

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<b>ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276:504(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К. Г. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.04.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ И.А. Мельник  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна

Тема работы:

<b>ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>62-83/с от 03.03.2023 г.</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников 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>	<p>Обзор современных подходов к обустройству нефтегазовых месторождений. Анализ нормативно-правовой базы в области декарбонизации производства. Выбор и обоснование объектов поверхностного обустройства для улавливания и хранения углекислого газа. Анализ эффективности полезного использования углекислого газа в целях повышения нефтеотдачи пласта. Разработка комплексного подхода к решению задач декарбонизации производства.</p>

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Modern approaches to license blocks of field construction facilities	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	04.03.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна		04.03.2023

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна

Тема работы:

<b>ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023	Современные подходы к обустройству лицензионных участков недр месторождений	30
17.03.2023	Моделирование технологических процессов реализации проектов декарбонизации	30
22.04.2023	Комплексный подход к обустройству месторождений в условиях декарбонизации производства	10
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.05.2023	Социальная ответственность	10
05.06.2023	Modern approaches to license blocks of field construction facilities	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, 19 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 40 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: декарбонизация, углекислый газ, CO<sub>2</sub>-МУН, увеличение нефтеотдачи, проекты УХУ, хранение CO<sub>2</sub>.

Объектом исследования являются объекты обустройства нефтегазовых месторождений, методы увеличения нефтеотдачи пластов.

Целью работы является повышение эффективности обустройства нефтегазовых месторождений в условиях декарбонизации производства.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно правовой документации по тематике.

Защищаемые положения:

1. Выбор эффективной схемы обустройства нефтегазовых месторождений с последующей организацией подземного хранения CO<sub>2</sub> позволяет снизить выбросы парниковых газов от объектов собственной генерации энергии на 95 %;

2. Полезное использование углекислого газа, уловленного в целях декарбонизации производства, в технологии CO<sub>2</sub>-МУН позволяет увеличить накопленную добычу нефти на 50% относительно варианта разработки с применением ППД методом заводнения.

В процессе исследования были подробно рассмотрены теоретические аспекты по декарбонизации объектов нефтегазового сектора, возможные пути улавливания и использования CO<sub>2</sub> на нефтегазовых месторождениях, факторы, влияющие на выбор способа использования углекислого газа, влияние использования CO<sub>2</sub> на показатели разработки.

Проведен анализ эффективности применения закачки углекислого газа в продуктивные пласты нефтегазовых месторождений западной Сибири как метода газового увеличения нефтеотдачи, рассмотрена возможность

разработки комплексного подхода к обустройству месторождений в условиях декарбонизации производства.

Область применения: нефтегазовые месторождения.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения методов CO<sub>2</sub>-МУН.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ .....	12
1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОБУСТРОЙСТВУ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ НЕДР МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	13
1.1 Источники CO <sub>2</sub> на месторождении.....	14
1.2 Применение углекислого газа в технологических процессах нефтегазовых промыслов .....	17
1.2.1 Технологические аспекты подземного хранения CO <sub>2</sub> .....	18
1.2.2 Технологические аспекты применения CO <sub>2</sub> в процессах добычи углеводородов.....	22
1.2.2.1 Непрерывное нагнетание CO <sub>2</sub> .....	22
1.2.2.2 Закачка карбонизированной воды .....	23
1.2.2.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины	24
1.2.2.4 Закачка оторочки CO <sub>2</sub> с последующей закачкой воды.....	25
1.2.2.5 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process).....	26
1.3 Анализ нормативно-правовой базы на обустройство месторождений ....	27
1.4 Технологические аспекты проектов декарбонизации.....	29
1.4.1 Улавливание CO <sub>2</sub> .....	30
1.4.2 Подготовка углекислого газа .....	32
1.4.3 Транспорт CO <sub>2</sub> .....	33
2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ.....	35
2.1 Количественная оценка выбросов CO <sub>2</sub> на месторождении.....	35
2.2 Объекты наземного обустройства проектов декарбонизации .....	37
2.2.1 Блок предварительной подготовки выхлопных газов .....	37
2.2.2 Установка улавливания и осушки CO <sub>2</sub> .....	39
2.3 Гидравлические расчеты транспорта CO <sub>2</sub> .....	44
2.4 Применение уловленного диоксида углерода в технологии CO <sub>2</sub> -МУН ...	47
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБУСТРОЙСТВУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА.....	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	61
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	70
5.2 Производственная безопасность.....	72
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	74
5.3.1 Отклонение показателей климата рабочей зоны.....	74
5.3.2 Превышение уровня шума и вибрации .....	75
5.3.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды .....	75
5.3.4 Аппараты под давлением.....	76
5.3.5 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте .....	77
5.4 Экологическая безопасность .....	79
5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы .....	80

