отражение совокупных запасов, т.к. она в большей степени привязана к геологическим характеристикам пласта, а не к ожидаемым показателям добычи.

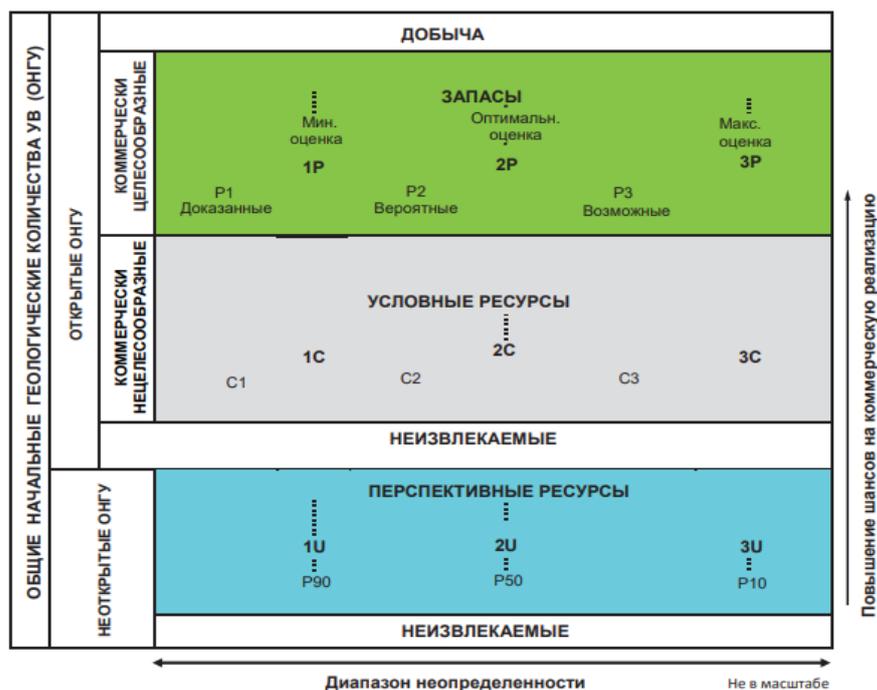


Рисунок 1.13 – Схема PRMS классификации запасов и ресурсов углеводородов [24]

Несмотря на то, что процесс поиска объектов для секвестрации CO₂ во многом схож с обнаружением нефтегазовых залежей, между ними существуют различия. Так, например, если при разведочных работах на нефть обнаружена залежь углеводородов, то это автоматически подтверждает, что эта структура может удерживать флюид в течение долгого времени. В случае захоронения CO₂ аналогичного заключения сделать нельзя поскольку качество флюидоупора необходимо дополнительно подтверждать. Другим отличием является то, что при добыче нефти идёт отбор флюида из исследованного порового пространства, а при закачке CO₂ идёт увеличение давления и вытеснение пластового флюида в неисследованную часть пласта, что увеличивает неопределенность.

В связи с необходимостью стандартизации емкостных ресурсов захоронения CO₂ обществом инженеров-нефтяников была создана адаптированная к закачке CO₂ версия классификации PRMS (Рисунок 1.14) [36].

Вся структура подразделяется на неоцененные и оцененные ресурсы. Первая группа включает в себя один класс «вероятные ресурсы хранения», который в зависимости от этапа разведочных работ подразделяется на подклассы. Неоцененные ресурсы не имеют достаточного объема исходной информации (данные скважин, керн, каротажи, опробования, сеймики) для подтверждения ёмкости, приёмистости и выдержанности резервуара. После того как в ходе проекта собран достаточное количество информации и подтверждены свойства резервуара и флюидоупора, ресурсы хранения могут быть перекалифицированы как «оцененные», которые в зависимости от стадии проекта разделяются на «условно-рентабельные ресурсы» и «запасы хранения».

Класс «возможные ресурсы хранения» представляет собой перспективные резервуары для захоронения CO₂, которые были обнаружены при выполнении этапов поиска, выбора и оценки объектов.

Подкласс «возможные субрегионы» означает, что рассматриваемый объект ассоциирован с некоторыми перспективными участками внутри геологических регионов, и соответствует поисково-оценочному этапу поиска месторождений нефти.

			Класс	Статус проекта/подкласс		
Полный геологический потенциал захоронения	Оцененные	Рентабельные	Запасы хранения CO ₂	Ведется закачка	Низкий риск	
				Утверждено к разработке		
				Подготовлено к разработке		
		Субрентабельные	Условно-рентабельные ресурсы	Подготовка к разработке		
				Разработка отложена		
				Разработка нецелесообразна		
	Не рассматриваются к закачке					
	Неоцененные	Возможные ресурсы хранения		Подтвержденные объекты		Высокий риск
				Выбранные участки		
Возможные суб-регионы						

Рисунок 1.14 – Классификация ресурсов и запасов CO₂ [36]

Подкласс «выбранный участки» подразумевает, что свойства и структура резервуара по-прежнему оценена с низкой степенью достоверности, требуется дальнейший сбор информации. Данный этап соответствует поисково-оценочному в нефтегазовой сфере (выявление объектов поискового бурения и подготовка объектов к бурению).

Подкласс «подтвержденные объекты» означает, что свойства и строение объекта определены с достаточной точностью, оценена ёмкость, приёмистость, выдержанность и способность к удержанию CO₂ в пласте. Нет никаких правовых помех к закачке и хранению углекислого газа на этом объекте. Построены цифровые модели объекта, неопределенность оценена.

Класс условно-рентабельных ресурсов показывает, что объекты хранения физически могут вмещать в себя и удерживать CO₂, но коммерческие проекты пока не реализованы в силу некоторых причин. Это может быть недостаток поставок CO₂, проблемы с государственным регулированием, инфраструктурные вопросы и др. Условно-рентабельные ресурсы подразделяются на три подкласса:

Подкласс «разработка нецелесообразна» – когда для объекта нет текущих планов по разработке из-за коммерческого ограничения. Потенциал хранения не может быть реализован из-за высокой стоимости транспорта CO₂ от удаленного источника или низкой доходности проекта в целом.

Подкласс «разработка отложена» означает, что объект имеет подходящие физические свойства, но коммерческая разработка отложена из-за технологических, правовых, политических или других вопросов, которые требуют решения.

Подкласс «подготовка к разработке» подразумевает проведение проектной деятельности, в результате которой объект будет введён в промышленную инъекцию в ближайшем будущем.

Главное отличие между условно-рентабельными ресурсами хранения и запасами хранения это коммерциализация проекта. Для нефтегазовых проектов срок освоения ресурсов составляет несколько лет (обычно пять). Однако, для проектов закачки CO₂ такие временные рамки предполагаются слишком жёсткими, по крайней мере в ближайшие десять лет.

Запасы захоронения представляют собой количество CO₂, которое с помощью доступных технологий можно экономически рентабельно закачать и хранить в пласте при определенных условиях и в заданных временных рамках. Исходя из уровня достоверности, с которым рассчитываются запасы хранения данный класс подразделяется на следующие подклассы:

«Подготовлено к разработке» – проект подготовлен к выполнению на основе экономической оценки рентабельности, выбрана компания-оператор закачки. Ожидается, что все разрешения будут получены, контракты заключены и проект будет осуществляться согласно плану.

«Утверждено к разработке» подразумевается, что все требуемые разрешения получены, утвержден список главных инвесторов, проект готов к разработке, а закачка должна быть начата по графику.

«Ведётся закачка» – в рамках проекта ведётся нагнетание и захоронение CO₂ в пласте.

Стандартизованная классификация ресурсов хранения позволяет проводить сравнение между различными проектами закачки CO₂ в пласт, даёт общее понимание о детальности данных об объекте на каждом из этапов. На текущий момент классификация ресурсов хранения CO₂ построена на основе классификации запасов нефти, однако ожидается, что она будет совершенствоваться и в конечном итоге станет самостоятельной.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Скрининг месторождений на предмет применимости секвестрации CO₂

В России на сегодняшний день нет ни одного промышленного проекта CCUS, однако развитая нефтегазодобывающая отрасль и огромный потенциал для хранения диоксида углерода являются основанием для их появления уже в ближайшие несколько лет.

В СССР уже имелся опыт закачки углекислого газа в нефтяные пласты Туймазинского, Радаевского, Козловского и Сергеевского месторождений в Урало-Поволжье. Прирост КИН по сравнению с традиционным заводнением составил 10-15%, а удельный эффект от количества закачанного диоксида углерода в тоннах на один баррель дополнительно добытой нефти от варьировался 0,5 до 1,1 тонн/баррель [35].

По оценке аналитиков [35], основанной на данных Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ, емкость только нефтяных и газовых месторождений в России, пригодных для захоронения диоксида углерода, составляет 305 Гт. При этом отношение емкости нефтегазовых залежей к суммарному объему хранилищ находится в диапазоне от 8% до 26% [47]. Таким образом, потенциал коллекторов для захоронения CO₂ в России составляет от 1173 до 3813 Гт.

Учитывая все вышесказанное, становится логичным создание кластеров CCUS на базе российских нефтегазодобывающих компаний и предприятий-эмитентов, что позволит последним снизить выбросы без непосредственного участия в утилизации «пойманного» CO₂, а нефтедобывающим компаниям получить возможность для реализации проектов CO₂-МУН. Наиболее перспективной в России, с точки зрения потенциальных объемов подземной секвестрации CO₂, является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП), территориально затрагивающая в том числе и Томскую область. На сегодняшний день, Западно-Сибирская НГП является самым крупным регионом

добычи углеводородного сырья в России, обеспечивая 64% от добычи нефти и 91% от добычи природного газа по стране [22]. В данном контексте расположение Западно-Сибирской НГП в относительной близости к крупным производственным мощностям сибирских предприятий дает наиболее благоприятные предпосылки для внедрения проектов по улавливанию, хранению и утилизации углекислого газа.

Большая часть месторождений углеводородов Западно-Сибирской НГП расположена на территории Тюменской области, включая ХМАО и ЯНАО. Также месторождения имеются в Томской области, Омской области, Свердловской области, Новосибирской области и Красноярском крае. В данной работе рассматривался потенциал закачки CO_2 в нефтяные месторождения, территориально расположенные в границах Томской области.

Наиболее важным аспектом, влияющим на перспективность технологии закачки CO_2 в нефтяные месторождения Томской области является потенциальное предложение – т.е. количество выбросов и географическая удаленность источников CO_2 (газовые и угольные электростанции; предприятия металлургической, химической и нефтеперерабатывающей промышленности) от месторождений. Другим не менее важным аспектом будет являться спрос на вытесняющий агент (CO_2) со стороны истощенных месторождений, которые по своим геолого-физическим характеристикам подходят для применения на них CO_2 -МУН.

В Приложении Б представлена карта Томской области и соседних субъектов с указанием основных промышленных эмитентов углекислого газа и ресурсной базой нефтегазового комплекса (составлено автором). Значения годовых выбросов эмитентов брались из открытых источников [17, 20, 22, 23] и официальных сайтов предприятий.

Всего в Томской области открыто 237 залежей, из которых порядка 2/3 приурочены к васюганской свите. Согласно некоторым оценкам [22], Томская область обладает наибольшим потенциалом для утилизации CO_2 среди других субъектов Сибирского федерального округа. Действительно, в данном регионе

имеется достаточно хорошо изученных истощающихся месторождений для запуска пилотного проекта по утилизации CO₂.

Для соседствующих с Томской областью субъектов РФ, топливная энергетика которых, в основном, полагается на Кузбасский уголь, весьма характерно превышение эмиссии углекислого газа над потенциальными возможностями по его утилизации. Избыток «предложения» по CO₂ для истощенных месторождений Томской области создает благоприятные предпосылки к возможному внедрению проектов по утилизации углекислого газа.

На основе составленной карты (Приложение Б) предварительно удалось выделить два потенциальных кластера месторождений, пригодных для закачки CO₂ – северный (1) и южный (2). Выделение данных кластеров происходило исходя из относительно высокой концентрации крупных (по запасам УВ) залежей и близкого расположения к основным предприятиям-эмитентам. В виду ограниченного количества информации по имеющимся месторождениям, для дальнейших расчетов было решено детально рассмотреть месторождение X, входящее в состав «южного» кластера.

Как для данного месторождения, так и для всего «южного» кластера в целом, с точки зрения логистики, наиболее рациональным представляется доставка диоксида углерода, улавливаемого после сжигания на тепловых электростанциях г. Омска (с общей годовой эмиссией более 9,2 млн. т CO₂/год) и до сжигания на Омском нефтеперерабатывающем заводе – крупнейшем НПЗ в России [14].

Выбор месторождения X для дальнейшего детального рассмотрения осуществлялся также на основе общепринятых практик и накопленного опыта по поиску наиболее подходящих под закачку CO₂ залежей [1, 51, 52, 54, 55], приведенных в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные критерии применимости закачки CO₂

Параметры	Рекомендации	Месторождение X
Глубина залегания пласта, м	> 800	2520-2630
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	< 15	1,2
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	< 915	848
Компонентный состав	Высокая доля промежуточных углеводородов (особенно C ₅ -C ₁₂)	группа C ₆₊ 70,31 (% мол.)
Пластовое давление, МПа	> 8	27,5
Температура пласта, °С	Не ограничена	93
Литология	Не ограничена	Терриген
Флюидоупор	Обязателен	Аргиллиты баженовской свиты
Тип ловушки	Структурная	Пластово-сводовые, а также литологически и тектонически экранированные
Проницаемость, мД	Не имеет значения, если обеспечиваются требуемые значения приемистости	В широком диапазоне
Газовая шапка	Неблагоприятна	Отсутствует
Трещиноватость	Неблагоприятна	Искусственно-вызванная (ГРП)

Большие глубины залегания продуктивных пластов месторождения X создают условия для поддержания достаточно высоких давлений закачки, а высокая пластовая температура, низкая плотность и вязкость нефти повышают взаимную растворимость нагнетаемого газа и нефти на фронте вытеснения. Единственным ограничивающим фактором является проведение гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождении, которое обусловило создание искусственной системы трещин. Закачка CO₂ в этих условиях может привести к кинжальным прорывам газа от нагнетательных скважин к добывающим, что может повлечь за собой резкое снижение дебитов по нефти и снижения охвата пластов вытеснением. Тем не менее, при условии соответствующих прочностных характеристик нагнетательных скважин и поставки необходимого оборудования, выбранное месторождение удовлетворяет почти всем основным геолого-промысловым критериям применимости закачки диоксида углерода, в связи с чем будет детально рассмотрено в следующих главах.

2.2 Общие сведения о месторождении

В административном плане месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области.

Одноименное локальное поднятие месторождения X было выявлено в 1966 году сейсморазведкой МОВ, поисковое бурение было начато в 1969 году. С середины 90-х годов ведется детализационный этап исследований территории, связанный с началом применения пространственной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ-3D), с увеличением объемов тематических, договорных научно-производственных работ, с проведением исследований на базе комплексирования данных сейсморазведки и геофизических исследований скважин.

Рельеф района месторождения достаточно равнинный. Характерны высокая заболоченность пойм рек и территории в целом, а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения. Восточная и южная части месторождения покрыты редким лесом. Абсолютные отметки изменяются от 93 до 125 м. Гидрографическая сеть района не представляет практического интереса для судоходства из-за небольшой ширины и глубины рек.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от минус 50°С (зимой) до плюс 30°С (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайший населенный пункт расположен в радиусе 50 км. Тем не менее, месторождение расположено в районе с хорошо развитой инфраструктурой: имеются энергетические сети и подстанции, а также сеть промысловых дорог.

На месторождении построены и эксплуатируются следующие объекты:

- установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ);

- установка подготовки нефти (УПН);
- блочные кустовые насосные станции (БКНС-36, БКНС-40);
- 40 обустроенных кустовых площадок;
- объекты электроснабжения: подстанции 110/35/6 кВ и 35/6 кВ; высоковольтные линии 110, 35, и 6 кВ.

Дорожная сеть развивается в рамках обустройства месторождения с выходом на бетонную дорогу, соединяющую Васюганскую группу месторождений с Игольско-Таловым месторождением, пос. Новый Васюган и г. Стрежевой. Месторождение разрабатывается двумя недропользователями [59].

2.3 Геологическое строение месторождения

2.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую мощность 2800-3000 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Стратиграфическое расчленение разреза проведено по материалам поисково-разведочного бурения с учетом уточненной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западной Сибири, принятой на шестом Межведомственном стратиграфическом совещании в 2003 г. (г. Новосибирск) [21].

Палеозойская группа - PZ

Доюрские образования

Доюрские отложения вскрыты скважинами в интервалах 2949-3029 м и 2809-2918 м. Отложения представлены зеленокаменными миндалевидными спилитами, интенсивно выветрелыми вверх по разрезу, переходящими в кору выветривания.

Мезозойская эратема

Юрская система

Юрские отложения описываемой территории представлены отложениями разных фаций средней и верхней юры мощностью 199-309 м. Они разделяются на три свиты - тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Нижне-среднеюрский отдел

Байосский и батский ярусы

тюменская свита

Отложения тюменской свиты несогласно залегают на размывтой поверхности доюрских отложений и вскрыты скважинами на полную мощность, где она составляет 117 м и 91 м соответственно. В фациальном разрезе отложения свиты имеют континентальный генезис – в разрезе явно прослеживаются озерные и аллювиально-болотные последовательности – неравномерно переслаивающиеся аргиллиты, алевролиты, песчаники различной зернистости, углистые сланцы и угли. Свита постепенно опесчанивается вверх по разрезу, где выявляются пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₄, из которых последний является наиболее мощным. Вследствие своего континентального генезиса, данные пласты обладают значительной фациально-литологической изменчивостью, а также латеральной и вертикальной неравномерностью.

Средне-верхнеюрский отдел

Батский, келловейский и оксфордский ярусы

васюганская свита

Породы васюганской свиты вскрыты всеми скважинами месторождения. Отложения свиты встречаются на глубинах 2645-2752 м и хорошо выделяются в разрезах скважин и по латеральному простиранию. Отложения свиты представлены различными фациями морского и континентального генезиса и

традиционно дифференцируются на нижне- и верхневасюганскую подсвиты, которые различаются по фациальному и литологическому составу.

Нижневасюганская подсвита преимущественно представлена мелководными фациями морского генезиса – в разрезе прослеживаются последовательности глинистых пород: темно-серых аргиллитов с редкими и маломощными алевролитистыми прослоями. Подсвите присуща выдержанность по латерали; мощность составляет порядка 30 м.

Верхневасюганская подсвита преимущественно песчанистая и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю₁, являющийся основным продуктивным объектом как в описываемой зоне, так и практически на всех месторождениях Томской области. Горизонт Ю₁ формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки:

- подугольную, песчаную, мелководно-морскую, регрессивную;
- межугольную, прибрежно-континентальную;
- надугольную, преимущественно песчаную, мелководно-морскую.

В объеме горизонта в описываемой зоне выделяются пласты Ю₁² (надугольная толща), Ю₁^M (межугольная толща) и Ю₁³ (подугольная толща). Продуктивными из которых являются пласты Ю₁² и Ю₁³. Мощность свиты составляет 55-70 м.

Кимериджский ярус

георгиевская свита

Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. В пределах описываемой зоны мощность свиты незначительна и составляет 4-8 м.

Волжский ярус

баженовская свита

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков

раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса.

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Эти факторы, а также четкий облик на каротажных диаграммах, делают свиту региональным репером. Мощность свиты 20-28 м.

Вышележащие меловые отложения (куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты), палеогеновые и четвертичные отложения представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы. Общая толщина отложений – 2623-2730 м [60].

2.3.2 Структурно-тектоническая характеристика

В тектоническом отношении месторождение X приурочено к одноименной группе поднятий в пределах Моисеевского куполовидного поднятия (структура II порядка), расположенного в южной части Каймысовского свода, в зоне его сочленения с Нюрольской мегавпадиной (Рисунок 2.1).

Характерной особенностью Каймысовского свода является субмеридиальная составляющая структурного плана его центральной части и наличие двух основных систем тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания, в региональном плане генетически связанных с Колтогорско-Уренгойским мегапрогибом.

По отражающему сейсмическому горизонту Па, приуроченному к подошве баженовской свиты, Каймысовский свод оконтуривается изогипсой - 2650 м. В пределах этой изогипсы размеры свода составляют: длина 215 км, ширина 60-120 км, амплитуда поднятия 350 м. Абсолютные отметки сводовых

частей на структурах второго порядка составляют минус 2300 минус 2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, сопоставимые с оконтуривающей изогипсой.



Рисунок 2.1 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла юго-востока Томской области [18]

В глубинном строении района принимают участие два структурных этажа, разделенных между собой поверхностью углового и стратиграфического несогласия: нижний гетерогенный складчато-блоковый палеозойский фундамент, сложенный сильно метаморфизованными, дислоцированными горными породами различного состава, прорванными интрузиями и осложненными многочисленными тектоническими нарушениями, и верхний платформенный чехол, представленный преимущественно терригенными породами [58].

2.3.3 Нефтеносность

Промышленная нефтеносность месторождения связана с горизонтом Ю₁ васюганской свиты в составе которого выделяются продуктивные пласты Ю₁² и Ю₁³, сложенные терригенными отложениями. Коллекторы пластов представлены терригенными песчаными отложениями полимиктового состава. Пласты разделены между собой глинисто-алевролитовой пачкой (межугольная толща) толщиной от 2 до 15 м. Месторождение относится к многопластовым, нефтяным.

Пласт Ю₁³

Коллекторы пласта Ю₁³ представлены средне-мелко-тонкозернистыми песчаниками, с существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами по площади месторождения. Данный пласт хорошо выделяется на разрезах всех скважин данного месторождения по характерной резкой аномалии ПС и ГК, и является самым мощным относительно других песчаных пластов горизонта Ю₁. Установлено, что данный пласт представляет собой единое песчаное тело со средней протяженностью 12-40 м.

Седиментологическое накопление обломочного материала данного пласта происходило в стадию регрессии морского бассейна, вызванной тектонической активностью, происходившей в конце келловейского начале оксфордского веков. Регрессивный характер условий седиментации прослеживается по типичному поведению кривых гамма каротажа и каротажа потенциала самопроизвольной поляризации – их амплитуда увеличивается вверх по разрезу.

Подугольная толща, представленная пластом Ю₁³, ограничивается снизу мощными глинистыми отложениями нижневасюганской подсвиты, сверху – тонким углистым пластом У₁^а, толщиной порядка 1 м, хорошо выделяемым по характерной аномалии АК и ГК, и служащим нижней границей межугольной толщи.

В пласте установлены шесть нефтеносных частей пластово-сводового типа литологически, в отдельных случаях тектонически, ограниченных. Геометрия участков определяется не только по структурным, но и литологическим, стратиграфическим, тектоническим и гидродинамическим факторами. Размеры залежей изменяются от 1,5×2,1 км до 10,1×11,5 км, высота – от 25 м до 100 м.

Коллекторские свойства пласта изучены по керну и данным геофизических исследований скважин (ГИС). По пласту Ю₁³ среднее значение нефтенасыщенной толщины составляет 11,8 м, проницаемости – 32 мД.

Выше по разрезу пласт Ю₁³ перекрывается межугольной толщей, отложения которой были накоплены в условиях приливно-отливных отмелей и прибрежных болот. В составе данной толщи выделяют песчаный пласт Ю₁^{МУ}, со средней мощностью 4 м. Межугольная толща ограничена снизу угольным пластом У₁^а, сверху – угольным пластом У₁.

Пласт Ю₁²

Коллекторы пласта Ю₁² развиты не повсеместно. Зоны замещения их непроницаемыми разностями пород локально распространены по всей площади, но наиболее концентрированы в южной части месторождения.

Терригенные отложения надугольной толщи, представленной пластом Ю₁², формировались в мелководно-морских условиях. Здесь прослеживаются характерные для предфронтальной зоны пляжа фации – хорошо сортированные мелко-тонкозернистые песчаники с разнообразием текстур и интенсивной биотурбацией. Песчаный пласт Ю₁² сверху ограничивается глинистыми отложениями георгиевской и баженовской свит (Рисунок 2.2).