<i>5.4.2 Мероприятия по охране гидросферы</i> .....	80
<i>5.4.3 Мероприятия по охране литосферы</i> .....	81
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	84
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ОБУЧАЮЩЕГОСЯ .....	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	87
Приложение А.....	91
Приложение Б .....	92
1 MODERN APPROACHES TO LICENSE BLOCKS OF FIELD CONSTRUCTION FACILITIES .....	93

## ВВЕДЕНИЕ

Известно, что углекислый газ способен накапливаться в атмосфере, вызывая парниковый эффект, который приводит к глобальному изменению климата всей планеты. В 2016 году концентрация парниковых газов в атмосфере Земли преодолела рекордную отметку в 400 ppm (количество частиц CO<sub>2</sub> на миллион частиц воздуха). Прогнозируется, что к концу столетия концентрация углекислого газа может удвоиться.

В связи со вступлением в силу Федерального закона № 296-ФЗ от 01.06.2021 «Об ограничении выбросов парниковых газов», перед российскими нефтегазодобывающими компаниями стоят вопросы декарбонизации производства. Практически все крупные нефтегазовые компании развивают стратегии декарбонизации и реализуют планы углеродного менеджмента.

Несмотря на богатую нормативно-правовую базу в части подсчета и регулирования объема выбросов парниковых газов, действующие на сегодняшний день РД и прочие нормативные акты в части обустройства месторождений не регулируют необходимое для проектов декарбонизации оборудование. При этом, проектные решения по поверхностному обустройству месторождений в части выбора наименее затратного способа снижения выбросов парниковых газов играют ключевую роль в данном вопросе.

В связи с этим, целью данной работы стало повышение эффективности обустройства нефтегазовых месторождений Западной Сибири в условиях декарбонизации производства. Для этого был сформулирован ряд задач:

- 1) Проанализировать современные подходы к поверхностному обустройству нефтегазовых месторождений;
- 2) Выбрать и обосновать объекты поверхностного обустройства для решения вопросов декарбонизации производства;
- 3) Разработать эффективное технологическое решение по обустройству нефтегазовых месторождений Западной Сибири в условиях декарбонизации производства.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**РД** – руководящий документ;

**ГТЭС** – газотурбинные электростанции

**ГОСТ** – государственный стандарт

**ПО** – программное обеспечение

**ППД** – поддержание пластового давления

**ПНГ** – попутный нефтяной газ

**УХУ** – улавливание и хранение углерода

**ЧС** – чрезвычайные ситуации.

# 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОБУСТРОЙСТВУ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ НЕДР МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С развитием нефтяной отрасли все большую актуальность приобретало развитие технологий повышения нефтеотдачи пластов. Начиная с середины XX века и по настоящее время разработка нефтяных месторождений практически не обходится без применения дополнительных способов извлечения нефти на поздних стадиях разработки — третичных МУН.

Одним из наиболее часто обсуждаемых и применяемых на сегодняшний день типом увеличения нефтеотдачи пластов являются газовые МУН, одним из видов которой является закачка в пласт диоксида углерода.