В пласте выявлены семь частей. Залежи пластово-сводовые, литологически и тектонически ограниченные. Размеры их изменяются в пределах до 21,5×30,5 км, высота – порядка 50-60 м.

Коллекторские свойства пласта изучены по керну и данным ГИС. Средние нефтенасыщенные толщины пласта Ю₁² невысокие и изменяются от 2,3 м до 3,4 м, средняя проницаемость – 4 мД, расчлененность 1 ед.

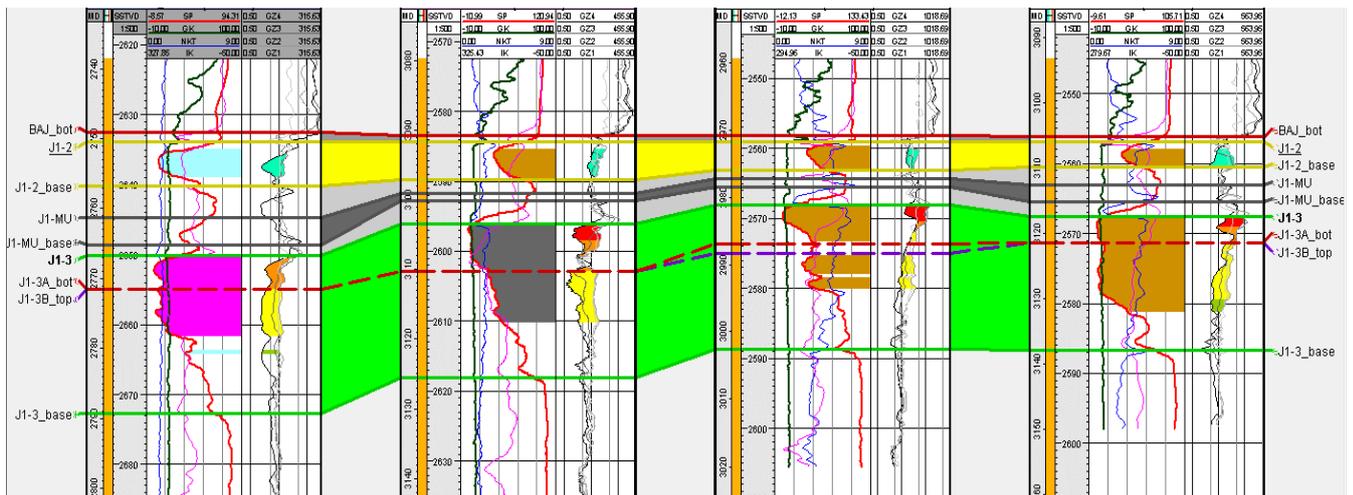


Рисунок 2.2 – схема корреляции продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁³ [58]

Концептуальная модель отложений васюганской свиты данного месторождения представлена на Рисунке 2.3 и подразумевает преимущественно прибрежно-морской и мелководно-морской генезис продуктивных пластов [19].



Рисунок 2.3 – Концептуальная фациальная модель продуктивных отложений месторождения X [19]

Нефти пласта Ю₁² и Ю₁³ парафинистые, сернистые, малосмолистые, тяжелые, вязкие. Попутный газ содержит незначительное количество азота и углекислого газа и большое количество светлых фракций.

Давление насыщения (7,5 МПа) значительно ниже начального пластового (27,5 МПа). Газосодержание низкое (70-72 м³/т), что не создает жестких ограничений на режимы эксплуатации добывающих скважин.

Освещенность стандартными исследованиями керна, а также исследованиями проб пластовых флюидов позволяет обосновывать геолого-физические параметры всех пластов месторождения. Степень изученности месторождения позволяет решать задачи по оценке запасов углеводородов и проектирования разработки [58].

3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Создание геологической модели месторождения X было проведено в программном обеспечении Schlumberger «Petrel 2020.5» опираясь на методические рекомендации по построению геолого-технологических моделей нефтегазовых месторождений [16].

3.1 Выбор целевого объекта для моделирования

Согласно геологической характеристике, данное месторождение можно отнести к категории сложно-построенных, что заключается в латеральной и вертикальной неоднородности резервуара, совместной локализации в залежах как трудно-, так и хорошо извлекаемых запасов, в большой изменчивости коллекторских свойств по разрезу, и скачкообразном поведении водонефтяного контакта (ВНК).

Наиболее перспективным объектом разработки данного месторождения является пласт Ю₁³, который по сравнению с вышележающим пластом Ю₁² имеет бóльшую эффективную толщину, наиболее продуктивен по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (согласно данным исследования керна). Таким образом, вышеописанные преимущества пласта легли в основу его выбора как основного объекта под закачку углекислого газа, в связи с чем дальнейшее моделирование проводилось только для данного пласта.

Геологическое моделирование всего участка месторождения не представлялось возможным, в силу отсутствия полноты данных о строении и характеристиках всех разведанных залежей. Учитывая сложный характер строения всего месторождения в целом, а также с целью сокращения времени проведения расчетов фильтрационной модели, для симуляции закачки CO₂ была

выбрана наиболее простая куполовидная структура субмеридионального простирания, расположенная в северной части месторождения.

Таким образом, для дальнейших расчетов симуляции закачки CO_2 была создана трехмерная секторная (5×5 км) геологическая модель, представляющая собой совокупность следующей информации:

- скважинные данные (координаты устьев скважин, траектории скважин, результаты интерпретации ГИС);
- стратиграфические отбивки пластов по скважинам;
- поверхности кровли и подошвы стратиграфических частей пластов;
- грид общей толщины пластов;
- поверхность ВНК;
- кубы пористости, проницаемости и водонасыщенности [16].

3.2 Построение структурного каркаса

Первым шагом при построении геологической модели является создание структурного каркаса месторождения. Для корректного проведения структурных построений была использована структурная карта по отражающему горизонту Π_a (подошва баженовской свиты), послужившая основой для создания стратиграфической кровли пласта Ю_1^3 . Таким образом, структурный каркас целевого пласта был построен методом прибавления толщин к отражающему горизонту Π_a , и далее скорректирован с учетом всех скважинных отбивок.

На основе анализа характеристик неоднородностей пластов и их палеофациальных особенностей размер ячеек грида был выбран 100×100 м. Как известно из геологической характеристики месторождения, моделируемый объект (пласт Ю_1^3) представляет собой выдержанное по простиранию и разрезу

геологическое тело по типу мелководно-морских фаций, в связи с чем было выбрано их пропорциональное деление ячеек.

Вполне хорошая вертикальная выдержанность свойства пласта Ю₁³ средней мощностью по модели 12 м, допускает его расчленение на 12 слоев. Таким образом, средняя вертикальная толщина ячейки модели составила 1 м. Количество слоев выбиралось так, чтобы сохранить вертикальную неоднородность и избежать необходимости ремасштабирования (апскейлинга) ячеек при переходе к гидродинамическим расчетам. Таким образом, геологическая модель выбранного сектора месторождения содержит 28 812 (49×49×12) ячеек.

3.3 Построение куба литологии и ФЕС

Следующим шагом производилось ремасштабирование данных результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) и дискретного каротажа песчанистости на ячейки модели методом наиболее вероятного значения. Дальнейшее распределение свойств литологии моделировалось с помощью алгоритма последовательного индикаторного моделирования (SIS) с использованием геостатистического разреза (ГСР) и экспериментальных полувариограмм (Рисунок 3.1). Принимая во внимание прибрежно-морской генезис фаций, параметры полувариограмм, задаваемых при моделировании литологии, представлены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры экспериментальных полувариограмм

Направление	Радиус корреляции	Угол	Тип	Наггет эффект
Major	1500	45	Exponential	0,01
Minor	600			
Vertical	1	0		

Моделирование куба пористости (Рисунок 3.2) производилось методом последовательного Гауссова моделирования (SGS) на основании ремасштабированных данных РИГИС и экспериментальных полувариограмм.

Куб проницаемости (Рисунок 3.3) был получен на основе куба пористости по эмпирической петрофизической зависимости:

$$k = 0.594 \cdot \exp(24.432 \cdot \phi) \quad (3.1)$$

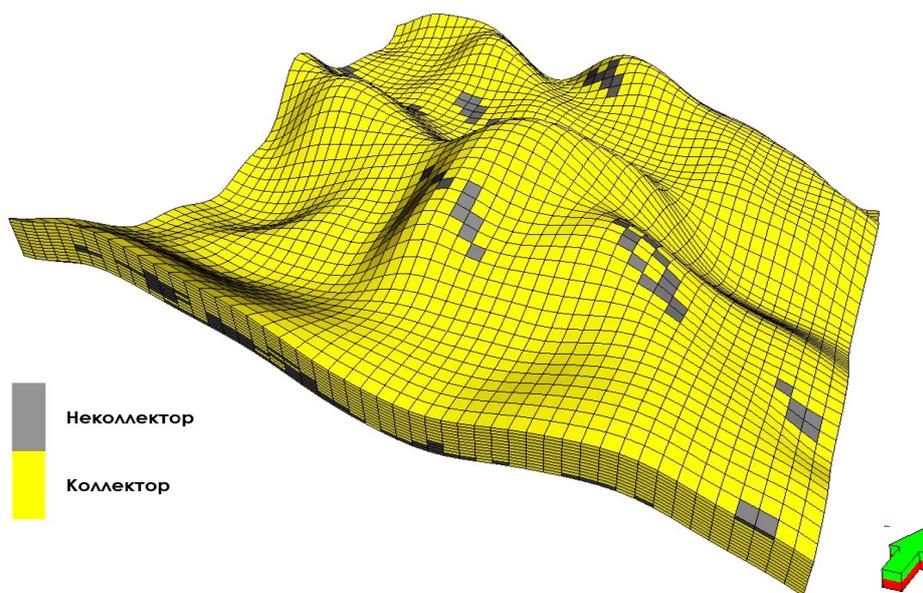


Рисунок 3.1 – Куб литологии сектора месторождения X

Взвешенные по мощности пласта карты пористости и проницаемости представлены на Рисунке 3.4.

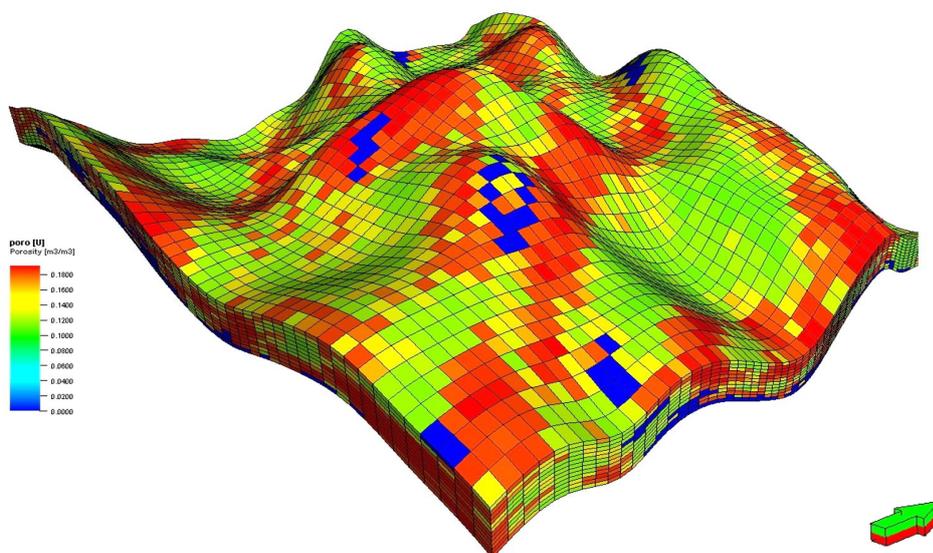


Рисунок 3.2 – Куб пористости сектора месторождения X

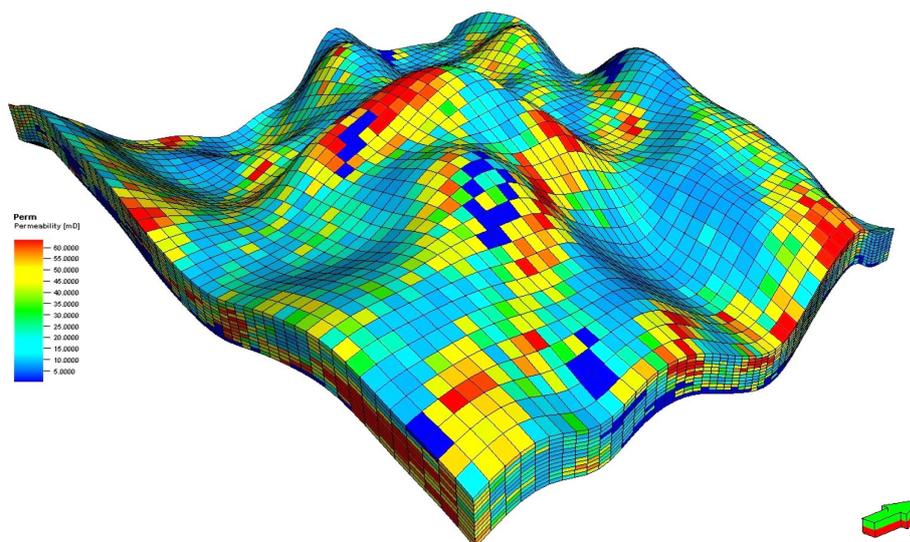


Рисунок 3.3 – Куб проницаемости сектора месторождения X

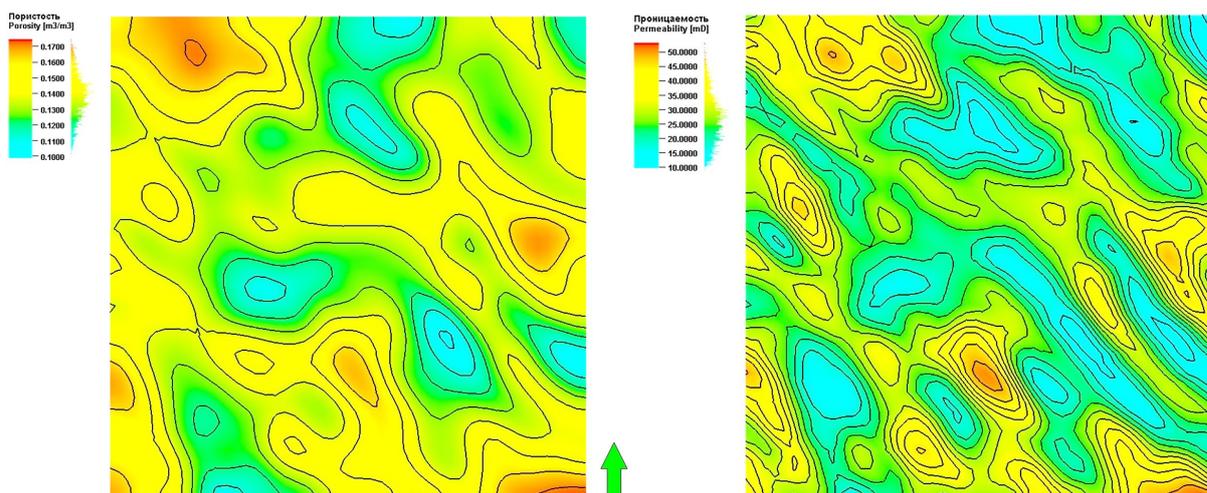


Рисунок 3.4 – Карты распределения пористости (слева) и проницаемости (справа)

Куб водонасыщенности (Рисунок 3.5) создавался на основании осредненных посредством J-функции Леверетта данных капиллярметрических исследований ядра. Значение межфазного натяжения и угол смачиваемости были приняты на основании данных ядровых измерений. Синтетический профиль водонасыщенности затем сопоставлялся с данными интерпретации каротажей ГИС для корректировки проницаемости. Как правило, это приводило к увеличению проницаемости относительно рассчитанной по ГИС, но обеспечивало лучшую сходимость с ядром. Уровень зеркала свободной воды

подбирался итеративно так, чтобы обеспечить лучшее схождение данных ГИС с данными капиллярметрии. Расчет значения связанной водонасыщенности производился по петрофизической зависимости водонасыщенности от пористости.

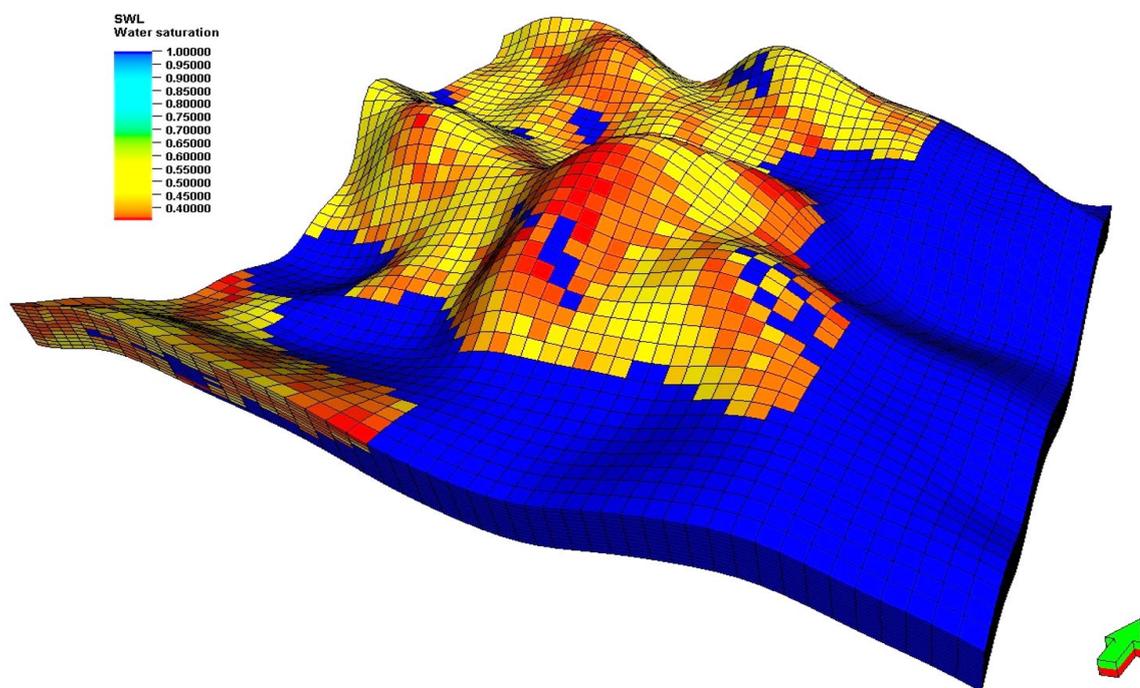


Рисунок 3.5 – Куб водонасыщенности сектора месторождения X

Все свойства в геологической модели моделировались стохастическими методами, для каждого из свойств было сделано 10 реализаций, которые впоследствии были осреднены. Для дискретных свойств литологии применялось осреднение типа «Most of», а для непрерывных свойств пористости и насыщенности производилось осреднение типа «Arithmetic», на основе чего получены финальные реализации.

Запасы углеводородов были оценены объемным методом с использованием приведенных выше параметров, объемного коэффициента нефти и утвержденного уровня ВНК в исследуемой области залежи (минус 2612 м). Начальные геологические запасы моделируемого сектора месторождения составили 9 691 545 ст. м³.

4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

При переходе от геологического моделирования к созданию фильтрационной модели ремасштабирование не проводилось. Оценка достоверности гидродинамической модели (ГДМ) проводилась методом сравнения запасов углеводородов полученных по гидродинамической модели (9 701 986 ст. м³) с количеством запасов полученных по геологической модели. Расхождение оказалось приемлемым и составило 0,1%.

4.1 Модель флюида и свойства пласта

Закачка CO₂ в пласт предусматривает необходимость моделирования таких пластовых процессов как: растворения CO₂ в нефти и воде, изменение свойств нефти в зависимости от концентрации растворенного в ней углекислого газа и изменения газосодержания нефти. Описание этих процессов моделирования становится возможным только при использовании композиционной модели флюида.

Опираясь на данные молярных концентраций компонентов, полученных из отчета «ТомскНИПИнефть» [58]. Попытка воспроизведения абсолютно точной настройки модели по отчету не удалась, в связи с чем была выполнена собственная настройка модели флюида.

После загрузки предварительного композиционного состава нефти производилась корректировка молярных долей каждого компонента и коэффициентов попарного взаимодействия компонентов. В программном модуле t-Navigator «PVT-дизайнер» с помощью алгоритма «Метод роя частиц» дополнительно производилась авто-адаптация некоторых параметров тяжелого компонента C₆₊, таких как: критические температура и давление данного компонента, молекулярная масса, ацентрический фактор и сдвиг для объема (шифт-параметр). Экспериментально было замечено, что именно наиболее

тяжелый компонент C_{6+} вносил большой вклад в настройку модели на реальные лабораторные данные.

При авто-адаптации использовались данные результатов теста дифференциального разгазирования DLE (Differential Liberation Experiment).

Контроль качества производился для:

- давления насыщения ($P_{пл}$), которое должно соответствовать 27,5 МПа при пластовой температуре 93 °С (Рисунок 4.1);
- объемного коэффициента нефти V_o (Рисунок 4.2);
- газосодержания нефти R_s (Рисунок 4.3);
- вязкости нефти μ_o (Рисунок 4.4).

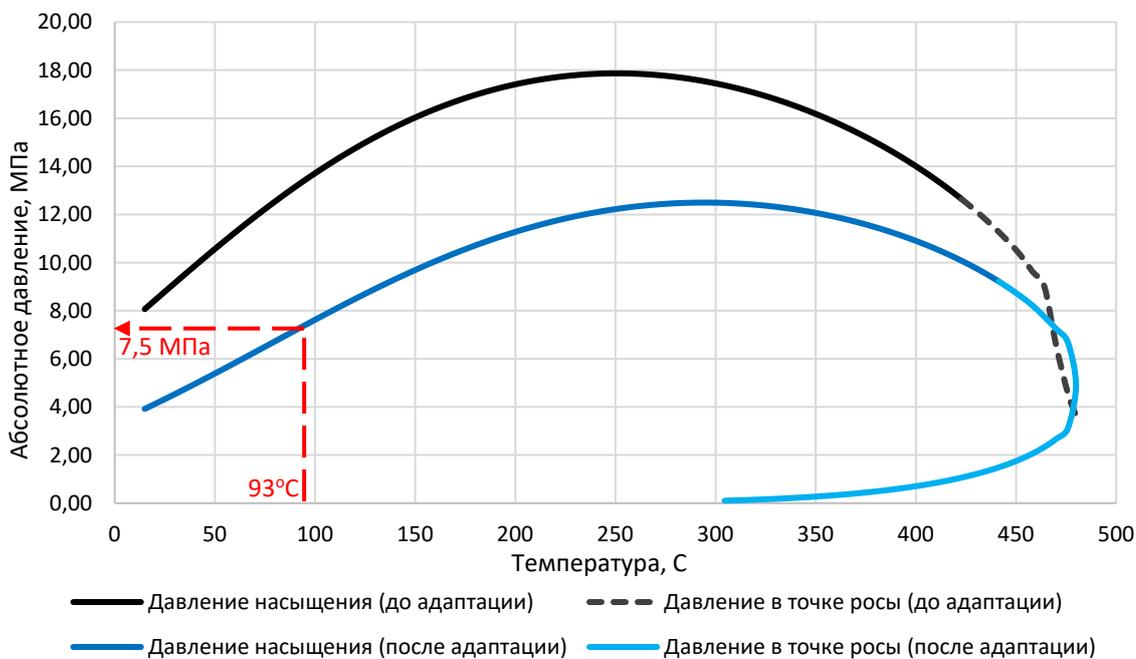


Рисунок 4.1 – Результат адаптации давления насыщения

Корректировка давления насыщения, объемного коэффициента и газосодержания нефти производилась по кругу до тех пор, пока не была достигнута лучшая сходимость с данными DLE-теста, и только после настройки этих параметров производилась настройка вязкости нефти, потому что ее настройка практически не влияла на конечный результат.