Методы  $\text{CO}_2$ -МУН начали свое развитие в США в начале 70-х годов XX века, и в течение 1970-1980 гг. получили широкое применение [1].

Ключевым ограничивающим фактором в вопросах применения  $\text{CO}_2$ -МУН являлся вопрос поиска источников  $\text{CO}_2$ , поскольку в XX веке было возможно применение лишь природных источников  $\text{CO}_2$ . Тем не менее, применение углекислого газа для увеличения нефтеотдачи продолжало развиваться и со временем стало одним из наиболее распространенных способов получения дополнительной добычи нефти.

Одним из стимулов развития  $\text{CO}_2$ -МУН стало внедрение в нефтегазовой промышленности климатической повестки.

С начала XXI века мировые ученые стала очевидной угрозой глобального изменения климата, вызванная ростом выбросов парниковых газов от промышленных предприятий по всему миру. В 2015 году было принято Парижское соглашение, целью которого являлось «удержать прирост глобальной средней температуры» путем сокращения антропогенных выбросов  $\text{CO}_2$  [2].

К Парижскому соглашению присоединилось 189 стран, в том числе и Российская Федерация, что дало новый стимул к поиску путей полезного использования  $\text{CO}_2$ .

УХУ (улавливание и хранение углерода) — проекты декарбонизации, целью которых является улавливание  $\text{CO}_2$  от промышленных источников выбросов, его подготовка и дальнейшее использование на месторождениях нефти с целью повышения нефтеотдачи и/или геологическое подземное хранение.

В связи с тем, что развитие повестки декарбонизации дало толчок к развитию способов извлечения промышленного  $\text{CO}_2$ , проблема поиска источников углекислого газа для  $\text{CO}_2$ -МУН отошла на второй план, а воздействие на пласт углекислым газом получило еще большее распространение.

Так, начиная с 2010-х годов,  $\text{CO}_2$ -МУН стали более распространенным третичным методом увеличения нефтеотдачи, чем главенствующие в XX веке тепловые методы, а к 2017 году и вовсе стали применяться в половине случаев (Рисунок 1) [3].

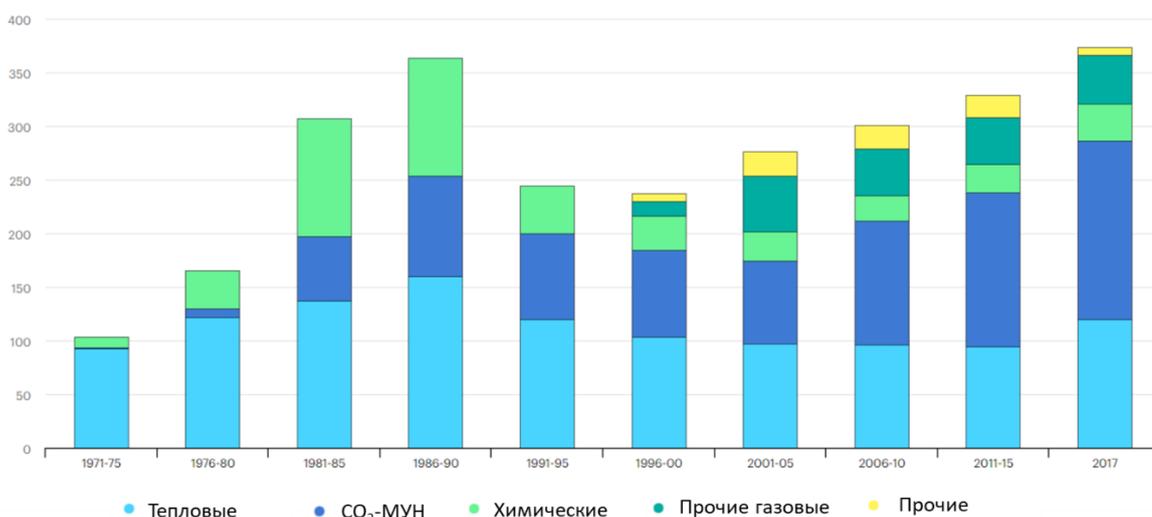


Рисунок 1 – Динамика развития третичных методов увеличения нефтеотдачи в мире [3]

### 1.1 Источники $\text{CO}_2$ на месторождении

Источники выбросов  $\text{CO}_2$ , подлежащие учету, регламентируются Приказами Министерства природных ресурсов и экологии РФ №371 и 330 [4,5].