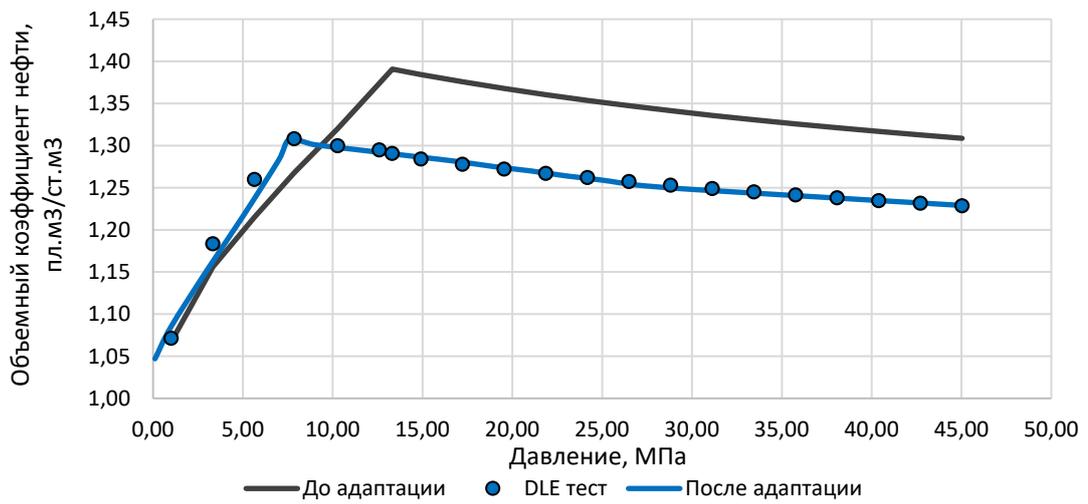


Рисунок 4.2 – Результат адаптации объемного коэффициента нефти

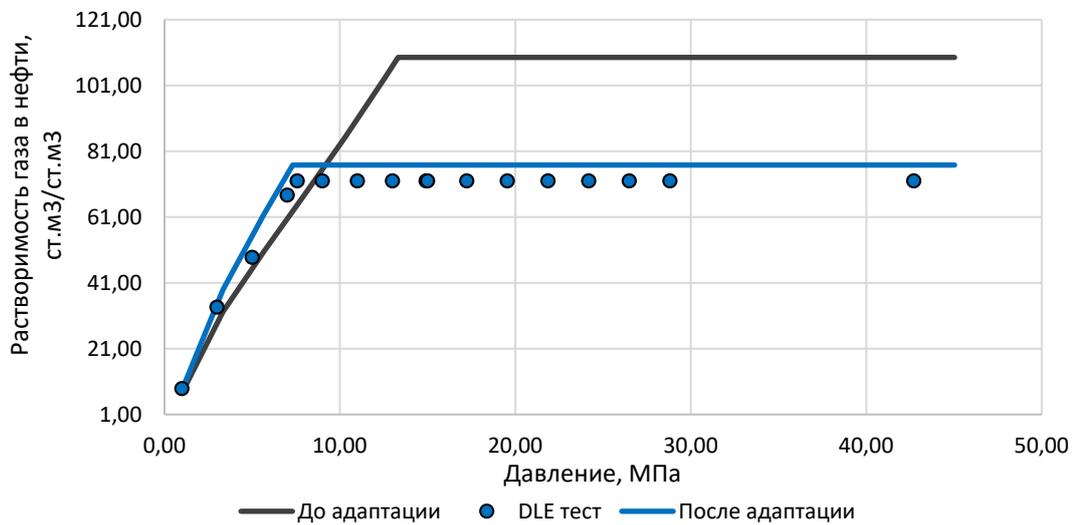


Рисунок 4.3 – Результат адаптации газосодержания нефти

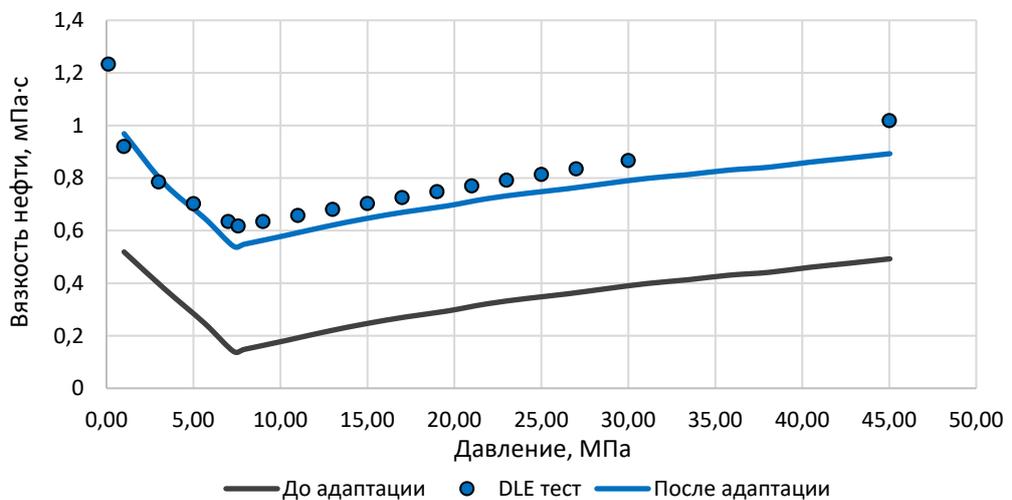


Рисунок 4.4 – Результат адаптации вязкости нефти

По результатам проведенной авто-адаптации на результаты DLE-теста был принят композиционный состав, представленный в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Свойства компонентов созданной модели

	Ком- понент	Молярная кон- центрация	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа абс.	Ацентри- ческий фактор	Молекуляр- ная масса, кг/кг-моль	Точка кипения, К
1	CO ₂	0,000	304,19	7,38	0,23	44,01	194,69
2	C ₁	0,144	190,56	4,60	0,01	16,04	111,67
3	C ₂	0,206	305,32	4,87	0,10	30,07	184,57
4	C ₃	0,120	369,83	4,25	0,15	44,10	231,04
5	iC ₄	0,046	407,80	3,64	0,18	58,12	261,40
6	nC ₄	0,039	425,12	3,80	0,20	58,12	272,66
7	iC ₅	0,037	460,40	3,38	0,23	72,15	300,98
8	nC ₅	0,040	469,70	3,37	0,25	72,15	309,21
9	C ₆₊	0,368	810,89	1,32	0,68	288,81	631,16

Принятые в модели функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) предполагают трехфазную фильтрацию: нефть-вода-газ. Для всего моделируемого сектора месторождения был принят один регион ОФП.

Опираясь на имеющиеся данные о лабораторных исследованиях керна, фазовые проницаемости были ремасштабированы с учетом концевых точек. Значения остаточной водонасыщенности – $S_{wc} = 0,195$ и остаточной насыщенности нефтью в системе вода-нефть – $S_{owCR} = 0,281$ были получены путем осреднения экспериментальных данных по определению ОФП. Аналогично были получены значения остаточной газонасыщенности – $S_{gc} = 0,044$ и остаточной насыщенности нефтью в системе нефть-газ – $S_{ogCR} = 0,502$ (Рисунок 4.5).

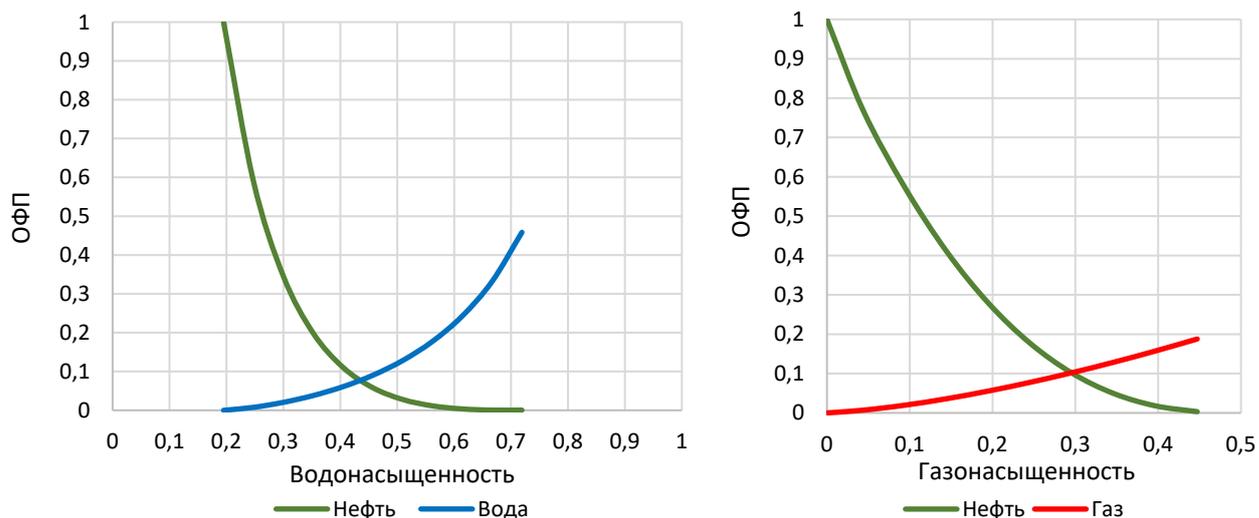


Рисунок 4.5 – Зависимости ОФП для системы вода-нефть (слева) и нефть-газ (справа)

Кривая капиллярного давления (Рисунок 4.6) была получена методом пересчета J-функции Леверетта, предварительно полученной осреднением данных капиллярметрических исследований керна.

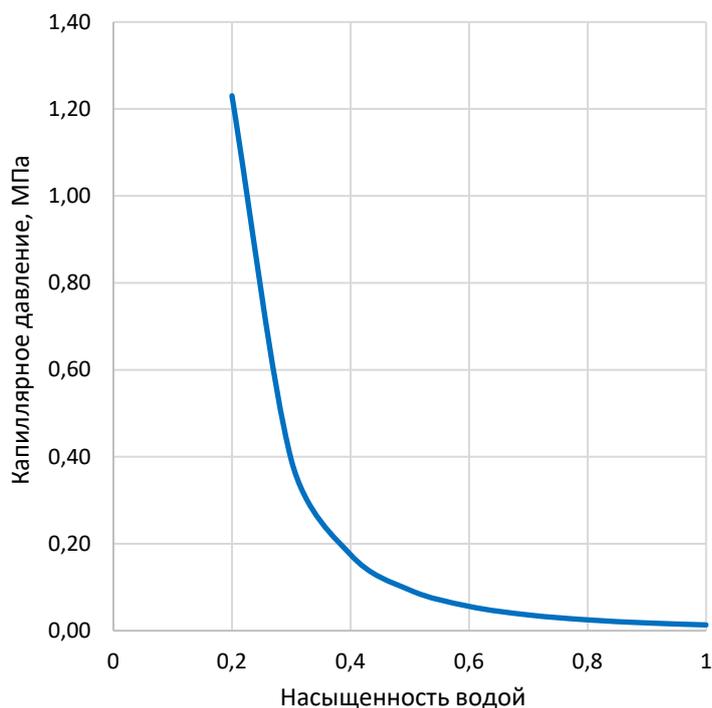


Рисунок 4.6 – Кривая капиллярного давления для системы вода-нефть

Сжимаемость горной породы ($4,587 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$) была выбрана в соответствии с лабораторными исследованиями по определению коэффициентов Пуассона и

значений модуля Юнга по пласту Ю₁³ месторождения X, проведенными сотрудниками «ТомскНИПИнефть» на 107 образцах керна [59].

4.2 Адаптация гидродинамической модели

Важным аспектом корректировки ГДМ для последующего прогноза добычи является адаптация модели на исторические данные.

Адаптация секторной модели участка месторождения X происходила на основе имеющихся данных ГДИС одной из добывающих скважин. Методом локального изменения проницаемости, а также настройкой скин-фактора удалось в достаточной степени сааптировать поведение модели на замеренные данные по дебиту жидкости (Рисунок 4.7) и забойному давлению (Рисунок 4.8).

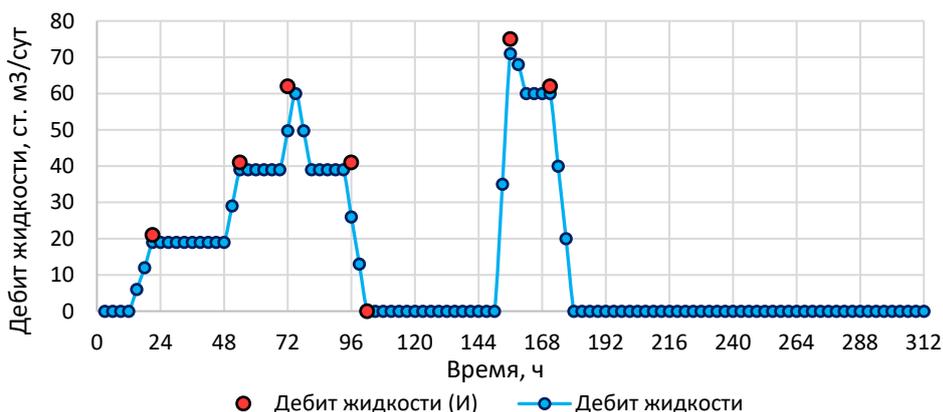


Рисунок 4.7 – Результат адаптации ГДМ по дебиту жидкости

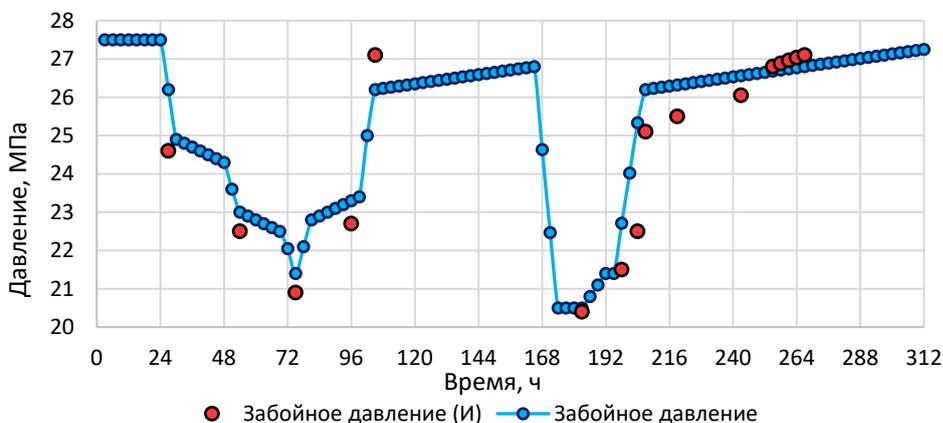


Рисунок 4.8 – Результат адаптации ГДМ по забойному давлению

5. АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛА ЗАКАЧКИ CO₂

Как удалось выяснить из предварительного анализа литературных источников, на данный момент в России наиболее предпочтительным методом секвестрации углерода является его закачка в нефтяную залежь, поскольку в таком случае вполне возможно получить значительный прирост нефтедобычи в результате реализации МУН посредством закачки CO₂ в пласт.

Достаточная выдержанность и эффективная мощность целевого пласта Ю₁³ создают предпосылки для его разработки с помощью горизонтальных скважин. После предварительной аналитической оценки стоимости бурения, а также с целью максимального охвата пласта воздействием, на созданной гидродинамической модели целевого пласта Ю₁³ были спроектированы семь горизонтальных скважин – 4 нагнетательные (I1L, I1R, I3L, I3R) и 3 добывающие (PML, PMR, P4), со средней длиной горизонтального ствола 1000-1500 м (Рисунок 5.1).

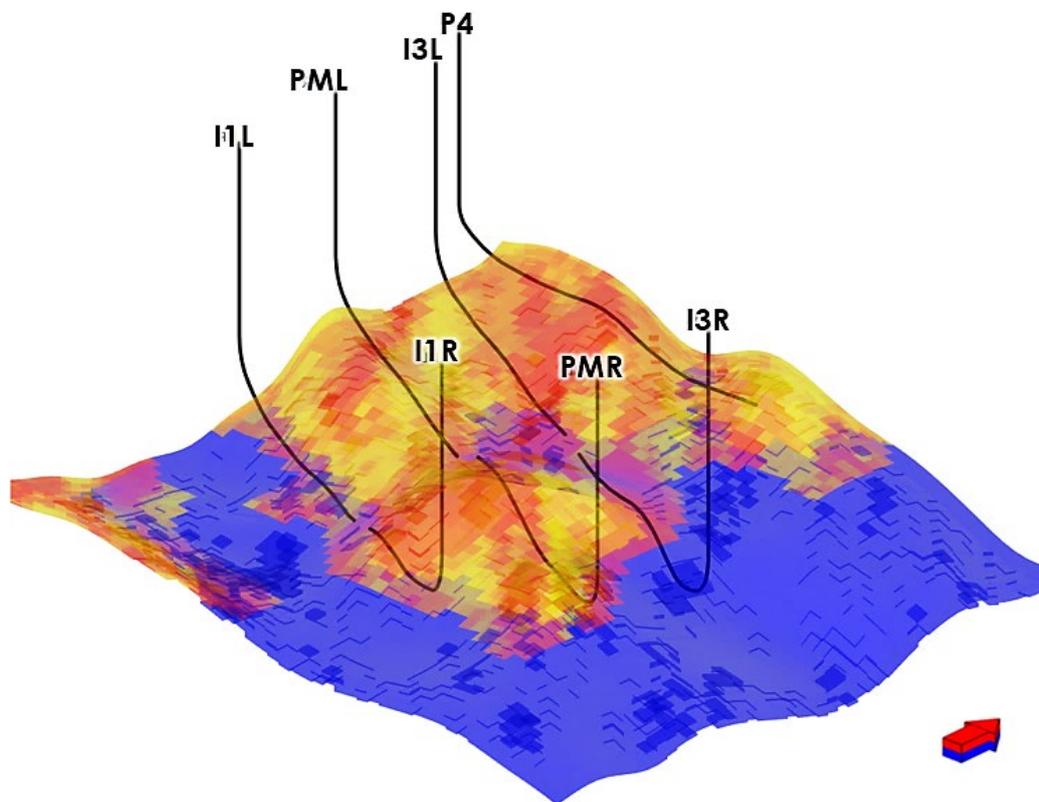


Рисунок 5.1 – Расположение горизонтальных скважин (куб нефтенасыщенности)

Расчет эффекта от закачки проводился в сравнении с базовым вариантом – закачкой воды. Учет степени выработки запасов проводился за счет постепенного обводнения добывающих скважин нагнетательными при стопроцентной компенсации отборов и задания контроля по забойному давлению в добывающих скважинах не ниже давления насыщения (7,5 МПа).

Все последующие расчеты проводились на горизонте планирования 24 года. Период создания необходимой инфраструктуры для закачки воды (бурение скважин, проектирование дополнительной БНКС) был принят равным 2 годам. Начиная с 2024 года разработка участка переходит на этап заводнения. На выбранном промежутке времени (22 года) конечный коэффициент извлечения нефти составил 20,6%. Карты средних (взвешенных по объему ячеек) распределений запасов нефти в случае заводнения на начало и конец расчета представлены на Рисунке 5.2.

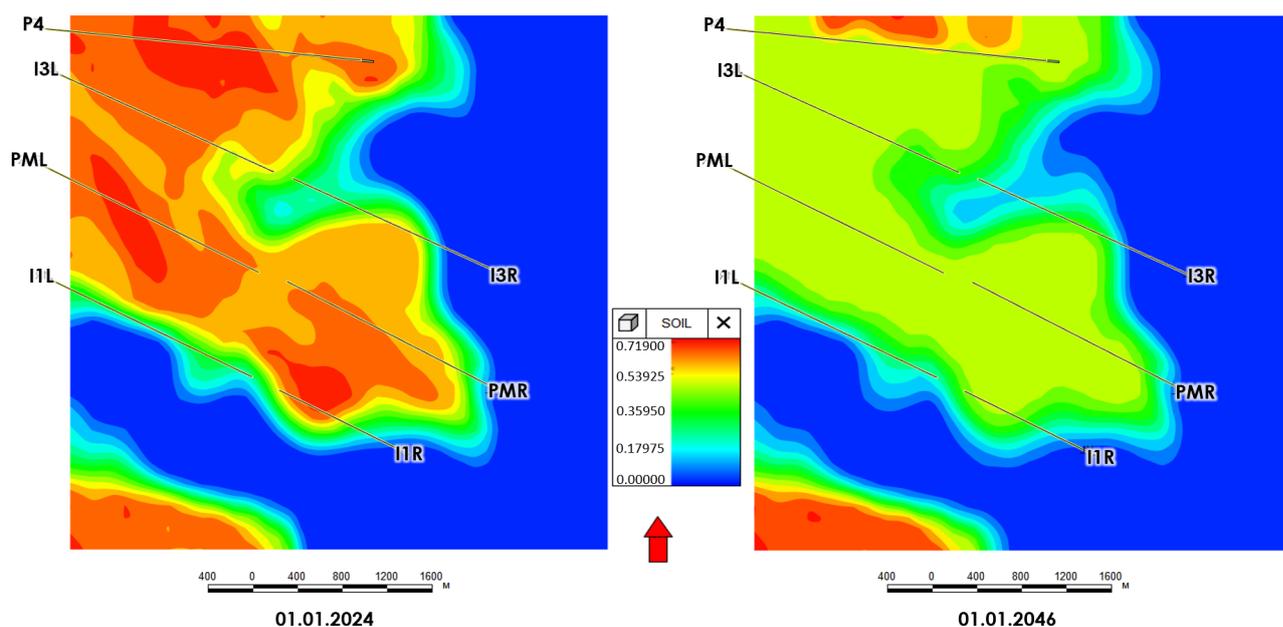


Рисунок 5.2 – Карты нефтенасыщенности до (слева) и после (справа) заводнения

Следующим этапом моделировалась непрерывная закачка CO₂. Период постройки трубопровода по которому планируется транспортировать углекислый газ до месторождения, а также создания инфраструктуры по улавливанию CO₂ на предприятии-эмитенте был принят равным 7 годам.

Таким образом, временная стратегия моделирования процесса непрерывной закачки принималась следующей: как и в случае заводнения, период создания инфраструктуры по закачке воды был принят равным 2 годам. Начиная с 2024 года разработка участка переходит на этап заводнения. Начиная с 2029 года начинается этап закачки углекислого газа, продолжающийся до начала 2046 года.

Наиболее удобным способом доставки CO_2 по трубопроводу к месторождению является его транспортировка в жидком агрегатном состоянии [57]. Принимая во внимание начальные термобарические условия пласта (начальное пластовое давление – 27,5 МПа, начальная пластовая температура – 93°C), закачка будет сопровождаться фазовым переходом CO_2 из жидкого состояния в состояние сверхкритического флюида. Прогнозируемые условия данного фазового перехода представлены на Рисунке 5.3.