Согласно Приказа №371, обязательному учету подлежат 12 категорий выбросов парниковых газов, однако для нефтегазовых месторождений источники выбросов включают в себя: выбросы от стационарного сжигания топлива, сжигание ПГ и ПНГ на факельных установках, выбросы, возникающие при проведении технологических операций, осуществляемых при разведке, добыче, переработке, подготовке и транспортировке нефти и газа (фугитивные выбросы), выбросы сжигания топлива в транспорте (в том числе автомобильном), косвенные выбросы (выбросы, возникающие при производстве закупаемой у другой организации энергии).

Фугитивные выбросы парниковых газов возникают, как правило, в двух случаях:

- негерметичность эксплуатируемого оборудования, возникновение утечек и разливов;
- наличие на месторождении резервуаров сырой нефти, не оборудованных крышками с понтонами.

Первый случай относится к аварийным и не относится к постоянным источникам выбросов. Второй встречается редко, поскольку большинство месторождений в настоящее время обустроиваются таким образом, чтобы скважинная продукция не подавалась в резервуары без предварительной подготовки.

Так же, фугитивные выбросы в основном состоят из метана, который так же относится к парниковым газам, и поэтому не могут считаться источником CO<sub>2</sub>.

Улавливание CO<sub>2</sub> от транспорта, в том числе автомобильного, с целью его дальнейшего использования, практически не реализуемо.

Косвенные выбросы, хоть и учитываются предприятием, закупающим энергию, фактически производятся на территории предприятий, энергию продающих, и тоже не могут быть использованы.

Таким образом, основными источниками CO<sub>2</sub> на нефтегазовых месторождениях являются факельные установки и объекты собственной

энергогенерации, наиболее распространенным видом которых являются газотурбинные электростанции (ГТЭС) [6].

На ранних сроках эксплуатации месторождения, когда объекты генерации электроэнергии работают не на всю установленную мощность, а большая часть добываемого ПНГ подается на факельные установки, основной вклад в выбросы парниковых газов вносят выбросы от факельного сжигания (Рисунок 2).



Рисунок 2 – Вклад источников CO<sub>2</sub> при 20 % полезного использования ПНГ

При условии выполнения требований Постановления правительства Российской Федерации №1148 от 08.11.2012 [7] о 95 % полезного использования ПНГ, ключевым источником выбросов CO<sub>2</sub> являются объекты стационарного сжигания топлива (Рисунок 3).