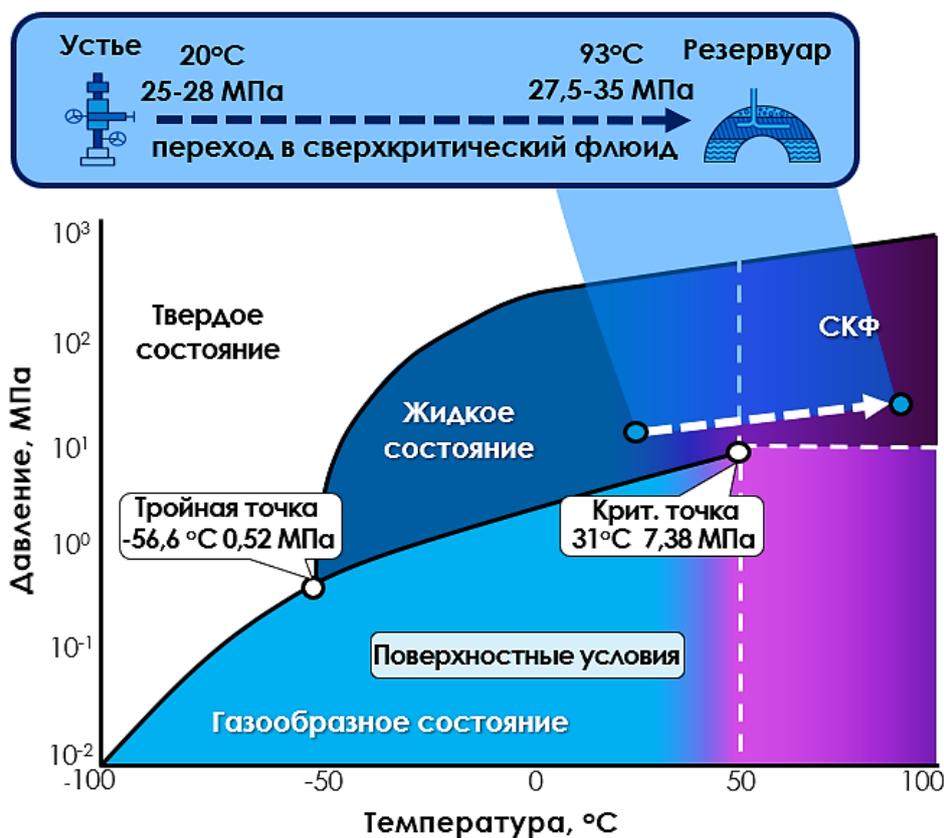


Рисунок 5.3 – Фазовая диаграмма CO_2 и условия закачки

Принимая во внимание термобарические условия закачки, аналитическим способом было получено значение минимального давления смесимости (МДС), равное 30,6 МПа. Значение МДС было оценено по эмпирической корреляции Cronquist (1977) [32], являющейся одной из наиболее подходящих под свойства пластовой нефти данного месторождения. Расчет производился по следующей формуле:

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = 0,11027 \cdot (1,8 \cdot T_{\text{пл}} + 32)^y, \quad (5.1)$$

$$y = 0,744206 + 0,0011038 \cdot M_{C_{5+}} + 0,0015279 \cdot X_{C_1} \quad (5.2)$$

где $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура (°C);

$M_{C_{5+}}$ молекулярная масса компонентов нефти C_{5+} , г/моль;

X_{C_1} – мольная доля метана в нефти.

Как известно, процесс смешивающегося вытеснения нефти углекислым газом подразумевает под собой многоконтактный обмен углеводородными компонентами между нефтью и углекислым газом: нефть отдает часть этих компонентов газу, обогащая его и образуя вблизи фронта вытеснения критическую фазу смеси нефти и газа. Составы фаз уравниваются, поверхность раздела между ними исчезает [27].

С целью реализации смешивающегося вытеснения, приемистость нагнетательных скважин задавалась таким образом, чтобы обеспечить превышение пластового давления над МДС. Таким образом, эффективность при вытеснении углекислым газом достигалась за счет снижения остаточной нефтенасыщенности вследствие уменьшения межфазного натяжения между вытесняющим агентом (CO_2) и нефтью, что сопровождалось растворением газа и снижением вязкости нефти. Как итог, удалось значительно повысить эффективность нефтевытеснения (Рисунок 5.4).

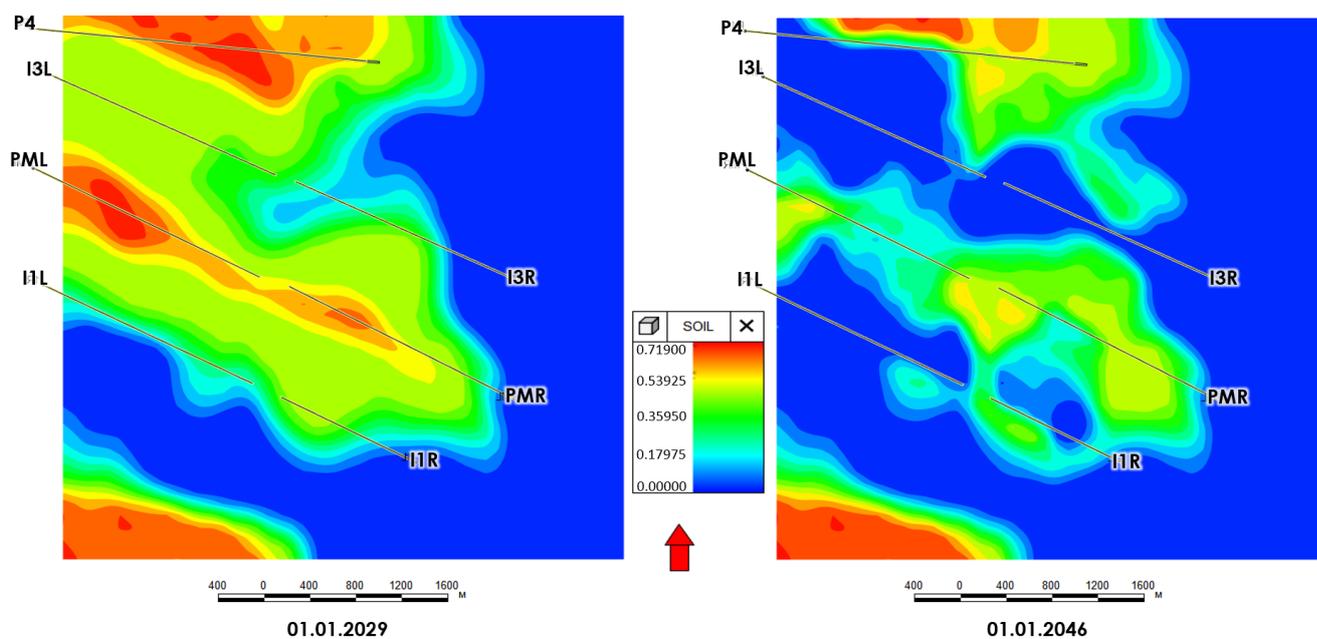


Рисунок 5.4 – Карты нефтенасыщенности до (слева) и после (справа) закачки CO₂

Результат численного моделирования показал, что в случае непрерывной закачки диоксида углерода в целевой пласт-коллектор расчетный конечный КИН достигает 48,9% по сравнению с 33,4% в случае закачки воды (Рисунок 5.5).

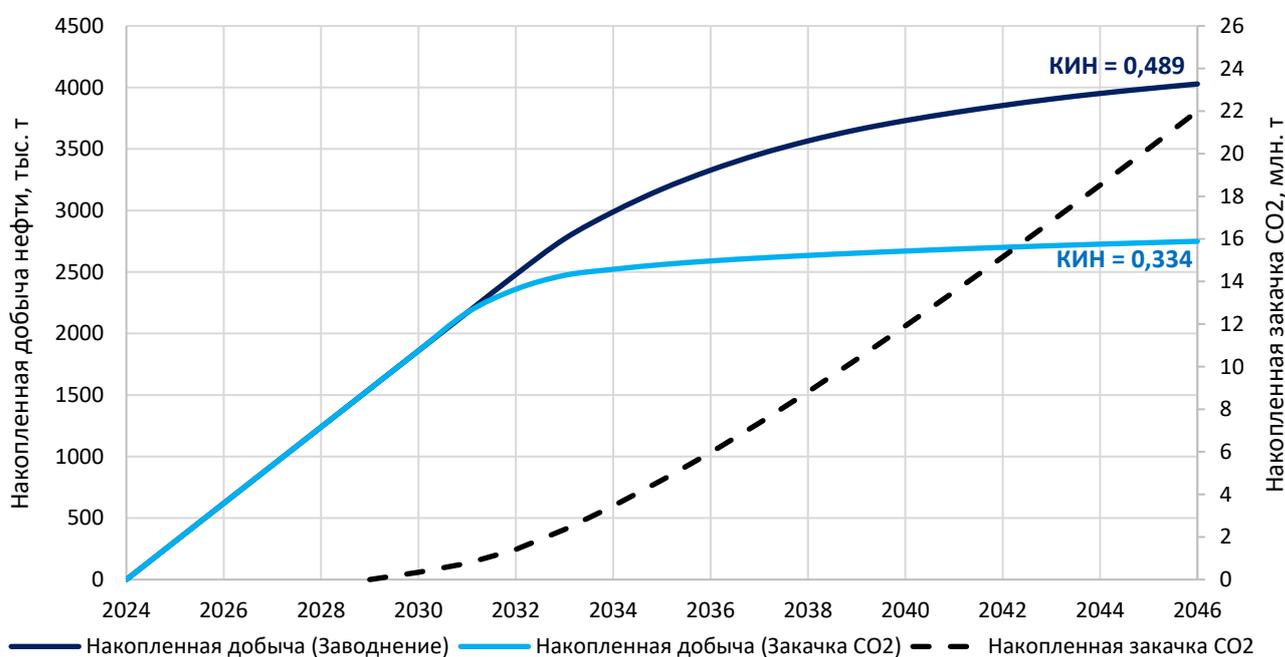


Рисунок 5.5 – Сравнение достигаемого КИН для разных методов воздействия

Профили добычи нефти по годам представлены на Рисунке 5.6.

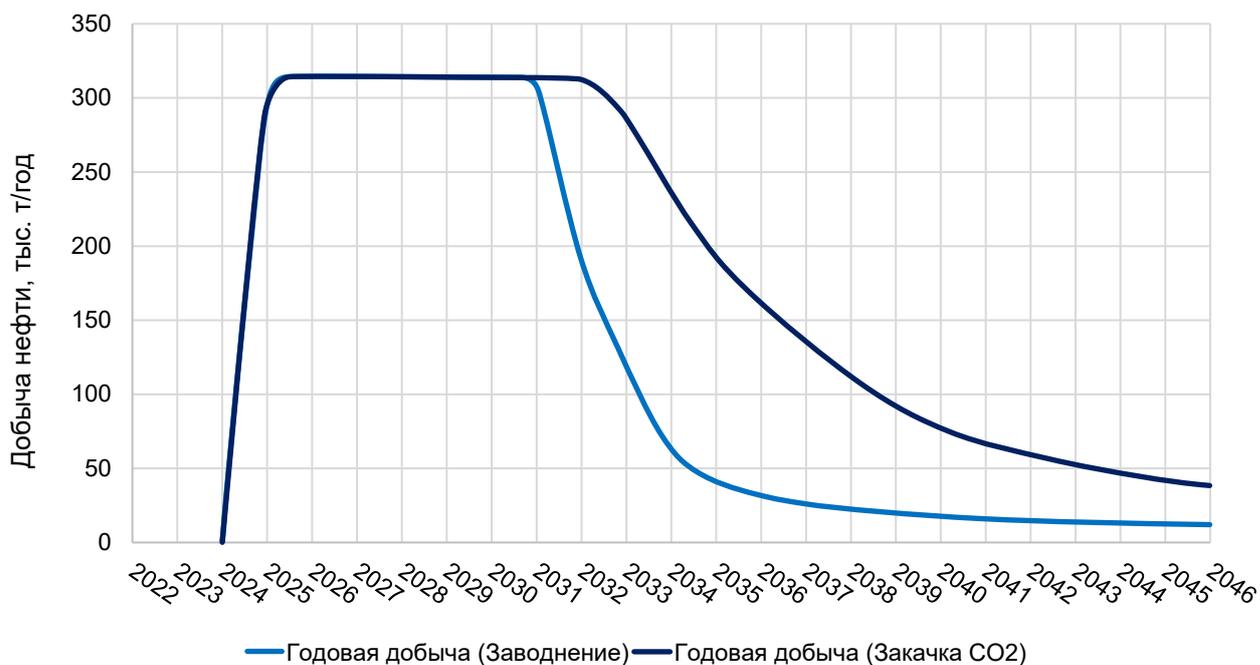


Рисунок 5.6 – Профили добычи нефти по годам

Расчетная динамика прироста КИН в зависимости от закаченного объема CO₂ относительно заводнения показана на Рисунке 5.7.

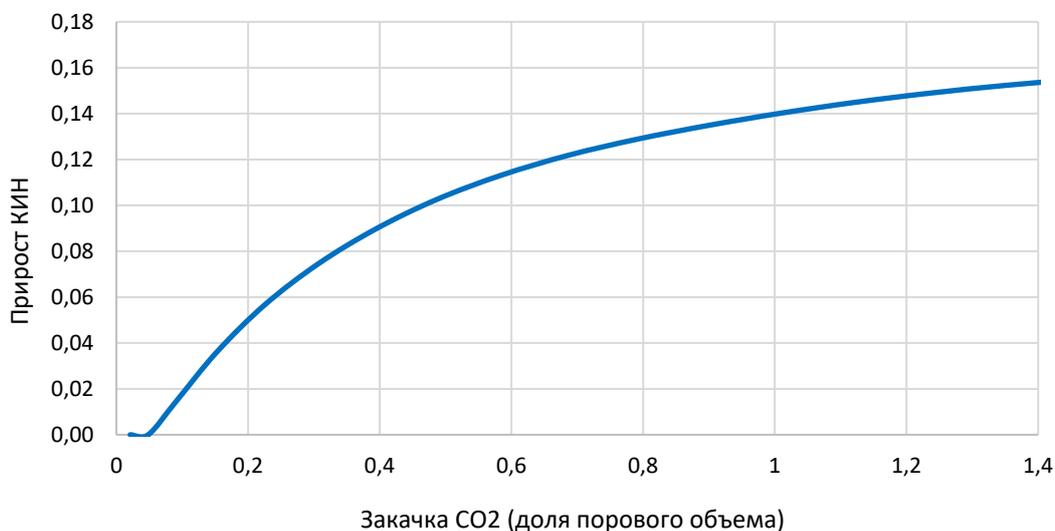


Рисунок 5.7 – Прирост КИН относительно заводнения

Помимо увеличения КИН важным аспектом является эффективность захоронения CO₂. При утилизации углекислого газа к моменту достижения наибольшего технологического эффекта (1,0-1,2 закачанных поровых объемов) в пласте естественным образом (объем закачанного CO₂ за вычетом добытого

объема CO₂) было захоронено 5,28 млн. тонн CO₂ (при стандартных условиях). Данное количество секвестрированного углекислого газа составляет примерно 24,7% от общего прокаченного объема (Рисунок 5.8), что вполне соответствует реальным оценкам, встречаемым в литературных источниках [26, 33, 42, 43].

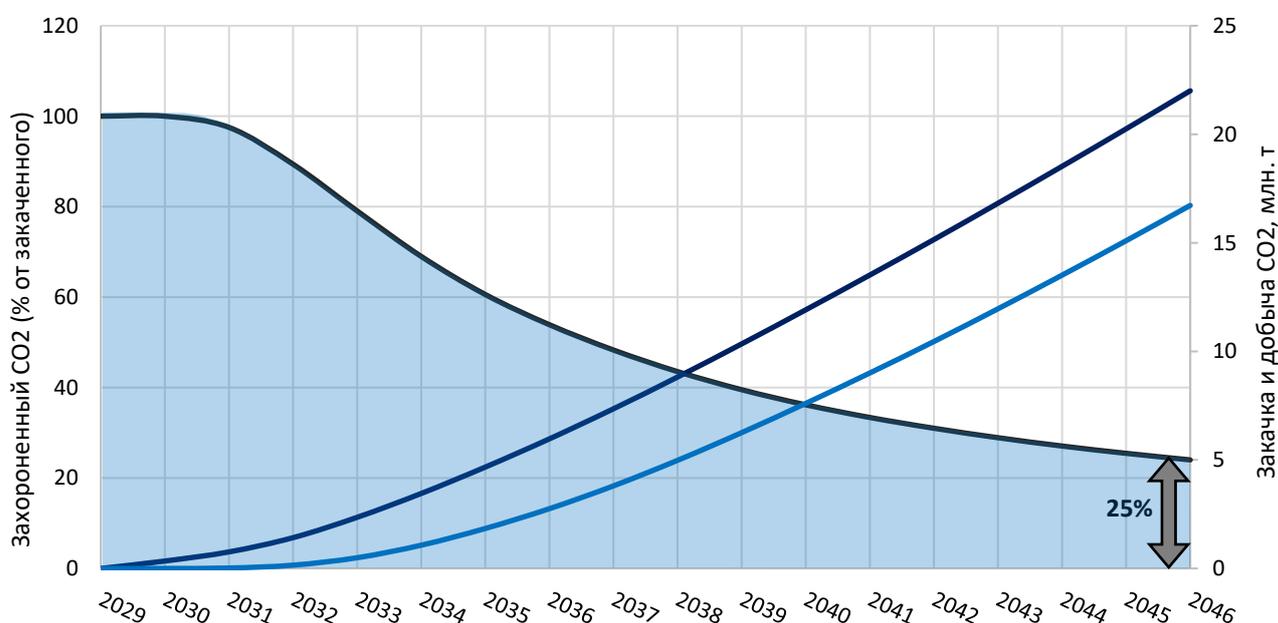


Рисунок 5.8 – Соотношение накопленного количества закаченного и добытого CO₂ в сравнении с долей захороненного углекислого газа

Добыча углекислого газа отсутствует при малых объемах прокачки (первые 1,5 года с начала закачки), так как фронт нагнетания не доходит до добывающих скважин. При этом, в данном случае реализуется гидродинамический механизм удержания CO₂ за счет наличия гистерезиса фазовых проницаемостей и частичного растворения CO₂ в нефти и пластовой воде. Закачиваемый диоксид углерода при этом образует зоны остаточной насыщенности CO₂, представленные на Рисунке 5.9.

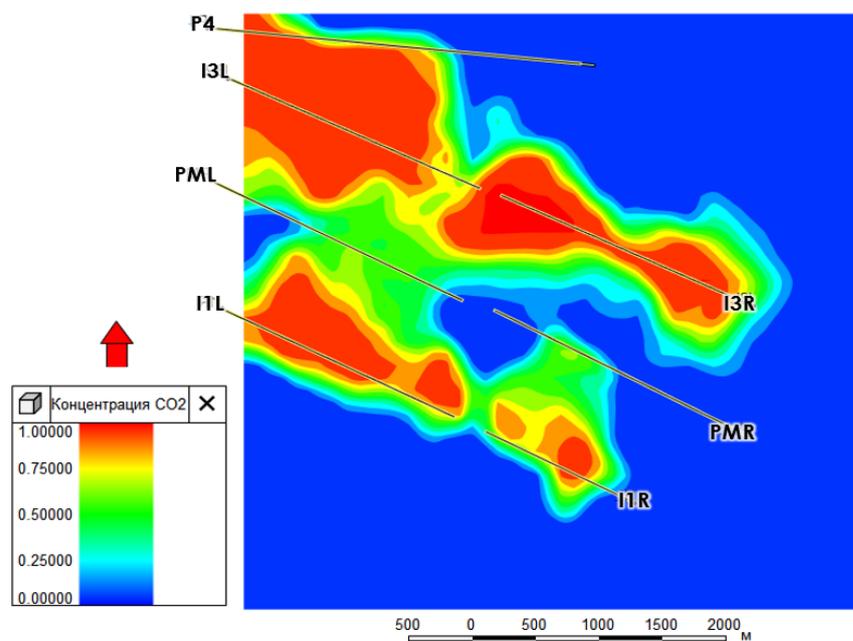


Рисунок 5.9 – Карта молярной доли CO₂ в нефти на конец срока моделирования

Для снижения затрат и оптимизации использования углекислого газа в качестве МУН целесообразно использовать добытый вместе с нефтью CO₂ повторно путем обратной закачки в пласт. Для этого углекислый газ сепарируется из добытой нефти, осушается, компримируется и уже в таком виде нагнетается обратно в пласт. В таком случае доля захоронения будет стремиться к 100%. Принципиальная схема движения потоков CO₂ представлена на Рисунке 5.10.

Существует мнение, что потенциал захоронения CO₂ в нефтяных месторождениях ограничен и представляет интерес только на демонстрационной стадии внедрения технологии утилизации CO₂, когда за счёт реализации дополнительных объёмов нефти можно компенсировать высокие инвестиционные затраты по проекту [29]. Это верно лишь тогда, когда закачка CO₂ прекращается вместе с прекращением повышения нефтеотдачи.

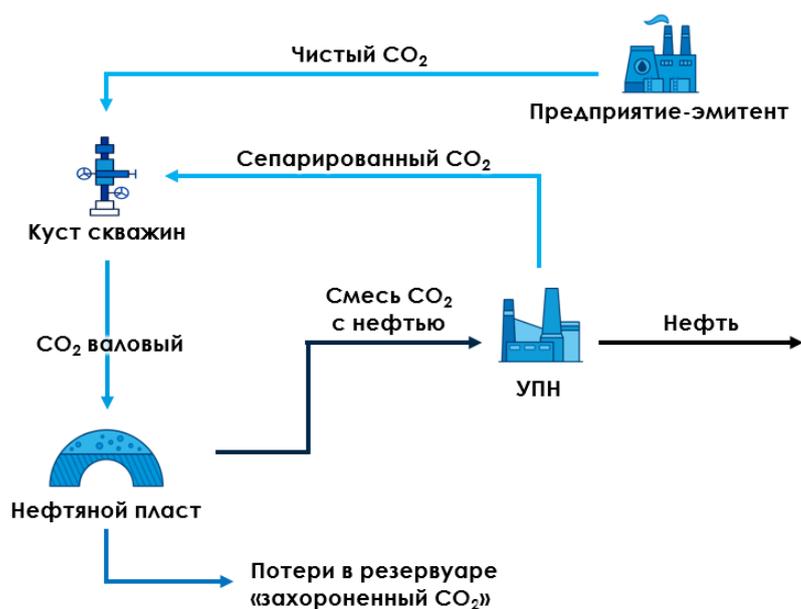


Рисунок 5.10 – Схема движения потоков углекислого газа и нефти

Действительно, как показало численное моделирование, потенциал захоронения CO₂ невелик, так как порядка 75% CO₂ вновь поднимается на поверхность вместе с нефтью. Тем не менее, после выработки месторождения и достижения конечного КИН процесс применения МУН может смениться на захоронение, для чего уже будет создана вся необходимая инфраструктура. Решение об использовании каждого резервуара конкретного нефтяного месторождения для целей длительного и надежного захоронения диоксида углерода должно приниматься исходя из технико-экономической и экологической оценки по итогам периода применения МУН.

Как правило, теоретическая емкость коллектора для хранения диоксида углерода кратно выше его потребностей для получения максимального технологического эффекта от МУН, поэтому после выработки основных запасов в истощенной залежи можно захоронить значительно большее количество CO₂, чем в период его утилизации, причем с наименьшими издержками.

Эффективность утилизации углекислого газа посредством МУН можно дополнительно оценить на основе коэффициента утилизации – количества CO₂ (в тоннах), использованное для добычи одного дополнительного барреля нефти,

которое динамически меняется в зависимости от закаченного объема углекислого газа (Рисунок 5.11).