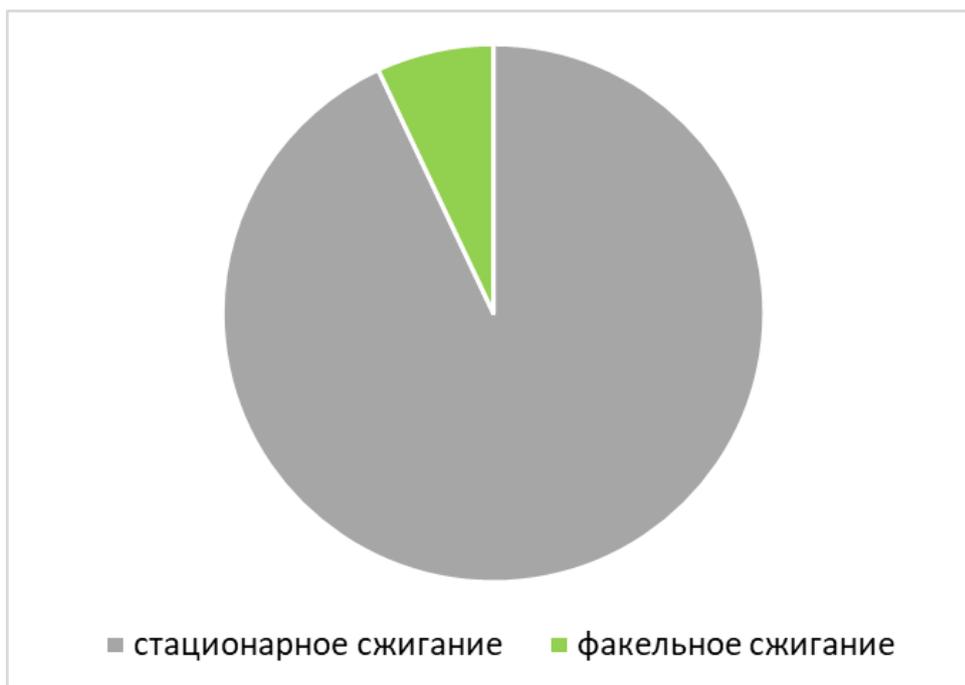


Рисунок 3 – Вклад источников CO<sub>2</sub> при 95 % полезного использования ПНГ

Таким образом, наиболее перспективным для улавливания и дальнейшего использования CO<sub>2</sub> источником выбросов парниковых газов на нефтегазовых месторождения являются объекты собственной генерации энергии.

## **1.2 Применение углекислого газа в технологических процессах нефтегазовых промыслов**

Несмотря на то, что применение уловленного CO<sub>2</sub> в промышленности означает его монетизацию и получение прибыли, способной покрыть часть затрат на проекты декарбонизации, этот способ использования является менее распространенным на практике в связи с расположением большинства месторождений в труднодоступных регионах и необходимости значительных затрат на транспортировку CO<sub>2</sub> до потребителя.

В связи с этим, на нефтяных и нефтегазовых месторождениях существует два основных метода применения углекислого газа [8]:

- захоронение в подземные геологические хранилища в глубоких водоносных горизонтах или истощенных нефтяных ловушках;

– закачка  $\text{CO}_2$  в нефтегазоносный пласт для увеличения нефтеотдачи (МУН).

При этом, каждый из обозначенных методов использования  $\text{CO}_2$  имеет ограничения в применении, связанные с объемами  $\text{CO}_2$ , которые возможно и необходимо улавливать с целью сокращения выбросов парниковых газов на месторождении, и объемами  $\text{CO}_2$ , которые возможно использовать для увеличения нефтеотдачи или геологически захоронить в водоносных пластах.

Таким образом, при выборе ловушки для подземного хранения  $\text{CO}_2$ , одним из ключевых вопросов является определение емкостных характеристик выбранного пласта и оценка достаточности его объема для закачки всего объема  $\text{CO}_2$ .

Одновременно с этим, при выборе технологии  $\text{CO}_2$ -МУН необходимо учитывать как достаточность уловленного  $\text{CO}_2$  для увеличения нефтеотдачи (т.е. рассчитывать технологию таким образом, чтобы объем имеющегося на месторождении  $\text{CO}_2$  не превышал необходимые объемы), так и стремиться к сокращению избытка уловленного  $\text{CO}_2$  над необходимыми для технологии объемами.

В случае, если выбранный метод  $\text{CO}_2$ -МУН требует меньшего объема углекислого газа, чем было уловлено от объектов собственной генерации, избыток  $\text{CO}_2$  направляют на геологическое хранение, что ведет к дополнительным затратам на реализацию технологии.

### 1.2.1 Технологические аспекты подземного хранения $\text{CO}_2$

Под геологическим хранением  $\text{CO}_2$  понимают закачку  $\text{CO}_2$  в горные породы, способные поглощать и удерживать его в течение длительного времени (тыс. лет) [8].