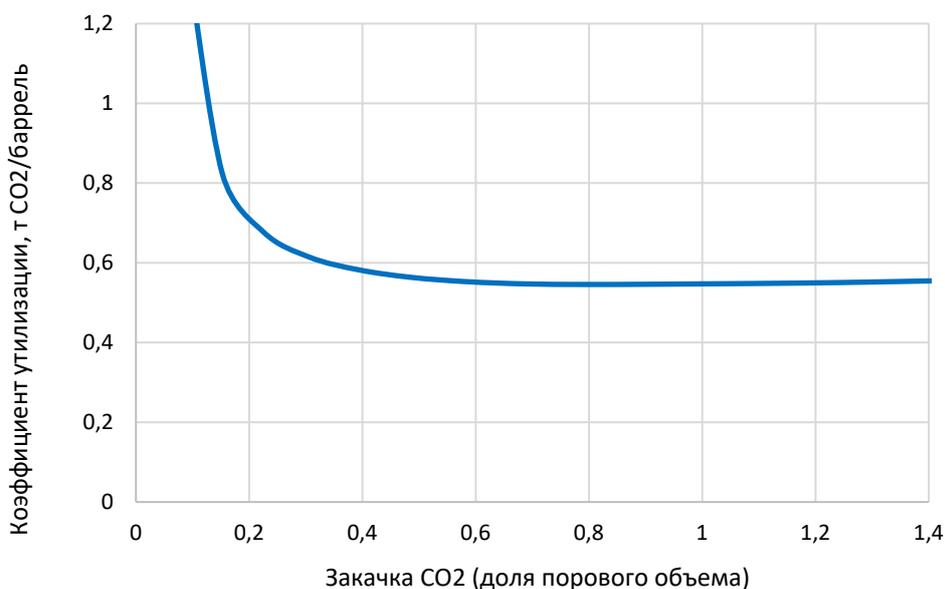


Рисунок 5.11 – Динамика изменения коэффициента утилизации в зависимости от закаченного объема CO₂

Как видно из Рисунка 5.10, после инъекции (с учетом обратной закачки) объема CO₂ примерно равного половине от порового объема залежи, значение коэффициента выходит на плато после достижения фронта CO₂ реагирующих добывающих скважин и составляет 0,55 тонн CO₂/баррель. Данный показатель используется для приведения затрат на утилизацию CO₂ на баррель дополнительно добываемой нефти [35].

Таким образом, можно сделать предварительный вывод о целесообразности применения CO₂ в качестве МУН для целей углеродной секвестрации. На горизонте планирования 24 лет прогнозируемый прирост КИН относительно заводнения при принятой избирательной схеме разработки горизонтальными скважинами составит порядка 15,5 %. При этом, за 24 года на исследуемом секторе месторождения удастся секвестрировать порядка 5,28 млн. тонн CO₂ (при ст. у.). Тем не менее, для практического внедрения данной технологии необходимо детальное экономическое обоснование проекта, которое приведено в следующей главе.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Как известно, экономика России во многом имеет сырьевую структуру – значительная часть доходов бюджета формируется за счет экспорта углеродоемкой продукции. В то же время, основной рынок сбыта российского сырья (Европейский союз) в рамках политики по декарбонизации в ближайшее время введет механизм Трансграничного Углеродного Регулирования (ТУР) для импортируемой продукции с высоким углеродным следом [15]. Очевидно, российским экспортерам это грозит значительными потерями и снижением конкурентоспособности их продукции.

В связи с этим, для российских предприятий-эмитентов диоксида углерода, продукция которых идет на экспорт и попадет под действие грядущего трансграничного углеродного регулирования, проблема улавливания выбросов приобретает все большее значение. В первую очередь, это касается предприятий таких отраслей промышленности, как черная металлургия, нефтегазохимия и производство алюминия. По мнению ряда аналитиков [35], при наиболее вероятном сценарии, суммарные потери российской промышленности от ввода ТУР с 2026 г. оцениваются в 0,7 млрд. долларов США в год. В перспективе в перечень облагаемых налогом отраслей возможно включение нефтепереработки по причине значительных выбросов при производстве.

Одним из способов избежать «углеродного» налогообложения является покупка квот на выбросы на рынке углеродных единиц EU ETS (European Union Emission Trading System). Однако, по оценке ряда аналитиков [15, 35] стоимость квот в рамках EU ETS будет неизбежно расти в долгосрочной перспективе, в то время как себестоимость улавливания CO₂, по некоторым оценкам [53], сократится как минимум в 1,5 раза к 2030 году (Рисунок 6.1).

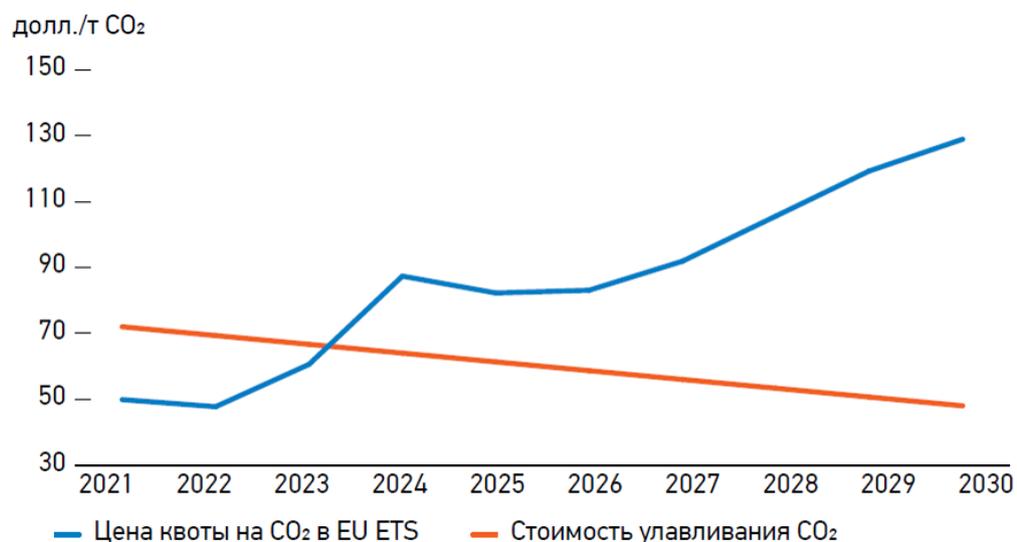


Рисунок 6.1 – Прогноз цены квот в EU ETS и стоимости улавливания CO₂ [35]

Альтернативным выходом из ситуации служит технология захоронения или утилизации углерода, один из вариантов которой (CO₂-МУН) рассматривается в данной работе. Исходя Рисунок 6.1 можно заметить, что с 2023 года улавливать CO₂ будет выгоднее, чем покупать квоты или производить платежи по ТУР. При более резком росте цены квот точка пересечения на графике сместится влево, и улавливание CO₂ с целью подземной закачки станет выгоднее уже в ближайшее время.

В связи с этим, далее будет приведено экономическое обоснование потенциала закачки CO₂ на примере месторождения X Томской области.

6.1 Экономическая модель оператора месторождения

Предполагается, что все капитальные и операционные затраты по улавливанию и строительству транспортной инфраструктуры эмитенты берут на себя, в то время как все затраты связанные с закачкой, при утилизации CO₂ в МУН с последующим захоронением перекладываются с эмитента на нефтедобывающее предприятие.

В зависимости от того, вторичным или третичным методом увеличения нефтеотдачи является закачка газа, инвестор должен будет осуществить разный объём капитальных вложений в переоборудование месторождения.

В данном случае, основными затратами нефтегазодобывающего предприятия, осуществляющего CO₂-МУН с целью последующего захоронения, являются:

- закупка нового газоперерабатывающего оборудования, для целей осушки и компримирования CO₂, а также удаления CO₂ из добытой нефти;
- переоборудование добывающих и нагнетательных скважин (переоборудование внутрискважинных компоновок и устьев скважин).

В данной работе, эффективность потенциала закачки исследовалась при условии избирательной схемы разработки горизонтальными скважинами, в связи с чем капитальные затраты проекта данного исследования включают в себя:

- стоимость бурения новых горизонтальных скважин в количестве 7 штук со средней длиной горизонтального участка 1250 м;
- затраты на закупку газоперерабатывающего оборудования.

Стоимость бурения оценивалась исходя из средней стоимости 1 метра эксплуатационного бурения горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Томской области [30]. Так, стоимость 1 метра бурения, приведенная к ценам 2022 года составила 34709 руб./м, а совокупные капитальные затраты на бурение составили 1001,04 млн. руб.

Капитальные затраты на создание газоперерабатывающей инфраструктуры с учетом максимально возможной (согласно результатам расчетов ГДМ) годовой потребности месторождения в CO₂ (0,595 млн. т) были осреднены по значениям капитальных затрат похожих зарубежных проектов и составили 1541,42 млн. руб.

Оценка операционных затрат по поддержанию работоспособности нефтепромысла оценивалась исходя из данных [22, 23, 29]. Удельные операционные затраты на поддержание работоспособности нефтепромысла были приняты равными 6355,28 руб./т нефти.

Дополнительно учитывались операционные затраты на операции с CO₂, в частности мониторинг возможных утечек. Удельные операционные затраты связанные с мониторингом утечек были приняты равными 390 руб./ т CO₂, в соответствии с оценкой аналитиков [35].

Все участвующие в расчете затраты представлены в Таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Структура затрат оператора месторождения

Капитальные затраты		
Создание газоперерабатывающей инфраструктуры	1541,42	млн. руб.
Бурение 7 горизонтальных скважин (в т.ч. ГС – 1250 м)	1001,04	млн. руб.
Операционные затраты		
Совокупные текущие затраты нефтяного промысла	6355,28	руб./ т нефти
Затраты связанные с мониторингом утечек CO ₂	390,00	руб./ т CO ₂

6.2 Экономическая модель предприятия-эмитента

6.2.1 Оценка стоимости улавливания

Как уже упоминалось, улавливание – наиболее дорогостоящий процесс утилизации CO₂, составляющий до 60-70% от общих затрат по проекту [22, 23, 28].

Как уже было сказано выше, стоимость улавливания CO₂ и вообще возможность применения тех или иных технологий улавливания в большой степени зависит от особенностей технологического процесса предприятия-эмитента. В рассматриваемых условиях данной работы, наиболее рациональным представляется доставка к месторождению диоксида углерода, улавливаемого после сжигания на тепловых электростанциях г. Омска (с общей годовой эмиссией более 9,2 млн. т CO₂/год) или до сжигания на Омском нефтеперерабатывающем заводе – крупнейшем НПЗ в России, ориентировочно [14] с соразмерной величиной годовой эмиссии CO₂.

В данной работе расчет стоимости улавливания углекислого газа был произведен для теплоэлектростанции №5 (ТЭЦ-5) – самой крупной электростанции Омской области и, одновременно, крупнейшего эмитента CO₂ в регионе. Расчет капитальных затрат производился в согласии со следующими факторами:

- ТЭЦ-5 в качестве топлива использует каменный уголь;
- установленная мощность станции – 750 МВт;
- улавливать CO₂ планируется способом аминовой очистки после сжигания топлива, т.к. на сегодняшний день данный способ является наиболее отработанным и позволяет за минимальный срок модернизировать электростанцию под цели улавливания без кардинальных изменений в технологическом цикле.

Расчет капитальных затрат производился в соответствии с полученными при расчете ГДМ данным о совокупной потребности месторождения в CO₂ (0,595 млн. т) и удельными затратами по эмпирической формуле [29]:

$$УЗ_{ул} = 0,703 \cdot \frac{(6,5526 \cdot N + 495,02)}{0,091 \cdot Q} \quad (6.1)$$

где N - установленная мощность станции, МВт;

Q = 5,28 млн. т – количество CO₂ от данной станции, используемое в рамках проекта за весь срок дисконтирования.

Так, удельные затраты на улавливание ($УЗ_{ул}$) составили 6954,71 руб./т CO₂, в связи с чем капитальные затраты на улавливание оцениваются в 4139,3 млн. руб.

Оценка операционных затрат на улавливание оценивалась исходя из данных [22, 23, 35]. Условный тариф для поддержания работоспособности установки по улавливанию был принят равным 543,79 руб./т CO₂.

6.2.2 Оценка стоимости транспортировки

В виду отсутствия развитой дорожной инфраструктуры между предприятием-эмитентом и месторождением, единственным обоснованным способом транспортировки диоксида углерода до месторождения является трубопровод. Капитальные затраты на транспортировку углекислого газа напрямую зависят от длины и диаметра трубопровода.

CO₂ транспортируется в жидком состоянии при рабочем давлении от 7,38 МПа, т.к. при меньшем давлении существует вероятность образования в потоке газовой фазы в результате флуктуации температуры на разных участках газопровода. Если в потоке CO₂ присутствуют примеси других веществ (CH₄, H₂S), транспортировка осуществляется при давлениях от 8,6 МПа.

Согласно полученным при расчете ГДМ данным о максимальной годовой потребности месторождения в CO₂ (0,595 млн. т) и среднестатистическим данным [45, 53] о диаметрах трубопроводов со схожей годовой пропускной способностью, условный диаметр трубопровода был принят равным 159 мм.

Оценка длины планируемого трубопровода производилась с помощью спутниковых снимков учитывая рельеф местности. Прогнозируемая траектория трубопровода приведена в Приложении Б. Длина трубопровода составила порядка 324 км.

При учете капитальных затрат в обязательном порядке закладывалась стоимость компрессорной станции, мощность которой при максимальном массовом расходе 0,595 млн. т CO₂/год составит порядка 0,15 МВт. Примечательно, что для транспортировки CO₂ расходы на компрессорные станции оказываются ниже, чем для природного газа, т.к. среднее расстояние между компрессорными станциями составляет 300 – 400 км для CO₂ и 150-170 км для природного газа [22, 53]. Основываясь на данном факте, для данного трубопровода длиной 324 км понадобится 1 компрессорная станция.

Таким образом, капитальные затраты по строительству CO₂-трубопровода рассчитывались следующим образом:

$$KЗ = KЗ_{\text{лин}} + KЗ_{\text{кс}} \quad (6.2)$$

где $KЗ_{\text{лин}}$ – капитальные затраты линейной части;

$KЗ_{\text{кс}}$ – капитальные затраты компрессорной станции.

$$KЗ_{\text{лин}} = УЗ \cdot L \quad (6.3)$$

где $УЗ$ – удельные затраты на сооружение 1 км трубопровода, руб./км.

Удельные затраты на транспортировку оценивались исходя из эмпирической формулы [48]:

$$УЗ = \frac{0,156 \cdot L^{1,0198} + 20,491 \cdot L^{0,0298}}{0,135 \cdot Q} \quad (6.4)$$

где $Q = 5,3$ млн. т – количество CO_2 , транспортируемое в рамках проекта за весь срок дисконтирования.

Таким образом, удельные затраты ($УЗ$) на транспортировку CO_2 для данного трубопровода составили 3098,57 руб./т CO_2 , а капитальные затраты на строительство трубопровода ($KЗ_{\text{лин}}$) длиной 324 км, диаметром 159 мм и максимальной пропускной способностью 0,595 млн. т CO_2 /год составили 1844,2 млн. руб.

Для расчёта капитальных затрат на строительство компрессорной станции использовалась эмпирическая формула [42], приведённая к ценам 2022 года:

$$KЗ_{\text{кс}} = 766,545 + 69,72N - 0,96N^2 \quad (6.5)$$

где N – мощность компрессорной станции, при максимальном массовом расходе 0,6 млн. т CO_2 /год равная 0,15 МВт.

Таким образом, капитальные затраты на постройку компрессорной станции ($KЗ_{\text{кс}}$) оцениваются в 774,70 млн. руб. Итого, капитальные затраты предприятия-эмитента связанные с транспортировкой диоксида углерода до месторождения ($KЗ$) оцениваются в 2618,9 млн. руб.

Оценка операционных затрат на транспортировку оценивалась исходя из данных [22, 23, 25]. Условный тариф для поддержания работоспособности трубопровода и компрессорной станции был принят равным 562,5 руб./т CO₂.

Все участвующие в дальнейших расчетах затраты эмитента представлены в Таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Структура затрат предприятия эмитента

Капитальные затраты		
Установки улавливания CO ₂ (аминовые скрубберы)	4139,30	млн. руб.
Строительство трубопровода	2618,90	млн. руб.
Операционные затраты		
Совокупные текущие затраты установок улавливания	543,79	руб./ т CO ₂
Затраты связанные с мониторингом трубопровода	562,50	руб./ т CO ₂

6.3 Оценка коммерческого потенциала проекта

Анализ экономической эффективности проекта по закачке CO₂ производился в сравнении с базовым вариантом – традиционным заводнением.

Период строительства скважин и подготовки к разработке сектора месторождения способом предполагался равным двум годам, т.е. добыча нефти начинается с начала 2024 года. В варианте закачки CO₂ период создания инфраструктуры по улавливанию на ТЭЦ и прокладки трубопровода до месторождения предполагался равным семи годам, т.е. закачка CO₂ начинается с начала 2029 года. С учетом отсутствия российского опыта внедрения проектов CCUS семилетний срок строительства представляется наиболее реальным, не только с технологической точки зрения, но и с макроэкономической (в связи с высокой прогнозной стоимостью платежей ТУР). Расчетные параметры представлены в Таблице 6.3. Результаты расчета приведены на Рисунке 6.2.

Таблица 6.3 – Расчетные параметры

Цена реализации нефти на внешнем рынке	70	долл./баррель
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	35307	руб./т
Доля экспорта нефти	30	%
Ставка НДС	15366	руб./т
Ставка НДС	20	%
Ставка налога на прибыль	20	%
Валютный курс	75	руб./долл.
Ставка дисконтирования	15	%
Срок дисконтирования	24	года

Исходя из Рисунка 6.2 экономический эффект от применения CO₂-МУН выше, чем при традиционном заводнении. На горизонте планирования 24 лет чистая приведенная стоимость проекта закачки CO₂ составит 11,14 млрд. руб, что превосходит ЧПС варианта «заводнение» на 951,77 млн. руб. или 9,34%. Примечательно, что закачка CO₂ становится более предпочтительным вариантом только к середине 2032 года, т.е. только спустя 10 лет. Это связано с высокими капитальными затратами на сооружение газоперерабатывающей инфраструктуры на месторождении.

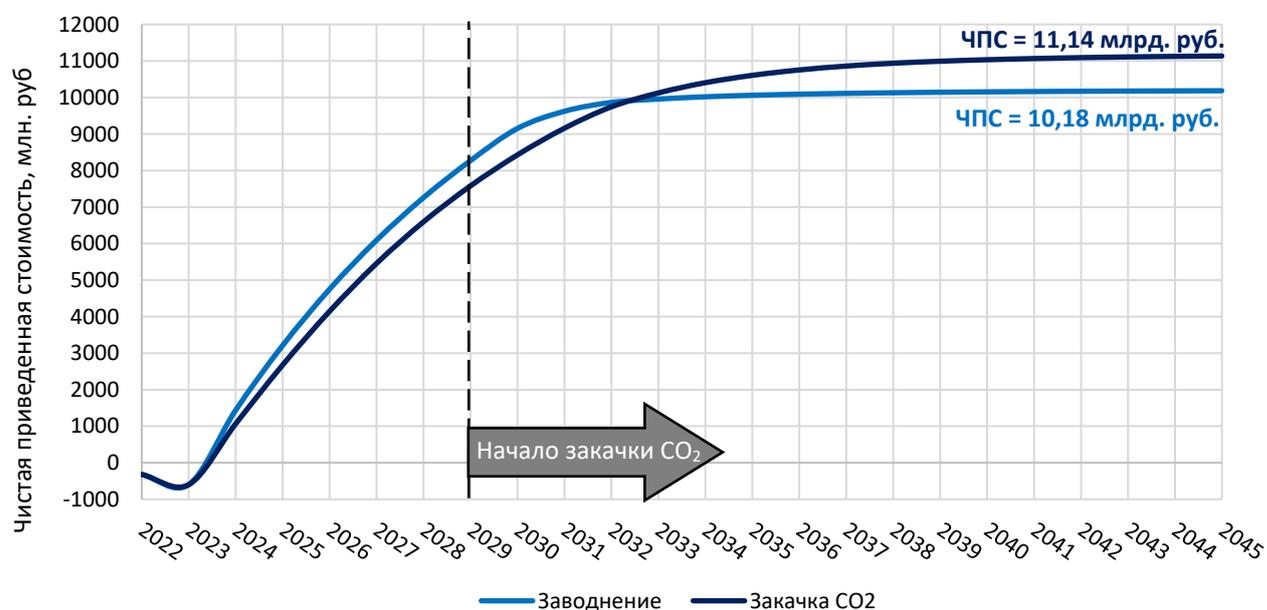


Рисунок 6.2 – Профиль ЧПС двух вариантов разработки

Основываясь на предположении, что все капитальные и операционные затраты по улавливанию и строительству транспортной инфраструктуры

эмитент берет на себя, его экономическая модель денежных потоков будет всегда отрицательной, т.к. на сегодняшний день прогнозировать потенциальные денежные притоки (возникающие за счет декарбонизации производства и влекущие избавление эмитента от необходимости совершать налоговые платежи по ТУР) является весьма трудной задачей; поэтому в данной экономической модели их учет не производился. В связи с этим, на горизонте планирования 24 лет предприятие эмитент несет сплошные убытки (Рисунок 6.3) и его ЧПС составляет минус 6,99 млрд. руб.

Тем не менее, с целью стимулирования запуска проектов CCUS и повышения их конкурентоспособности возможно перераспределение денежного дохода государства от реализации дополнительно добытой за счет CO₂-МУН нефти в пользу эмитента. Так, начиная с 2029 года (с момента начала закачки диоксида углерода) государство перечисляет все налоговые поступления (полученные за счет дополнительной добычи нефти) на покрытие затрат эмитента. Однако, субсидирования эмитента даже за счет дополнительных налоговых поступлений недостаточно. Расчеты показали, что необходима дополнительная поддержка государства, составляющая 65,161% от суммы ежегодных налогов, получаемых за счет дополнительной нефтедобычи. Другими словами, для покрытия всех затрат эмитента дополнительно требуется 2758,78 млн. руб. (дисконтированная стоимость дополнительных субсидий в ценах 2022 года).

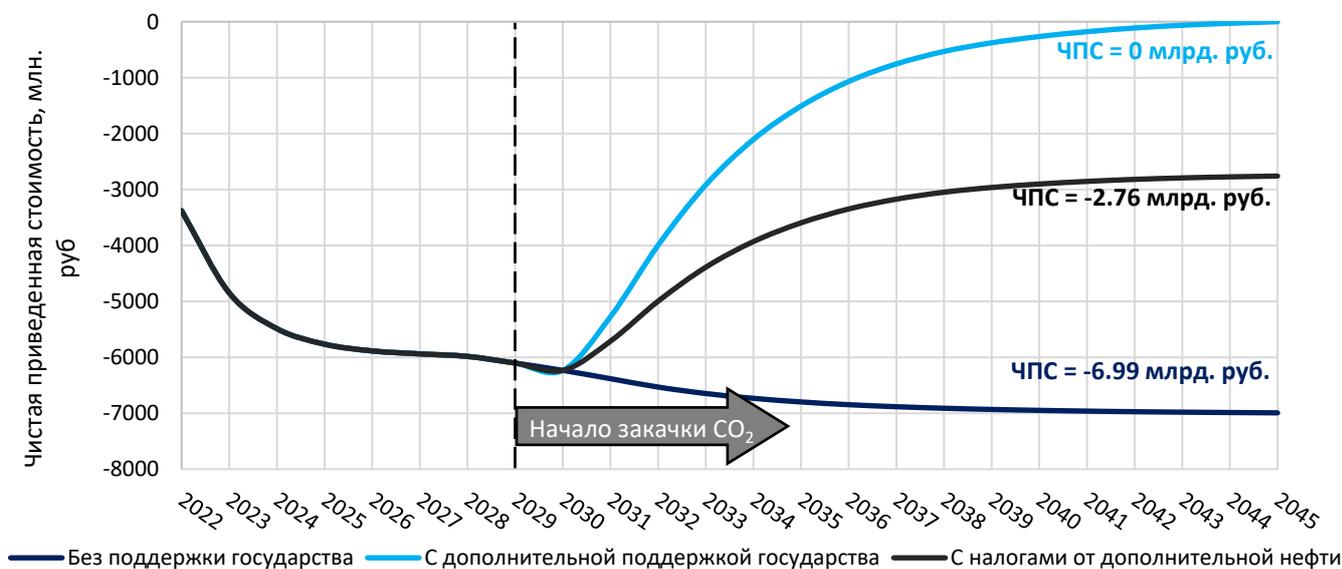


Рисунок 6.3 – Профиль ЧПС эмитента

С целью анализа экономического эффекта по проекту в целом была рассчитана интегрированная экономическая модель, являющаяся совокупностью экономических моделей эмитента и нефтедобывающего предприятия (оператора месторождения). Данный подход наиболее точно отражает реальные экономические показатели закачки CO₂ и представляет большой интерес, т.к. источник эмиссии CO₂ (например НПЗ) и месторождения для его закачки могут принадлежать одной вертикально-интегрированной нефтяной компании (ВИНК). Полученные результаты расчетов представлены на Рисунке 6.4.

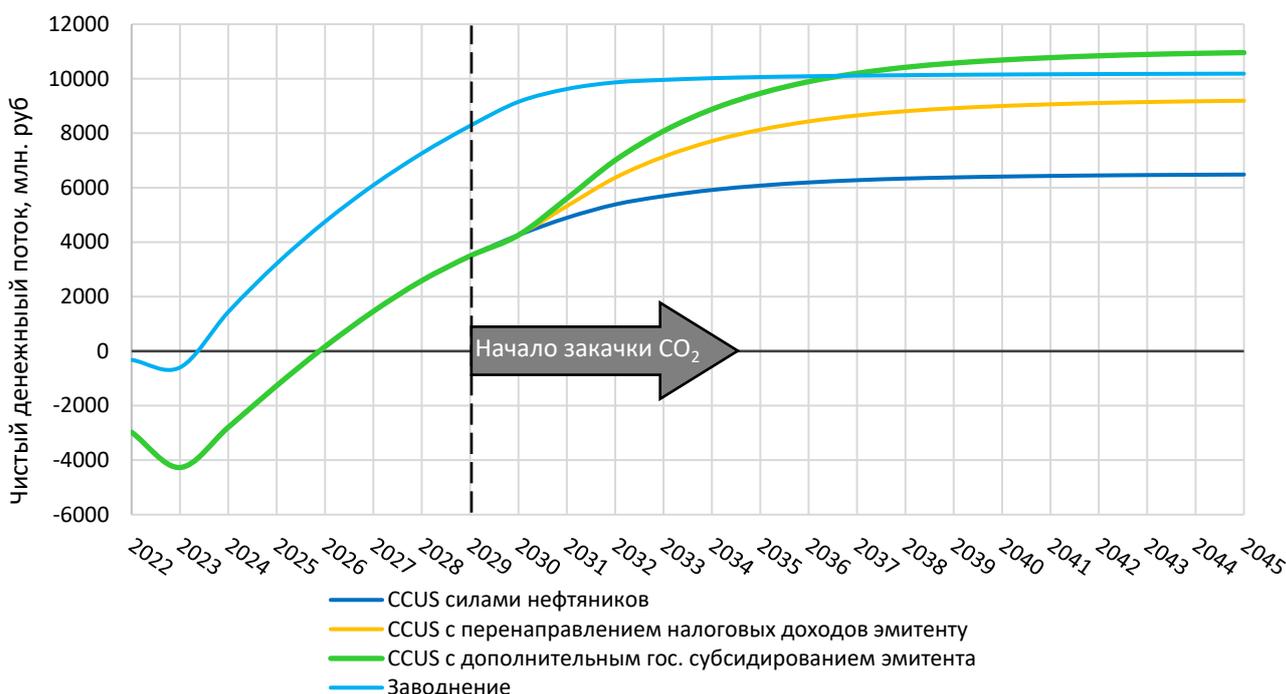


Рисунок 6.4 – График ЧПС интегрированного проекта по улавливанию и закачке CO₂

Как видно из Рисунка 6.4, выход проекта на окупаемость за счет дополнительно добытой нефти теоретически возможен. В рассматриваемых условиях данной работы ЧПС проекта по улавливанию и закачке CO₂ реализуемого за счет только нефтедобывающего предприятия составляет 6,48 млрд. руб. с дисконтированным сроком окупаемости 4 года и внутренней нормой рентабельности 28,5%. Однако, данный вариант менее выгоден по сравнению с традиционным заводнением, ЧПС которого составляет 10,18 млрд. руб.

Перенаправление налоговых выплат от дополнительной нефтедобычи за счет применения CO₂-МУН от государства в пользу эмитента значительно повышает

ЧПС проекта до 9,19 млрд. руб. с дисконтированным сроком окупаемости 4 года и внутренней нормой рентабельности 30,7%. Тем не менее, суммы налоговых поступлений, возникающих за счет дополнительной нефтедобычи, недостаточно для полного покрытия всех расходов эмитента на улавливание и транспортировку CO₂ до месторождения. Дополнительное субсидирование от государства поможет полностью компенсировать затраты эмитента, и тем самым дополнительно увеличить ЧПС проекта до 10,96 млрд. руб. с дисконтированным сроком окупаемости 4 года и внутренней нормой рентабельности 32,9 %.

Так как расчеты производились на секторной модели месторождения, для ремасштабирования полученных результатов на все месторождение весьма полезным инструментом могут служить удельные стоимости. Так, была определена удельная структура стоимости дополнительно добываемой нефти (Рисунок 6.5).

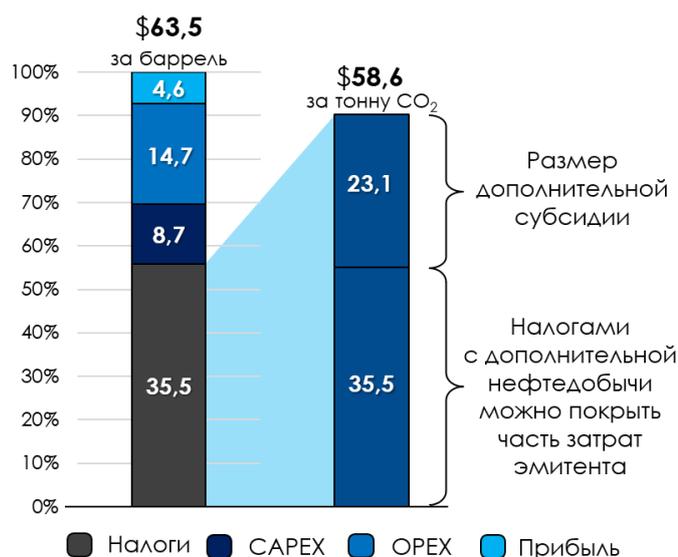


Рисунок 6.5 – Структура стоимости дополнительно добываемого барреля нефти и полная стоимость улавливания и транспортировки для эмитента

Таким образом, именно благодаря стадии утилизации диоксида углерода как агента для МУН технология захоронения CO₂ принципиально обладает возможностью выхода на экономическую окупаемость. За счёт того, что CO₂ выполняет полезную работу, повышая коэффициент извлечения нефти на выработанных месторождениях, он приобретает рыночную стоимость и оправдывает инвестиции в его улавливание.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной магистерской диссертации на примере месторождения Х васюганской свиты Томской области исследуется потенциал закачки углекислого газа. Основным процесс, рассматриваемый в данной выпускной квалификационной работе это анализ способов закачки и механизмов воздействия углекислого газа на пласт с целью утилизации CO₂ с его одновременным и частичным захоронением. Таким образом, цель данного раздела – анализ опасных и вредных факторов, возникающих при данном виде производственной деятельности, а также решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Закачка углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи и частичного захоронения CO₂ осуществляется в истощенное месторождение, расположенное в Каргасокском муниципальном районе Томской области. Данный регион деятельности является местностью, приравненной к районам Крайнего Севера [8]. Поэтому, осуществление правового регулирования труда рабочих данной отрасли в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, установленных в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [12]. Помимо этого, учитываются нормы, установленные главой 50 ТК РФ: «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям» (статьи 313-327) [13].

Правовое регулирование труда работников данной отрасли включает в себя следующие характерные особенности:

1. Величина рабочего времени и времени отдыха: устанавливается в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Конкретная продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда. Продолжительность рабочего времени при вахтовом методе работы составляет 12 часов в сутки. Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин. В течение рабочего дня сотрудникам предоставляется перерыв для отдыха и питания не более двух часов и не менее 30 минут. Всем сотрудникам предоставляются ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка [12].

2. Заработная плата: при расчете оплаты труда в районах Крайнего Севера учитываются районные коэффициенты и процентные надбавки к заработной плате. Районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах:

- на объектах, расположенных южнее Полярного круга: 1,7;
- на объектах, расположенных севернее Полярного круга: 1,8.

Также выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в указанных районах (предельный размер процентной надбавки к заработной плате – 80%) [13].

3. Охрана труда: регламентируется Единой системой управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром» (СТО Газпром 18000.1-001-2014). Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности;

принимать меры по устранению выявленных отклонений от гигиенических норм и требований охраны труда [11].

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место – место, где должен находиться работник во время исполнения своих обязанностей и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия.

Рабочее место состоит из следующих элементов:

- установка комплексной подготовки газа;
- основное оборудование;
- приспособления для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Процессу труда работника, независимо от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна

предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д. [2]

Таким образом, задачей организации труда при организации рабочих мест является достижение рационального сочетания, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

7.2 Производственная безопасность

Процессы, связанные с подготовкой, транспортировкой и закачиванием диоксида углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи и частичного захоронения CO₂ включают в себя определенные опасные и вредные факторы (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Вредные и опасные факторы [1]

Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [4]
2. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [2] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6]
3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды	+	+	ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ [5] СанПиН 1.2.3685-21 [10]
4. Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 [7]
5. Аппараты под давлением	+	+	"Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, работающие под давлением"[9]
6. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [3]

7.2.1 Анализ вредных производственных факторов

7.2.1.1 Отклонение показателей климата рабочей зоны

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать согласно общим санитарно-гигиеническим требованиям к воздуху рабочей зоны [4].

В зависимости от метода применяемого при закачке углекислого газа работы могут проводиться в производственных помещениях в которых размещены насосные и компрессорные установки или на открытом воздухе с применением передвижных насосных установок.

Низкая температура, также, как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находиться на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до минус 10°C.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ X) включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности: быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, и различного рода загрязнителям.

7.2.1.2 Превышение уровня шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта. В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания [6].

Индивидуальными мероприятиями для устранения уровня шума могут быть наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски. Также защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К методам и средствам коллективной защиты могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

Защита от вибрации обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов, а также устройством виброгасящих опор [6].

7.2.1.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа [4]:

– среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³ (4-ый класс опасности).

Основным агентом при проведении работ является углекислый газ. Сжиженный углекислый газ (жидкий диоксид углерода) нетоксичен и невзрывоопасен. Предельно допустимая концентрация углекислого газа в воздушном пространстве рабочей зоны не регламентируется. По степени воздействия на организм человека углекислый газ относится к 4 классу опасности [4].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах [4].

7.2.2 Анализ вредных производственных факторов

7.2.2.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Используемое при закачке CO₂ оборудование работает от электрического тока, поэтому существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом:

1. Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, приводящее к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки).

2. Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца.

3. Электрическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, приводящее к нарушению их физико-химического состава.

4. Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, которые вызывают в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

Одним из самых простых и известных, но весьма эффективных методов защиты от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [7] является защитное заземление. Защитному заземлению подлежат металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые вследствие неисправности изоляции могут оказаться под напряжением и к которым возможно прикосновение людей.

Одним из этапов подготовки углекислого газа перед его закачкой в пласт является его компримирование. Подвод электроэнергии к установке компримирования диоксида углерода (компрессору) осуществляется от электропитающей установки.

Произведем расчет защитного заземления для электропитающей установки мощностью 45 кВт, распределяющей энергию напряжением 380 В.

Электропитающая установка располагается на первом этаже производственного здания с металлическими конструкциями, которые имеют хороший контакт с землей. Желательно, чтобы заземляющее устройство включало в себя естественные заземлители, сопротивление растеканию тока которых $R_e = 20$ Ом. Здание имеет периметр 80 м. Грунт – суглинок. Производственное здание размещено в первой климатической зоне.

Требуемое сопротивление защитного заземления в соответствии с методическими указаниями не должно превышать $R_3 = R_H = 4 \text{ Ом}$ [7].

Определяем расчетное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k \quad (7.1)$$

$$\rho_{\text{расч}} = 100 \cdot 1,65 = 165 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Принимая сопротивление естественных заземлителей равным $R_e = 20 \text{ Ом}$, определим предварительно конфигурацию заземлителя с учетом возможности размещения его на отведенной территории участка. Выбираем контурное размещение заземлителей. Контурный заземлитель размещается по периметру здания, длина которого $L_T = 80 \text{ м}$.

В качестве искусственных вертикальных заземлителей выбираем стальные стержни длиной $L = 2,5 \text{ м}$, диаметром $d = 12 \text{ мм}$, верхние концы которых соединяются стальной полосой сечением $20 \times 4 \text{ мм}^2$, уложенной в грунт (суглинок), при глубине заложения $t_0 = 0,5 \text{ м}$.

Определяем сопротивление растеканию тока с одного заземлителя R_1 по соответствующей формуле:

$$R_1 = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d} \quad (7.2)$$

$$R_1 = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \ln \frac{4 \cdot 2,5}{0,012} = 71 \text{ Ом.}$$

Определим требуемое сопротивление искусственного заземляющего устройства:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} \quad (7.3)$$

$$R_{\text{и}} = \frac{20 \cdot 4}{20 - 4} = 5 \text{ Ом.}$$

Определим количество вертикальных заземлителей n , приняв расстояние между ними:

$$\alpha = 2L \quad (7.4)$$

$$\alpha = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ м.}$$

$$n = \frac{L_T}{\alpha} \quad (7.5)$$

$$n = \frac{80}{5} = 16 \text{ штук.}$$

Определим сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя по формуле:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L_{\Gamma}} \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0,5b \cdot t_0} \quad (7.6)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 80} \ln \frac{2 \cdot 80^2}{0,5 \cdot 0,0003 \cdot 0,005} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Коэффициент использования горизонтальных и вертикальных электродов с учетом интерполяции равен $\eta_{\Gamma} = 0,63$ и $\eta_{\text{В}} = 0,33$ [7]. Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определим по формуле:

$$R_u = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{В}} \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{В}} \cdot \eta} \quad (7.7)$$

$$R_u = \frac{71 \cdot 3,6}{71 \cdot 0,63 + 3,6 \cdot 0,33 \cdot 16} = 4 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление (действительное) заземляющего устройства определим по формуле:

$$R_{\text{зy}} = \frac{R_e \cdot R_u}{R_e + R_u} \quad (7.8)$$

$$R_{\text{зy}} = \frac{20 \cdot 4}{20 + 4} = 3,33 \text{ Ом.}$$

Таким образом, расчетное сопротивление заземляющего устройства меньше сопротивления растеканию группового искусственного заземлителя, что удовлетворяет требования ГОСТ 12.1.030-81 [7].

7.2.2.2 Аппараты под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью (участки трубопровод, замерные установки, агрегаты для нагнетания) [9]. При закачке CO_2 может применяться оборудование под давлением с целью транспортировки, промежуточного хранения и нагнетания как самого рабочего агента, так и дополнительных химических реагентов.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50°С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта [9].

7.2.2.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Одним из наиболее вероятных и распространенных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы.

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке по закачке CO₂ являются: нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат); неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей; разряды статического электричества и грозовые разряды; несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом; самовозгорание горючих веществ [3].

Методы обеспечения пожаровзрывобезопасности подразумевают под собой создание соответствующего противопожарного режима, в котором должны быть установлены: порядок утилизации горючих отходов; места

хранения промасленной спецодежды; порядок отключения от питания электрооборудования в случае пожара; последовательность проведения пожароопасных работ, действия и обязанности работников при возникновении пожара [3].

7.3 Экологическая безопасность

7.3.1 Источники загрязнения атмосферы

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу бывают неорганизованные и организованные. Как правило, такие выбросы происходят вследствие:

- потерь углекислого газа вследствие негерметичности технологического оборудования;
- сжигания промышленного газа или горючих паров на факельных установках;
- вентиляции производственных помещений;
- отходов работы двигателей внутреннего сгорания.

В целях предупреждения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусматривается следующий ряд мероприятий:

- полная герметизация системы сбора газа и контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии и контроль сварных швов;
- оснащение сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами [10].

7.3.2 Источники загрязнения гидросферы

Основными загрязнителями гидросферы при работе на кустовой площадке по закачке углекислого газа являются сточные воды, насыщенные CO_2 .

Мероприятия, проводимые для защиты гидросферы от загрязнения включают:

- запрет сброса сточных вод в открытые водоемы;
- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов и шлама обваловываются и гидроизолируются;
- дозировка химических реагентов производится только в специально оборудованных местах;
- ежемесячный отбор проб воды на химический анализ [2].

7.3.3 Источники загрязнения литосферы

В данной работе основным источником загрязнения литосферы являются незапланированные утечки углекислого газа. С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- установка бордюров для бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов рекомендуется применение сплошной системы организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта;
- рекультивация нарушенных земель [3].

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации при подготовке, транспортировке и нагнетании углекислого газа и сопутствующих агентов в пласт:

- механические повреждения оборудования, сооружений и конструкций вызванные коррозией, некачественным монтажом оборудования или внешним воздействием;
- взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ вследствие высокого уровня износа, человеческого или природного фактора.

В связи с высокой коррозионной активностью углекислого газа разрушение трубопроводов и нагнетательных линий является наиболее вероятным видом ЧС. В таком случае требуется аварийная остановка агрегата и устранение повреждений. С целью предотвращения возникновения данной ЧС требуется применение коррозионностойких материалов и строго контроля как при строительстве трубопроводов и нагнетательных линий, так и в период их эксплуатации.

На случай ЧС создаются и утверждаются планы по ликвидации аварий. Они должны включать: постановку первоочередных задач; перечисление необходимых экстренных действий; определение порядка отчетности, связи; подготовку и обучение персонала, выделенного на ликвидацию аварий; документирование всех предпринимаемых действий. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта, а также постоянный контроль за состоянием производственного фонда позволит не допустить серьезных чрезвычайных ситуаций способных повлечь за собой человеческие жертвы [1].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам данной работы можно сделать вывод, что в связи с глобальной целью сокращения выбросов CO₂ на текущий момент захоронение углекислого газа (в большей степени, чем его утилизация) не относятся в России к числу приоритетных направлений, но глобальные тенденции свидетельствуют о скором изменении отношения к данному вопросу. Следует понимать, что секвестрация CO₂ в долгосрочной перспективе обещает нашей стране ряд преимуществ – позволит сокращать выбросы не только от электростанций, но и от предприятий сырьевой (в т.ч. нефтегазовой) промышленности, а также не повлечет за собой кардинальных изменений в топливно-энергетическом комплексе страны, предоставляя возможность и дальше разрабатывать нефтегазовые и угольные месторождения, минимизируя негативное влияние добываемого топлива на окружающую среду.

В ходе работы удалось выполнить все поставленные цели, а именно:

1. Был обоснован выбор месторождения для реализации проекта по утилизации CO₂;
2. Была произведена краткая характеристика месторождения;
3. Для симуляции закачки CO₂ были построены геологическая и гидродинамическая модели участка месторождения;
3. На основе результатов симуляции удалось сделать выводы об эффективности утилизации CO₂;
4. Для доказательства жизнеспособности предлагаемого решения было приведено его экономическое обоснование.

Таким образом, поставленная цель была достигнута – как показано в данной работе на примере одного из месторождений Томской области, наиболее перспективными видятся проекты утилизации CO₂ в нефтяных месторождениях, т.к. за счет полезного использования углекислого газа у проекта появляется потенциальная возможность выходить на экономическую окупаемость, одновременно обеспечивая развитие природоохранных технологий и

совершенствуя методы увеличения нефтеотдачи. К тому же, взаимодействие нефтегазодобывающей, металлургической, нефтеперерабатывающей и химической отраслей промышленности позволит достичь синергического эффекта в рамках климатической повестки в масштабах региона и дополнительно снизить инвестиционные издержки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – 16 с. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>
2. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – 11 с. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200291>
3. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N1). – 100 с. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953>
4. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – 56 с. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>
5. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – 5 с. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233>
6. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – 21 с. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
7. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – 19 с. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289>
8. Перечень районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей (по муниципальному устройству субъектов Российской Федерации) на 1 января 2019 года. – 10 с. [Электронный ресурс] URL: http://komitet2-1.km.duma.gov.ru/upload/site24/03_Perechen_Krayniy_Sever_01_01_2019.pdf

9. Приказ Ростехнадзора об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями от 15 декабря 2020 года N 536) – 184 с. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573275722>

10. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания". – 651 с. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115>

11. СТО Газпром 18000.1-001-2014: Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – 126 с. [Электронный ресурс] URL: https://ufa-tr.gazprom.ru/d/textpage/49/73/18000.1-001-2014_.pdf

12. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. – 13 с. [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/

13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) Глава 50. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях. – 17 с. [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b739014a99ff134c5dc56d924e34695af0b59ab4/

Опубликованная литература

14. АО «Газпромнефть-Омский НПЗ». [Электронный ресурс] URL: <https://pronpz.ru/neftepererabatyvayushchie-zavody/onpz.html>

15. Евро ТУР: Цена вопроса. VYGON Consulting, 2021 – 75 с.
[Электронный ресурс] URL: <https://vygon.consulting/products/issue-1894/>
16. Закревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование / К.Е. Закревский.
– Москва: ООО ИПЦ «Маска», 2009 – 376 с.
17. Интерактивная карта расположения тепловых электростанций России.
[Электронный ресурс] URL: <https://www.powerplantmaps.com/Russia>
18. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002 – 253 с.
19. Кравченко Г.Г., Жуковская Е.А. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений месторождения X по результатам изучения керна. // Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 316. № 1 – с. 23-27.
20. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов не регулируемых Монреальским протоколом за 1990 – 2017 гг, - Москва, 2019 – 471 с.
[Электронный ресурс] URL: https://cc.voeikovmgo.ru/images/dokumenty/2019/RUS_NIR-2019_v1.pdf
21. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений западной Сибири. Российская академия наук Сибирское отделение Институт геологии нефти и газа (ИГНГ СО РАН), Новосибирск, 2003 – 273 с.
22. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. – Санкт-Петербург, 2016 – 22 с. [Электронный ресурс] URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30436413&>
23. Сидорова К. И. Разработка технико-экономической модели улавливания CO₂ для энергетического сектора // Экология и промышленность

России. - 2014. - №12. – с. 20-25. Integrated Environmental Control Model [Электронный ресурс] URL: <http://www.cmu.edu/epp/iecm/>

24. Система управления ресурсами углеводородов. SPE, 2018 – 67 с. [Электронный ресурс] URL: <https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem>

25. Сметная стоимость 1 км трубопроводов из разных материалов труб [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ozti.org/upload/iblock/637/COSTS.pdf>

26. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985 – 308 с.

27. Телков В.П., Любимов Н.Н. Возможности обеспечения условий для смешивающегося водогазового воздействия на нефтяные пласты обогащением газовой фазы углекислым газом. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, - Томск: ТПУ, 2017. – Т. 2 – С. 151-153. [Электронный ресурс] URL: <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/45046?mode=full>

28. Улавливание и хранение двуокиси углерода. Специальный доклад МГЭИК по просьбе рамочной конвенции ООН об изменении климата / Б. Метц, 2005 – 453 с.