В качестве перспективных объектов для геологического хранения  $\text{CO}_2$  рассматриваются:

- глубокие водоносные пласты;
- истощенные месторождения нефти и газа;

- угольные пласты;
- базальтовые отложения;
- выработки в отложениях каменной соли;
- горные выработки рудников.

Возможность геологического хранения  $\text{CO}_2$  в базальтовых породах обуславливается высокой пористостью, проницаемостью и активностью базальта по отношению к  $\text{CO}_2$ , что в конечном итоге приводит к образованию твердых карбонатных минералов (кальцита, доломита и т. д.). Данный способ хранения на сегодняшний день находится на стадии исследования. Базальтовые формации считаются перспективными для хранения  $\text{CO}_2$  в районах без подходящей осадочной основы.

Механизм хранения  $\text{CO}_2$  в угольных пластах основывается на адсорбировании углекислого газа поверхностью угольной матрицы после закачки. Главным критерием применимости данного метода хранения является проницаемость угольных пластов, определяющая возможность достижения закачиваемым  $\text{CO}_2$  угольной матрицы. Уголь, который залегает слишком глубоко, зачастую сильно уплотнен и имеет слишком низкую проницаемость, что приводит к невозможности обеспечения эффективной закачки  $\text{CO}_2$ .

В связи с вышесказанным, наиболее предпочтительными объектами для хранения  $\text{CO}_2$  считаются глубокие водоносные пласты.

Существует два основных типа водоносных горизонтов – открытые, представляющие собой протяженные горизонтальные или пологопадающие формации, и закрытые, имеющие естественные слабопроницаемые границы, сформированные геологическими складками или сбросами.

Наличие в закрытых водоносных горизонтах слабопроницаемых границ обуславливает низкую вероятность бокового оттока и просачивания  $\text{CO}_2$  в смежные горизонты.

В водоносных горизонтах открытого типа  $\text{CO}_2$  может перемещаться в латеральном направлении, но низкая скорость перемещения и большая

протяженность горизонтов дают основание считать, что ореол газа будет ограничен в пространстве на длительный срок.

Среди механизмов удерживания  $\text{CO}_2$  при геологическом хранении выделяют физические, геохимические и минеральное. Физические механизмы включают [8]:

- структурное удерживание, которое обуславливается наличием ловушки, за пределы которой  $\text{CO}_2$  не способен мигрировать;
- остаточное удерживание, которое происходит за счет капиллярного зацемянения  $\text{CO}_2$  в мелких порах в виде неподвижной остаточной газонасыщенности.

Структурное удерживание характеризуется ограничениями, связанными с давлением закачки. Закачка  $\text{CO}_2$  в породу-коллектор требует нагнетания давления, превышающего давление воды в водоносном горизонте. После закачки  $\text{CO}_2$  поднимается вверх по пласту коллектору до непроницаемой породы, в связи с чем во время закачки необходимо контроль давления во избежание превышения предела прочности породы, образующей покрышку (авто-ГРП). Наличие трещин в покрышке может привести к нарушению подземного хранилища и последующей миграции  $\text{CO}_2$  на поверхность.

Расчёт давления образования трещины и нарушения герметичности покрышки выполняется для каждого хранилища в отдельности по модифицированной формуле Итона [9]:

$$P_{\text{а-ГРП}} = \frac{\vartheta}{1 - \vartheta} (\sigma_v - P_{\text{res}}) + P_{\text{res}} \quad (1)$$

где  $\vartheta$  – коэффициент Пуассона;  $\sigma_v$  – горное давление, МПа;  $P_{\text{res}}$  – пластовое давление МПа.

Геохимические механизмы заключаются в растворении  $\text{CO}_2$  в воде. В результате растворения  $\text{CO}_2$  повышается плотность воды и происходит ее погружение на дно формации.