29. Череповицын А.Е. Экономическая оценка проектов закачки CO₂ в нефтяные месторождения / А.Е. Череповицын, К.И. Сидорова, И.В. Буренина // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал, 2014. – №5. – С. 337-356. [Электронный ресурс] URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p337-356_Cherepovitsyn AE_ru.pdf

30. Янин А. Н. О стоимости эксплуатационного бурения на нефтяных месторождениях Западной Сибири / А. Н. Янин, Т. В. Юрецкая // Бурение и нефть, 2017 – № 5. – С. 36-41. [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30013177>

31. Adoption of the Paris Agreement. Conference of the Parties Twenty-first session. Paris, 30.11.2015 – 11.12.2015. Paris, 2015 – 32 с. [Электронный ресурс] URL: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>

32. Alajmi, Abdullah & Algharaib, Meshal & Gharbi, Ridha & Alenezi, Huda & Almatar, Bader & Al-Enezi, Khalaf. Experimental investigation of CO₂ miscible flood in West Kuwait. *Journal of Engineering Research*, 2015 – P. 125–140. [Электронный ресурс] URL: https://www.researchgate.net/publication/283127591_Experimental_investigation_of_CO2_miscible_flood_in_West_Kuwait
33. Alvarado, V. Enhanced Oil Recovery. *Field Planning and Development Strategies* / V. Alvarado, E. Manrique. - Elsevier, UK, 2010 – p. 187.
34. BP Statistical Review of World Energy, 2020 – p. 231. [Электронный ресурс] URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
35. CCUS: монетизация выбросов CO₂. VYGON Consulting, 2021 – p. 58. [Электронный ресурс] URL: <https://vygon.consulting/products/issue-1911/>
36. CO₂ Storage Resources Management System. SPE, 2018 – 45 с. [Электронный ресурс] URL: <https://www.spe.org/industry/docs/SRMS.pdf>
37. Espinoza, D. N. CO₂ breakthrough — Caprock sealing efficiency and integrity for carbon geological storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, volume 66, 2017 – P. 218–229. [Электронный ресурс] URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583617305601?via%3Dihub>
38. Etheridge, D.M. et. al. (1996) Natural and anthropogenic changes in atmospheric CO₂ over the last 1000 years from air in Antarctic ice and firn. *Journal of Geophysical Research* 101, 1996 – P. 4115–4128. [Электронный ресурс] URL: <https://doi.org/10.1029/95JD03410>
39. Gerlach, T. Volcanic Versus Anthropogenic Carbon Dioxide // EOS. - vol. 92. - No. 24. - 14 June 2011 – P. 201 – 208. [Электронный ресурс] URL: http://volcanoes.usgs.gov/hazards/gas/Gerlach-2011-EOS_AGU.pdf
40. Gorecki, C.D., Sorensen, J.A., Bremer, J.M., Knudsen, D.J., Smith, S., Steadman, E.N., & Harju, J.A. Development of Storage Coefficients for Determining the Effective CO₂ Storage Resource in Deep Saline Formations, 2009 – p. 57. [Электронный ресурс] URL: <https://onepetro.org/SPECO2/proceedings/09CO2/All09CO2/San%20Diego,%20California,%20USA/147671>

41. Imbrie, J. Modeling the Climatic Response to Orbital Variations / J. Imbrie, J. Z. Imbrie // Science. vol. 207, no. 4434, 1980 – p. 943-953.
42. Jarrell, P.M. Practical Aspects of CO₂ Flooding / P.M. Jarrell [et al.] – SPE Monograph Series: Society of Petroleum Engineers, 2002 – p. 220.
43. Lewin, A.F. Economics of Enhanced Oil Recovery: Final Report - U.S. Department of Energy, 1981 – p. 132.
44. MacFarling M., Etheridge D., Trudinger C., Steele P., Langenfelds R, van Ommen T., Smith A., Elkins J. Law Dome CO₂, CH₄ and N₂O ice core records extended to 2000 years BP, 2006 – p. 232. [Электронный ресурс] URL: <https://doi.org/10.1029/2006GL026152>
45. McCoy, S.T. The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs. Carnegie Mellon University, 2009 – p. 268.
46. Ringrose, P.S. How to Store CO₂ Underground: Insights from early-mover CCS Projects. SpringerBriefs in Earth Sciences, 2020 – p. 348. [Электронный ресурс] URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-030-33113-9>
47. Shogenova, Alla & Shogenov, Kazbulat & Vaher, Rein & Ivask, Jüri & Sliapura, Saulius & Uibu, Mai. CO₂ geological storage capacity analysis in Estonia and neighbouring regions. Energy Procedia, 2011 – P. 21 – 28. [Электронный ресурс] URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.182>
48. Sidorova, K. Economic-mathematical modelling of costs for CO₂-enhanced oil recovery in Russia. // The IMRE Journal. – Volume 9, 2015 – P. 31 – 58. [Электронный ресурс] URL: https://tufreibern.de/sites/default/files/media/imre-2221/ksenia_sidorova.pdf
49. Songolzadeh, M., Mansooreh & Takht Ravanchi, Maryam & Songolzadeh, Reza. Carbon Dioxide Separation From Flue Gases: A Technological, Review Emphasizing Reduction in Greenhouse Gas Emissions. The Scientific World Journal, 2014 – P. 21 – 28. [Электронный ресурс] URL: <https://doi.org/10.1155/2014/828131>

50. Stephenson, M.H., Ringrose P., Geiger S., Bridden M. Geoscience and decarbonization: current status and future directions. Petroleum Geoscience, 2019 – p. 645. [Электронный ресурс] URL: <https://doi.org/10.1144/petgeo2019-084>

51. Suleimanov, Baghir & Ismayilov, Fakhreddin & Dyshin, Oleq & Veliyev, Elchin. Selection methodology for screening evaluation of EOR methods // Petroleum Science and Technology. Vol. 34, 2016 – P. 961-970. [Электронный ресурс] URL: [10.1080/10916466.2015.1107849](https://doi.org/10.1080/10916466.2015.1107849)

52. Taber, J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. New Mexico Petroleum Recovery Research Center, 1996 – P. 245.

53. The costs of CO₂ Capture, Transport and Storage: post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. 2019 – P. 305. [Электронный ресурс] URL: [https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/Overall-CO₂-Costs-Report.pdf](https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/Overall-CO2-Costs-Report.pdf)

54. Tomić, Lola & Karović-Maričić, Vesna & Danilović, Dušan & Crnogorac, Miroslav. (2018). Criteria for CO₂ storage in geological formations. Podzemni radovi. 2018 – P. 61-74. [Электронный ресурс] URL: <https://scindeks.ceon.rs/Article.aspx?artid=0354-29041832061T>

55. Tsvetkova, A. Assessment of positive and negative aspects of CO₂ sequestration projects by argument map development / A. Tsvetkova, E. Katysheva // 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2018: Conference proceedings, Albena, Bulgaria, 02–08 июля 2018 года. – Albena, Bulgaria: Общество с ограниченной ответственностью СТЕФ92 Технолоджи, 2018 – P. 75-80. [Электронный ресурс] URL: <https://doi10.5593/sgem2018/5.1/S20.010>

56. U.S. Geological Survey. National Assessment of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery and Associated Carbon Dioxide Retention Resources, 2011 – P. 57-63. [Электронный ресурс] URL: <https://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/Summary-carbon-dioxide-enhanced-oil-recovery-well-tech.pdf>

57. Woodhill, G.P. Engineering Consultants. Pipeline Transmission of CO₂ and Energy: Transmission Study – Report, IEA Greenhouse Gas R&D Programme. – 2002 – p. 140.

Фондовая литература

58. Анализ разработки нефтяного месторождения X // Отчет по НИР с ОАО «ТомскНИПИнефть», Отв. исп. Иванов И.И., Томск, 2006 – 132 с.

59. Проект доразведки нефтяного месторождения X. // Отчет по НИР с ОАО «Томскнефтегазгеология», Отв. исп. Луговой Д.Д., Томск, 1991 – 86 с.

60. Техничко-экономическое обоснование ввода в разработку месторождения X в Томской области // Отчет по НИР с ЗАО «Геоспецпроект» по заданию фирмы «ЭПИК», Отв. исп. Яковлев Е.Г., Москва, 1997 – 272 с.

Приложение А

(справочное)

Potential of CO₂ injection into depleted fields of the Vasyugan formation of Tomsk Region (X field case study)

Literature review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ласкач Владислав Андреевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Иван Васильевич	к.ф-м.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Макаровских Александра Викторовна			

1. Literature review

1.1 Global reasons for the development of CCUS Projects

According to the majority of scientists, the recent climate change, manifesting itself in the form of global warming, is associated with an increase in the concentration of greenhouse gases in the Earth's atmosphere. The main greenhouse gases are water vapor, carbon dioxide, methane, nitrogen oxide, and a number of other industrial gases. Air humidity does not deviate significantly from the long-term average, whereas the concentration of other greenhouse gases in the atmosphere steadily increases with anthropogenic carbon dioxide emissions making a larger contribution (76%) to the enhancement of the greenhouse effect. Based on the observations of many researchers [15,28,44], the current concentration of CO₂ in the atmosphere is about 420 parts per million and it is the highest level known in the last 800 thousand years (Figure 1).

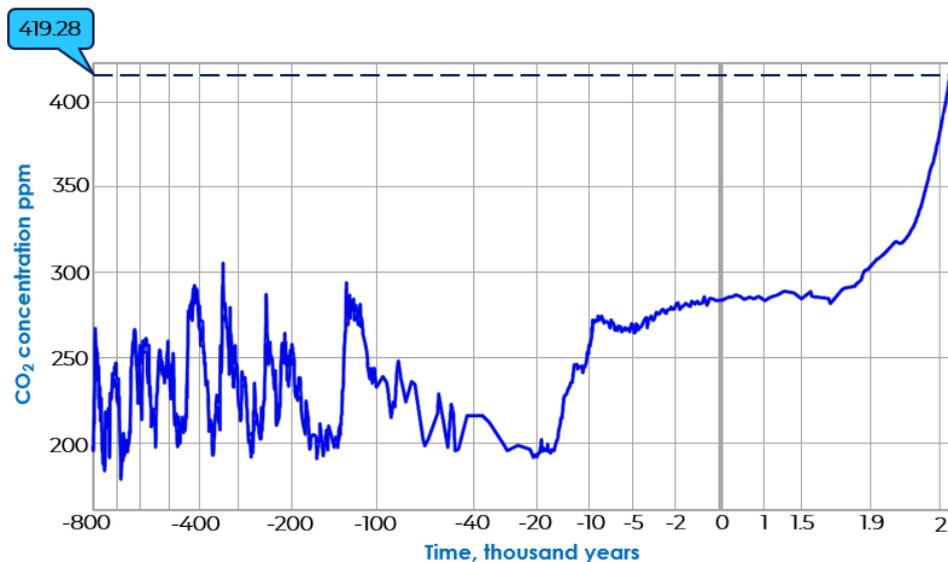


Figure 1. Change in CO₂ concentration in the Earth's atmosphere [38]

According to the opinion of the Intergovernmental Panel on Climate Change [28], the further growth of greenhouse gas concentration in the atmosphere will lead to irreversible changes in the ecosystems and the climate system of our planet, therefore the reduction in anthropogenic emissions of greenhouse gases (mainly CO₂) is one of the key issues for modern human civilization.

There is an opinion among the public that humanity cannot have a significant impact on climate change on the planet scale, and the global warming is only the result of such natural processes as the Milankovitch cycles and changes in solar activity. Milankovitch cycles are fluctuations in the amount of solar radiation reaching the Earth's surface, due to a systematic change in the eccentricity of the Earth's orbit, and fluctuations in the inclination angle of the planet's axis. These cycles quite accurately explain the natural paleoclimatic events that occurred on Earth in the past, but have absolutely nothing to do with the current rate of global warming. In addition, according to the Milankovitch cycles, the Earth should now be in the “cooling stage”, which already began 6 thousand years ago and will continue for about 23 thousand years [41]. In addition, solar activity has not changed significantly over the past half century, whereas the average temperature of the Earth's surface keeps rising. Accepting the fact that there is a direct correlation between the average temperature of the Earth and the concentration of CO₂ in the atmosphere, a number of critics explain the increase in the concentration of carbon dioxide by natural volcanic eruptions. However, modern volcanism is only responsible for the release of 0.13-0.44 billion tons of CO₂ per year [39], which is less than 1% of the anthropogenic emissions level, that in 2020 increased up to 34.17 billion tons of CO₂ [34]. Therefore, attempts to explain the current global warming by natural causes are futile. Despite the fact that the anthropogenic cause of the current global warming formally remains a hypothesis, no country in the world officially disputes the reality of the problem and its anthropogenic causes.

It is a known fact that there has been a rapid increase in anthropogenic carbon emissions simultaneously with the beginning of the industrialization and the energy consumption growth (Figure 2). Although this growth has slowed down recently, new solutions must be found to meet one of the goals of the Paris Agreement, namely to cut anthropogenic carbon emissions by half by 2050.

Currently, international companies in the energy sector are following market and regulatory signals and setting goals not only to increase energy efficiency, strengthen the role of renewable energy sources, and transfer to low-carbon fuels, but also to reduce greenhouse gas emissions to follow the global decarbonization trend. In

this context, CCUS projects may take a leading role. The International Energy Agency and the UN International Panel on Climate Change recognize that without these projects, the goals on emissions cut is not achievable [31].

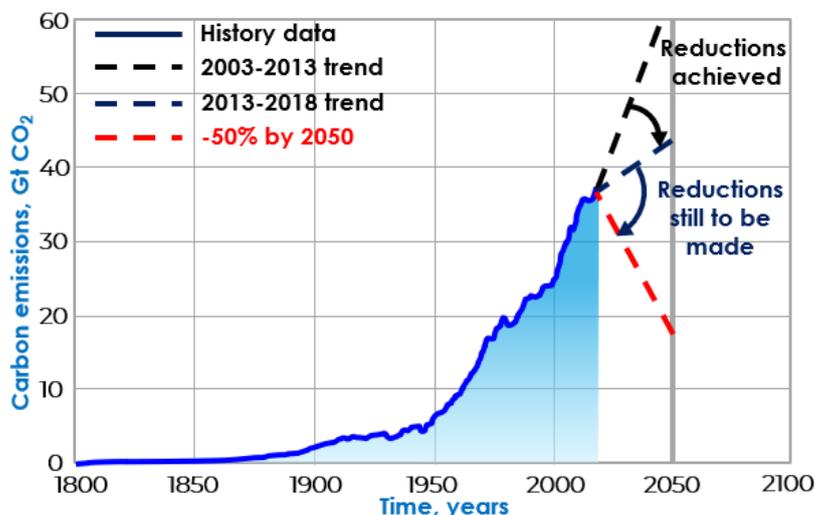


Figure 2. Global anthropogenic carbon dioxide emissions

Today, Russia ranks 4th in the world in terms of emissions – 1.53 billion tons of CO₂ (4.5% of global emissions) after China (27.8%), the USA (15.1%) and India (7.2%) [34]. Nowadays Russia is able to capture about 1.1 Gt of industrial carbon dioxide emissions. Russian carbon emitting companies whose products are exported to European countries are expected to be carbon tax levied soon. Therefore, these companies which specialize in metallurgy, petrochemicals and aluminum production have a great incentive to capture their carbon emissions. In the near future, oil refining industry is likely to be included on this list.

At the moment, there is no any industrial CCUS projects in Russia yet, however, a well-developed Russian oil and gas industry has a huge potential for a rapid carbon storage emergence. According to a number of estimates [35], the theoretical capacity of geological CO₂ storage reservoirs in Russia significantly exceeds the potential of other countries, however, not all of the natural reservoirs meet the requirements for the injection.

1.2. Key aspects of CCUS technology

In the scientific literature, Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) technologies are the most common. However, there are Carbon Capture and Storage (CCS) – a technology for capturing and sequestering carbon, and Carbon Capture and Utilization (CCU) – a technology for capturing and utilizing carbon. These technologies involve capturing CO₂ released as a by-product of fuel combustion reactions, power generation or other industrial processes and its further disposal in geological reservoirs. The difference between CCU and CCS technologies is that CO₂ utilization always implies some beneficial usage of carbon dioxide, while carbon sequestration implies only the permanent disposal of the captured volume of gas in geological formations without utilizing any additional effects.

Thus, a distinctive feature of the CCUS technology is that it combines a whole family of interrelated technologies under one term and facilitates selecting the most suitable option for capturing, transporting, utilizing or storing CO₂ for a particular project, providing the necessary project flexibility. A simplified scheme of the CCUS technology is presented below.

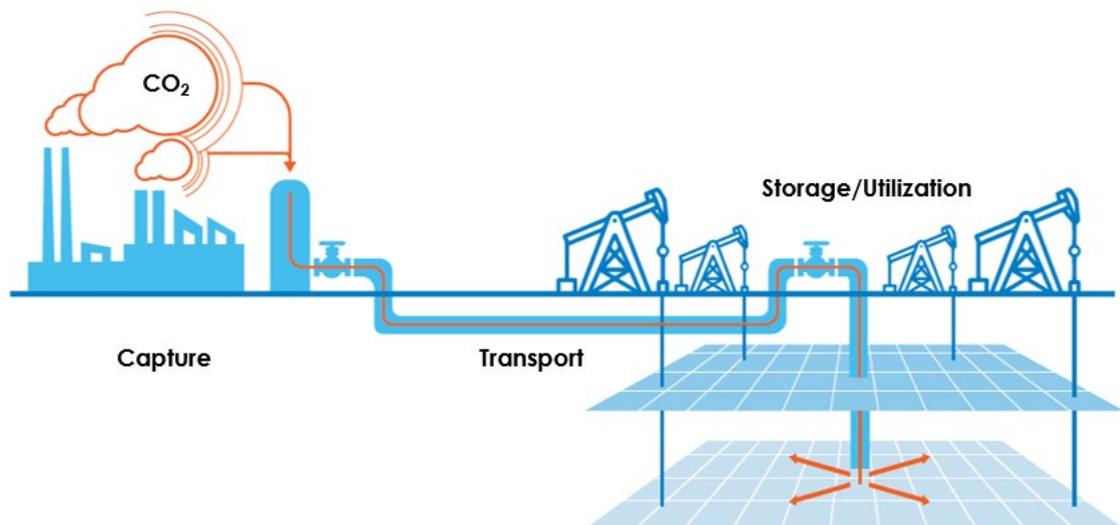


Figure 3. A concept of a typical CCUS project

The first technological step in any CCUS project is to capture gaseous carbon dioxide and to create a highly-concentrated and highly-pressured CO₂ stream that can be easily transported. This stage is the most expensive one in the production chain of

CO₂ sequestration, which accounts for up to 70% of the total project cost [35]. Carbon capture technologies differ significantly depending on the industry in which they are applied, but they are divided into three main groups: pre-combustion capture, post-combustion capture, and oxy-fuel combustion [49].

Pre-combustion capture involves the reaction of a hydrocarbon fuel (methane) with atmospheric oxygen and water vapor to produce synthesis gas, which is just a mixture of carbon monoxide and hydrogen. The carbon monoxide then reacts with water steam in a catalytic reactor called shift-converter to form carbon dioxide and hydrogen. The obtained CO₂ is separated from the H₂ by a chemical absorption process by amine scrubbing process or cryogenic distillation. CO₂ can also be separated via physical absorption process, when carbon dioxide forms weak bonds with the solvent (Rectisol, Selexol) at high pressures and is then released when the pressure is reduced. Since the amount of energy expended during physical absorption is inversely proportional to the content of CO₂, its use is effective at high carbon dioxide concentrations (more than 15%).

The principle of post-combustion capture is to separate CO₂ from flue gases after fuel combustion. As a rule, the concentration of carbon dioxide in the flue gas is only 8–15%. This capture method typically uses amine scrubbing with a cold solution of monoethanolamine (MEA), which reacts with CO₂ and forms stable chemical bonds with it. Then the carbon rich MEA stream enters the desorber where the chemical bonds that retain CO₂ in the amine solution are destroyed under the high temperature conditions. The lean carbon dioxide stream is then cooled and compressed for the transportation. A schematic diagram of CO₂ capture from a flue gas is shown in Figure 4. Unlike pre-combustion capture where CO₂ is separated from the syngas, post-combustion process does not require expensive technologies and is the most viable capture method due to little influence on the main technological process. Although the chemical absorption (being the key process of the post-combustion capture) is well understood, its main disadvantages are high resource costs and significant energy losses [53].

Unlike pre-combustion capture, oxy-fuel combustion uses pure oxygen instead of air, producing a flue gas composed almost exclusively of CO₂ (approximately 80% by volume) and water vapor, latter is then removed by water condensation. In addition to the high concentration of CO₂ in the outlet stream, the advantage of the method is the simplicity of exhaust gases separation. The main disadvantages are high capital costs, relatively little knowledge of the process and a large need for electricity to extract oxygen from the surrounding air.

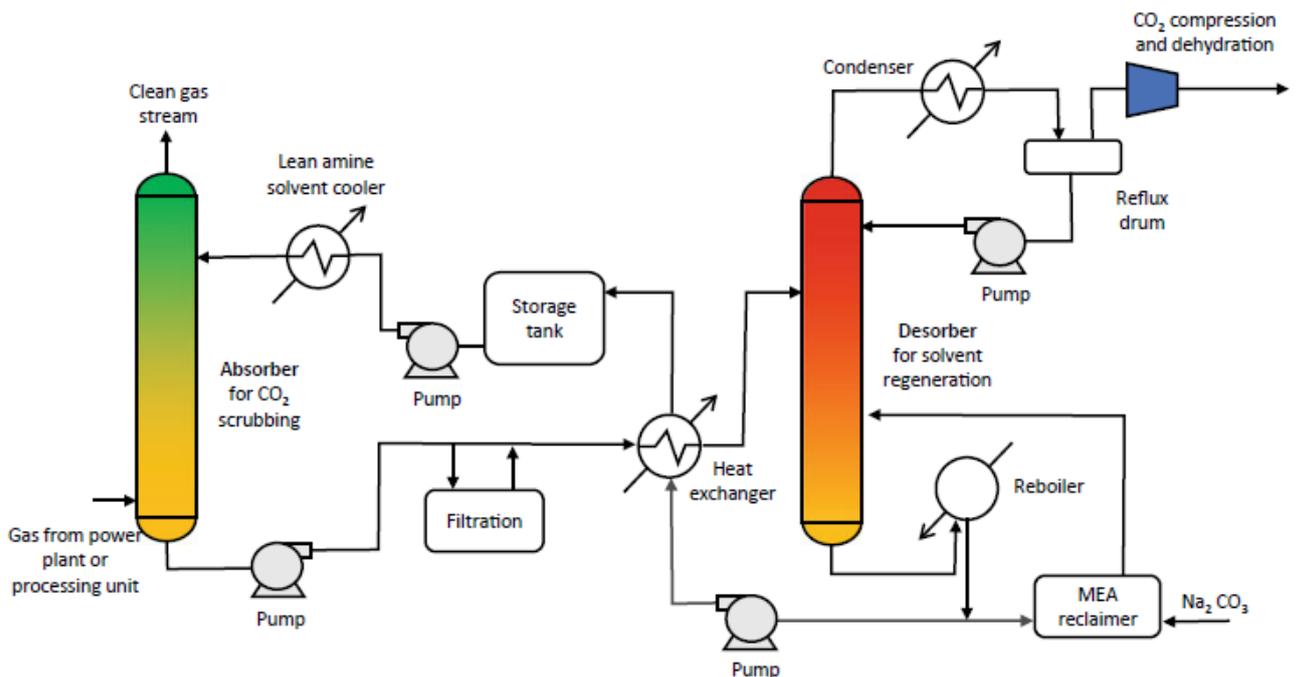


Figure 4. Schematic diagram of CO₂ capture by amine scrubbing

The second important stage of the CCUS project is the transportation of the captured CO₂. The carbon transportation is similar to natural gas transportation. To prevent corrosion and hydrate formation carbon dioxide is dehydrated before it can be transported. The existing methods of CO₂-transportation include pipeline, road and railway transportation with pipeline transport being the most common. At the moment, the length of CO₂-pipelines is already about 7 thousand km worldwide, with diameter reaching up to 921 mm, which is comparable to the diameter of main gas pipelines. At the same time, according to the most modest estimates [35], the length of CO₂-pipelines in Europe alone shall reach up to 18 thousand km to implement plans for the CO₂ sequestration development.

Compared to methane, the thermobaric properties of carbon dioxide are much more favorable for transportation: at temperatures ranging from -20 to +30°C, the equilibrium vapour pressure ranges from 20 to 70 atmospheres, that makes it possible to transport carbon dioxide in a liquid state at relatively low pressures. In contrast, at given temperatures and pressures methane is mainly in a gaseous state. Based on international practice [53] for the liquid CO₂ transportation, the working pressure should be maintained above 7.38 MPa, otherwise there is a possibility of the gas phase transition as a result of local temperature fluctuations in different sections of the gas pipeline. In case of flowing CO₂ containing impurities (CH₄, H₂S), transportation is carried out at pressures above 8.6 MPa. However, the maximum allowable pressure during transportation should not exceed 15.3 MPa [48]. The density of CO₂ under these conditions is about 800-900 kg/m³.

A number of experts [45, 46] note the technological simplicity of transporting carbon dioxide in a liquefied or supercritical state in comparison with the pure gas phase transportation. In addition, the average required distance between compressor stations is about 300-400 km versus 100-150 km for natural gas transportation.

Road or railway CO₂ transportation makes sense only for small volumes. Some of the existing CCUS projects use tanker trucks, but a number of organizations agree that this mean of transportation is unlikely to play a significant role in the future [35]. Transportation of CO₂ via LNG carriers is a good alternative to pipelines in coastal regions. Small-tonnage vessels with a carrying capacity of up to 1,000 tons of CO₂ are already cruising along the seas surrounding Europe. Large-capacity CO₂ gas carriers with a capacity of up to 40,000 tons are in many ways similar to LPG carriers. Transportation of LPG by tankers has been carried out for almost 70 years. Significant expertise has been accumulated in this area, which, if necessary, can be applied to the nautical transport of carbon dioxide.

The final stage of the CCUS project is the utilization and/or permanent storage of CO₂ in suitable geological formations. This stage involves the use of a wide range of accumulated competencies of the oil and gas industry. The implementation of carbon sequestration projects is largely carried out by oil and gas specialists: geologists,

geophysicists, drilling and well completion specialists. To some extent, oil and gas production and processing facilities already have the necessary infrastructure for injecting carbon dioxide into the reservoir. Due to the existence of a wide range of issues and aspects of geological CO₂ disposal, this stage of the CCUS technology will be considered in more detail in this work.

1.3 Key geological aspects of CO₂ storage

The basic concept of underground carbon storage is to inject CO₂ into underground rock layers, thus isolating it from the atmosphere. As a rule, geological formations suitable for CO₂ storage are in the same sedimentary basins where oil and gas production takes place.

Traditionally, there are 4 options for underground of carbon storage (Figure 5).

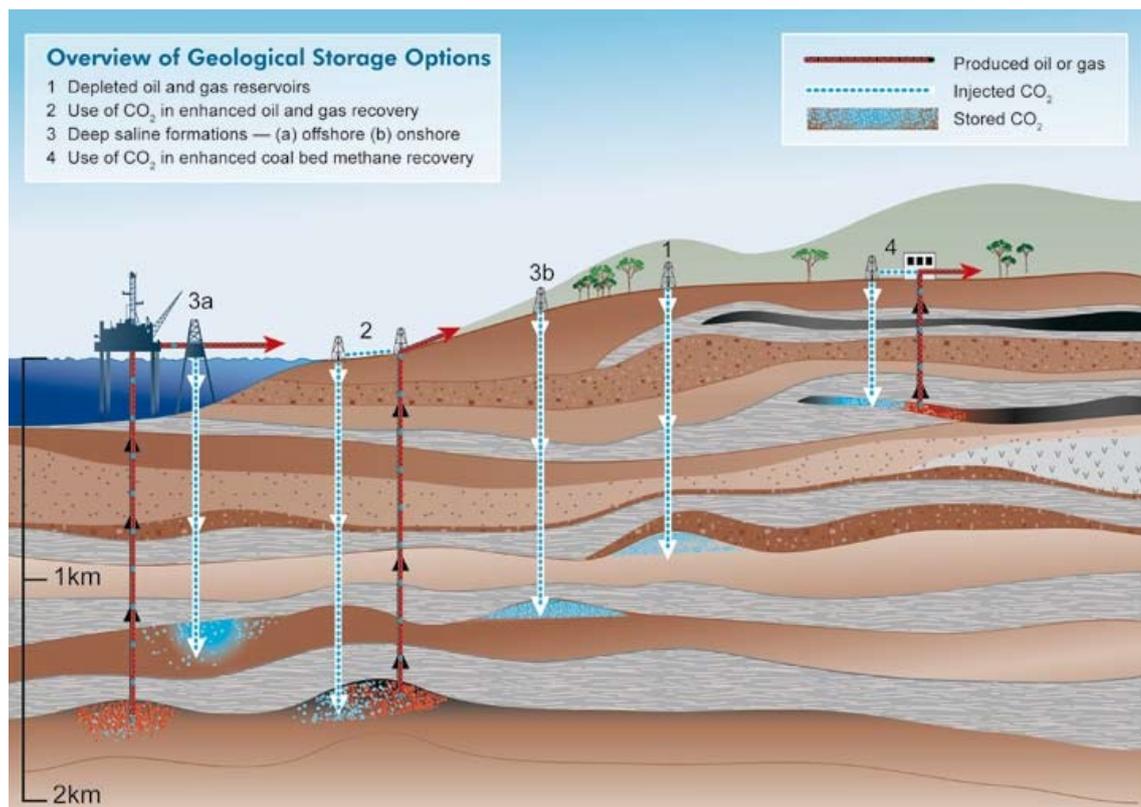


Figure 5. Methods for storing CO₂ in deep underground geological formations [28]

1. Injection into depleted oil and/or gas reservoirs. This storage option has the greatest long-term storage potential as once oil and gas resources have been

extracted, these well-studied reservoirs represent the best solution for CO₂ storage. In addition, such fields already have all the necessary infrastructure for the injection.

2. Injection into deep saline aquifers. They are quite ubiquitous and theoretically have a much greater potential for injection, however, deep saline aquifers are much less explored compared to oil and gas reservoirs. The reason is that much fewer wells have been drilled in aquifers: in general, drilling covers only drinking water formations, that negligibly contribute to total groundwater reserves.

3. Utilization of CO₂ as an agent in enhanced oil recovery (EOR) methods. This option is the only well-studied and widely used method for utilizing captured CO₂, which increases both current production and the ultimate oil recovery factor. At the moment, CO₂-EOR is considered to be the most commercially successful option among all CCUS projects (78% of worldwide CCUS projects are associated with CO₂-EOR [46]), however, it highly depends on oil prices. About 44% of all EOR projects in the world are carbon dioxide injection [35]. As a rule, the complete miscibility of carbon dioxide with oil serves as the indicator of injection efficiency. During miscible displacement the phase boundary between the displacing agent (CO₂) and oil practically disappears, which increases the current production and increases the recovery factor. Thus, use of CO₂ as an EOR agent is the only economically viable method that can decarbonize production of fossil fuels.

4. Injection of CO₂ into coal seams. Deep and thin coal seams can potentially be used as a CO₂ storage. Carbon injection can also be used as an enhanced coal bed methane recovery. However, coal seams are poorly explored, their geologic properties are irregular, and therefore this option is the most unattractive in terms of available storage volume.

A sufficient expertise concerning CCUS projects has been accumulated recently as well as the best practices of searching for suitable geological formations have been developed. An analysis of the accumulated experience resulted in a set of requirements to be met for specific injection site to be a suitable candidate for CO₂ storage.

Firstly, such a site must have sufficient reservoir properties to achieve the required level of injectivity to ensure injection of an industrial volume of carbon dioxide. Depleted oil or gas fields, the use of CO₂ as an EOR agent, and deep saline aquifers are the best options for this.

Secondly, the geological storage must lie at a sufficient depth that excludes any connectivity with freshwater aquifers, and at the same time, allows injecting CO₂ in a dense (supercritical) state to increase storage efficiency. The supercritical state means that injected CO₂ behaves as a liquid and gas simultaneously, i.e. has a high density (similar to a liquid phase) and a low viscosity (similar to a gas phase). Carbon dioxide becomes supercritical at a temperature of 31.3°C and a pressure of 7.4 MPa (Figure 6).

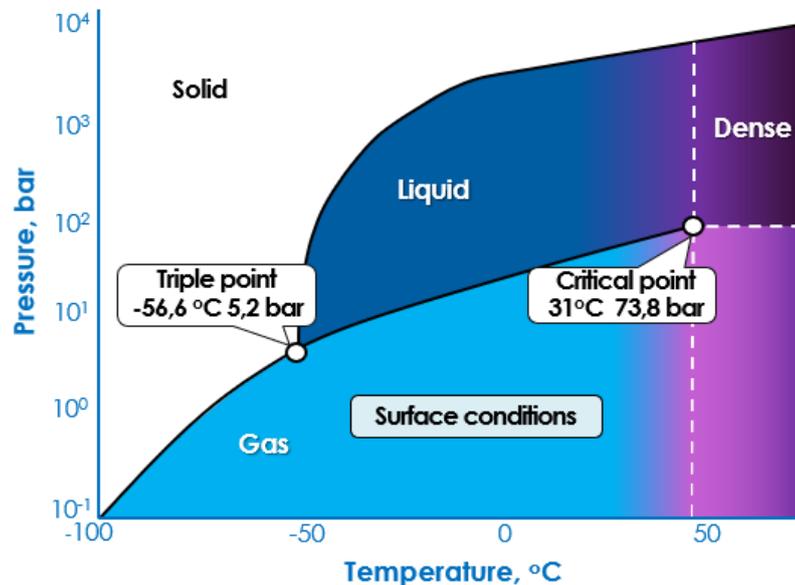


Figure 6. CO₂ phase diagram

It is commonly accepted that in order to provide thermobaric conditions that would satisfy CO₂ to be supercritical the injection depth should be at least 800 meters, although supercritical transition also depends on temperature and local geothermal gradient [46]. The transition to the supercritical state is accompanied by an increase in density (Figure 7). At reservoir conditions corresponding to the supercritical state, the density of CO₂ varies from 600 kg/m³ to 900 kg/m³, which leads to a decrease in volume by 316-459 times, which provides a positive effect on the storage efficiency.

The depth requirement is also directly related to the fact that the reservoir must be isolated from the surface and freshwater aquifers. The simplest way to confirm the

isolation of an aquifer is the high salinity of formation water. It is believed that at salinities above 10,000 ppm (10 mg/litre), it can be assumed that the aquifer does not communicate with the overlying freshwater horizons [46]. At the same time, it should be remembered that with increasing salinity, the solubility of carbon dioxide decreases. High salinity of water can decrease the solubility of carbon dioxide up to five times.

In the practice of CCUS projects, it is accepted that despite the positive relationship between pressure and CO₂ solubility, reservoirs with normal reservoir pressure (i.e. where geostatic gradient is less than 12 kPa/m) are considered to be the most preferable injection targets. Over-pressured reservoirs are associated with additional risks during drilling, plus additional compressor capacities are also needed for injection, which offsets the positive effect of greater solubility.

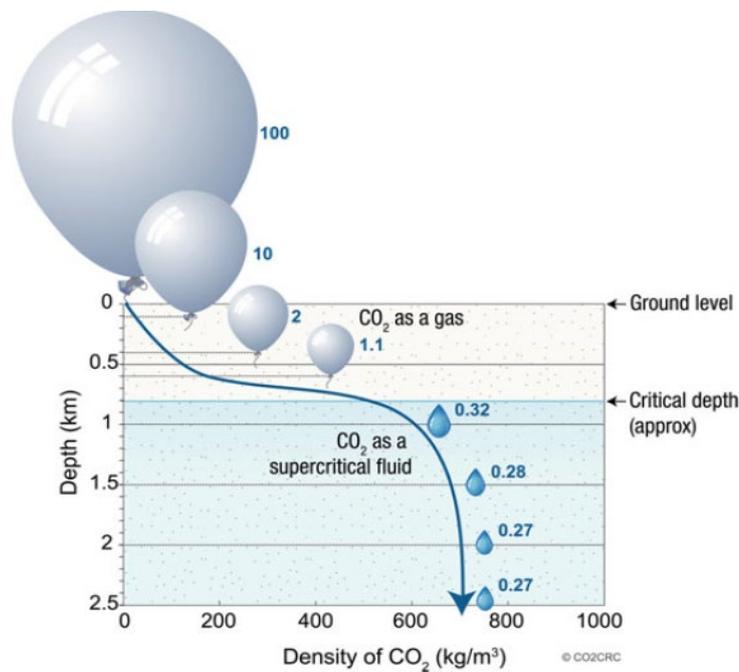


Figure 7. Simplified CO₂ density versus depth diagram

The third and probably the most important aspect of underground CO₂ storage is the seal. A good quality seal rock is paramount to prevent vertical migration of CO₂ from the target formation to the overlying ones. As a rule, good seal rocks are clay layers or evaporite deposits.

Since carbon dioxide is lighter than formation fluid, it floats to the top of the reservoir where it creates a pressure drop:

$$\Delta P = (\rho_w - \rho_{CO_2}) \cdot g \cdot h, \quad (1)$$

where ΔP is the pressure drop at the seal boundary, Pa;

ρ_w, ρ_{CO_2} is the density of water and carbon dioxide respectively, kg/m^3 ;

g is the gravitational acceleration, m/s^2 ;

h is the height of CO_2 plume, m.

All rocks (maybe except for salts only) are somehow permeable, but their pore throats can be so narrow that they create an effective barrier to CO_2 migration. The essential concept here is capillary pressure. The value of capillary pressure depends on the radius of the pore throats and the value of the interfacial tension [37].

Clays and evaporites are characterized by small pore throats radii, due to which they have a high inlet capillary pressure, which prevents further CO_2 migration. For clays, porosity varies from 1 to 12%, the average radius of the pore throat varies from 5 to 100 nm, and the permeability is $10^{-6} - 10^{-4}$ mD. Typically, the capillary capacity of seal rocks is determined in the laboratory through experiments using mercury as a non-wetting phase and through microscopic analysis of pore throats.

To determine the quality of a seal rock, we should introduce these two parameters: the sealing number and the stability number.

The sealing number refers to the ratio of capillary breakthrough pressure to the pressure drop across the seal due to buoyancy forces

$$\pi_1 = \frac{P_c^*}{\Delta P} = \frac{\psi \cdot T_s \cdot \cos\theta \cdot S_s \cdot \rho_m}{2 \cdot e \cdot (\rho_w - \rho_{CO_2}) \cdot g \cdot h} \quad (2)$$

The second parameter of a seal rock quality is its mechanical stability:

$$\pi_2 = \frac{\sigma'_{zo}}{\Delta P} = \frac{(z_w \cdot g \cdot \rho_w - z \cdot g \cdot \rho_{bulk}) - P_o}{(\rho_w - \rho_{CO_2}) \cdot g \cdot h} \quad (3)$$

where σ'_{zo} is initial vertical effective stress at the reservoir depth;

z_w is the height of the water column above the seafloor, m;

ρ_{bulk} is the bulk mass density of the sediment, kg/m^3 ;

z is the reservoir depth, m;

P_0 is the initial fluid pressure at the reservoir-seal interface, Pa.

Reservoir pressure changes affect the distribution of stresses, which can cause natural rock fractures to open. Mechanical stability characterizes the ability of the rock matrix to resist changes that occur due to additional pressure drop during injection.

A high-quality seal is characterized by $\pi_1 \gg 1$ value and a high π_2 value. The distribution of these parameters for some of the CCUS projects is presented below (Figure 8). As it can be seen, the seal of Sleipner CCUS project is characterized by relatively low-quality sealing parameters, since CO₂ injection was carried out into a shallow reservoir with high reservoir properties and large reservoir thickness, due to which a significant pressure drop has developed at the seal-reservoir interface. However, the reliability of CO₂ storage of Sleipner project is provided by a large seal thickness (50-150 meters) [37].

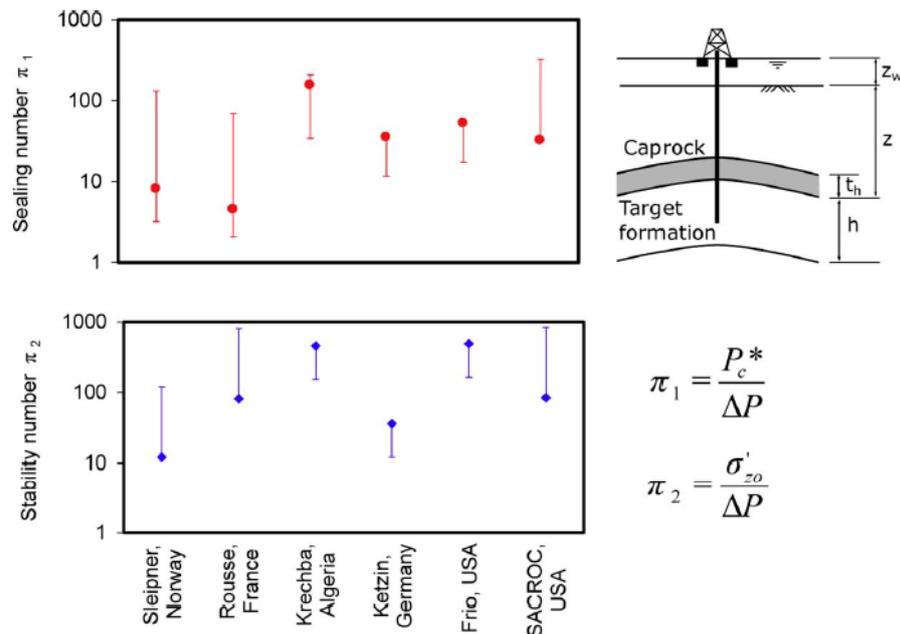


Figure 8. The distribution of seal quality parameters for different CCUS projects

Despite aforementioned sealing parameters it is necessary to select potential injection targets with the most powerful seals – the generally accepted value is 20 meters. This is due to the fact that even with a high-quality seal diffusion of CO₂ occurs through it at a rate of about 10 meters per 1000 years. In this case, the leakage of carbon dioxide is approximately 3 kg/m² year. Carbon dioxide passing through the seal

reduces the pH of the environment, which leads to additional degradation of the seal rock. Fluid seal thickness of 20 m provides a secure CO₂ storage for a sufficient time during which a significant part of carbon dioxide chemically traps due to interaction with water and rock (Figure 9).

Injected CO₂ can be physically trapped in a structural or stratigraphic traps or as residual gas because of the relative permeability hysteresis. Geochemically, CO₂ can be trapped by adsorption onto organic material or through dissolution into the formation brine (solubility trapping), where it can interact with the rock matrix and eventually precipitate into stable carbonate minerals (mineral trapping). Hydrodynamic trapping of CO₂ is a process that is affected by a complex combination of the physical and geochemical trapping mechanisms. Each of the trapping mechanisms and processes takes place on a different timescale and therefore has a different degree of importance at different scales. During the injection period and immediately thereafter, the primary trapping mechanism is physical trapping either in stratigraphic or structural traps. In the absence of a significant trap, hydrodynamic trapping will be the primary trapping process [28].

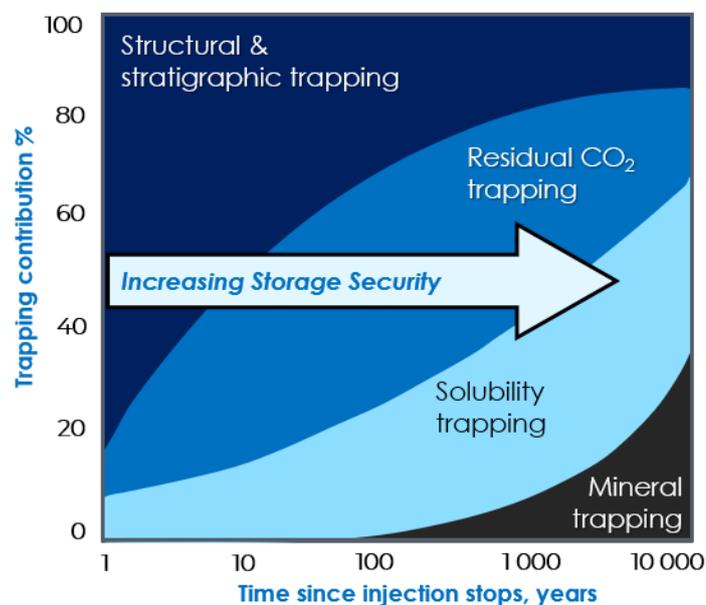


Figure 9. The contribution of CO₂ trapping mechanisms vs time

All of these trapping mechanisms and the complex interactions they have with each other over the lifespan of a CCUS project, must be carefully taken into

consideration. When it comes to determining CO₂ storage capacity, the processes that take place on the short-term to midterm timeframe are of primary importance. These processes vary depending on the target, but in most cases, the primary short-term trapping mechanisms are physical and hydrodynamic. Residual gas trapping and mineral trapping do not significantly add to the overall storage capacity of a target formation but rather increase the security of the trapping [24].

The geological object selected for injection must be of sufficient volume to store the approved share of CO₂ emissions during the entire life of the project.

The classification of CO₂ storage resources is made analogous to petroleum industry, since there is a lot in common. The resources classification simplifies work in the following areas:

1. Providing specific criteria for making financial decisions;
2. Accounting for CO₂ storage assets on the state balance;
3. Increasing the efficiency of project management.

Today, the most generally recognized and widespread classification of hydrocarbon reserves is the Petroleum Resources Management System (PRMS) developed by the Society of Petroleum Engineers (SPE). This classification (Figure 10) provides a more accurate reflection of total reserves, since it is more related to the geological characteristics of the reservoir rather than to the predicted production rates. The PRMS technique takes into account not only the probability of finding hydrocarbons, but also the economic viability of its production [24].

Despite the fact that the process of searching for CO₂ storage formations is in many ways similar to the discovery of oil and gas traps, there are some differences. For example, if a hydrocarbon reservoir has been discovered, then this automatically confirms that this structure can retain fluid for a long time. In the case of CO₂ storage, a similar conclusion cannot be made, since the quality of the seal rock must be additionally confirmed. Another difference is that during oil production, fluid is recovered from the pore space, whereas during CO₂ injection pressure increases and reservoir fluid is displaced into the unexplored part of the reservoir, which increases uncertainty.

Total Petroleum Initially-in-place (PIIP)	Discovered PIIP	Commercial	Production	Project Maturity Sub-Classes		
			Reserves	On Production	↑ Increasing Chance of Commerciality	
				Approved for Development		
		Justified for Development				
		Sub-Commercial	Contingent Resources	Development Pending		
	Development Unclearified or On Hold					
	Development not Viable					
	Undiscovered PIIP	Prospective Resources	Prospect			
			Lead			
			Play			
Unrecoverable						
Range of Uncertainty						

(Not to scale)

Figure 10. Petroleum Resources Management System [24]

In order to standardize CO₂ storage potential, Society of Petroleum Engineers has adapted a version of the PRMS classification for CO₂ injection (Figure 11). As illustrated in Figure 11, development projects (and their associated storable quantities) may be subclassified according to project maturity levels and the associated actions required to move a project toward commercial injection.

		Class			Project Status Sub-Class		Higher Risk – Project Development – Lower Risk	
Total Geologic Storage	Appraised	Commercial	Storage Capacity			Active Injection		
			1PC	2PC	3PC	Approved for Development		
			Proved Cap	Probably Cap	Possible Cap	Justified for Development		
		Sub-Commercial	Contingent Storage Resources			Development Pending		
			1CS	2CS	3CS	Development Unclearified or On Hold		
			Low	Medium	High	Development Not Viable		
	Un-Appraised	Un-Injectable						
		Prospective Storage Resources			Qualified Site(s)			
		Low	Medium	High	Selected Areas			
					Potential Sub-Regions			

Figure 11. Subclasses based on project maturity [36]

A standardized classification of CO₂ storage resources makes possible the comparison between different projects and gives an understanding of the storage site at each stage. Currently the classification of CO₂ storage resources is based on the classification of oil reserves, but it is expected that it will be improved and eventually become independent.

Приложение Б