Минеральное удерживание вызывается химическими реакциями между  $\text{CO}_2$  и породообразующими минералами и растворенными в пластовой воде

солями с образованием нерастворимых соединений. Так, например, при закачивании  $\text{CO}_2$  в породы, содержащие силикаты кальция или магния, происходит образование стабильных карбонатов кальция или магния. Протекание данных реакций характеризуется значительной продолжительностью – до тысяч лет.

Особенностью геологического хранения  $\text{CO}_2$  в водоносных горизонтах является то, что все описанные выше способы удержания  $\text{CO}_2$  действуют не выборочно и не одновременно, а последовательно в течение длительных периодов времени: физическое удержание, возникающее при закачке  $\text{CO}_2$  в пласт, в конечном итоге перетекает в минеральное удержание. За счет данного перехода с течением времени увеличивается доля неподвижного  $\text{CO}_2$  (Рисунок 4).



Рисунок 4 – Относительный вклад механизмов удержания [8]

При хранении  $\text{CO}_2$  в водоносных пластах к объектам хранения предъявляются следующие требования:

- наличие надёжных непроницаемых барьеров – покрышек;
- достаточный поровый объем;

- отсутствие проводящих тектонических нарушений;
- отсутствие или надёжная герметизация ранее пробуренных скважин;
- отсутствие риска перетоков за пределы ЛУ.

### 1.2.2 Технологические аспекты применения CO<sub>2</sub> в процессах добычи углеводородов

Главным способом использования CO<sub>2</sub> в процессах добычи нефти является его закачка в пласт с целью повышения нефтеотдачи – применение технологии CO<sub>2</sub>-МУН.

Ключевым фактором, характеризующим увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него двуокиси углерода, является снижение вязкости нефти при растворении в ней CO<sub>2</sub>. При том, чем выше начальное значение вязкости пластовой нефти, тем больше будет эффект ее снижения, что делает данный метод наиболее актуальным для месторождений высоковязкой нефти [10].

На сегодняшний день применяются следующие технологии закачки CO<sub>2</sub>:

- Непрерывное нагнетание CO<sub>2</sub>;
- Закачка карбонизированной воды;
- Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины;
  - Закачка оторочки CO<sub>2</sub> с последующей закачкой воды;
  - Вытеснение нефти чередующейся закачкой CO<sub>2</sub> и воды;
  - Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO<sub>2</sub>;
- Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process).

#### 1.2.2.1 Непрерывное нагнетание CO<sub>2</sub>

Использование технологии непрерывного нагнетания CO<sub>2</sub> в пласт

достаточно популярно в зарубежной практике.

Преимуществом непрерывной закачки является достижение более высокого коэффициента вытеснения по сравнению с другими вариантами применения технологии за счет того, что перед  $\text{CO}_2$  формируется вал нефти, свойственный для процессов, происходящих при смешивающемся вытеснении.

К недостаткам непрерывной закачки углекислого газа можно отнести вязкостную неустойчивость, которая в некоторых случаях способна значительно снизить коэффициент охвата и привести к раннему прорыву углекислоты [10, 11].

Тем не менее, технология непрерывного нагнетания  $\text{CO}_2$  требует наибольших расходов углекислого газа, что может положительно сказаться на ее применении в проектах CCUS.

#### 1.2.2.2 Закачка карбонизированной воды

Технология закачки карбонизированной воды – самый простой из всех типов  $\text{CO}_2$ -МУН [11].

Технология основана на закачке в пласт через нагнетательные скважины предельно или частично карбонизированной воды при давлении 1,1-2,3 раза превышающем давление насыщения воды диоксидом углерода.

В ходе обработки пласта карбонизированной водой, растворенный в воде  $\text{CO}_2$  переходит в оставшуюся за фронтом вытеснения нефть, снижая ее вязкость, увеличивая объем и уменьшая поверхностное натяжение на границе нефть-вода, тем самым повышая фильтрационные характеристики пластовой нефти и ее подвижность.

Основным преимуществом данного метода можно назвать достаточно низкий по сравнению с другими методами закачки  $\text{CO}_2$ , расход закачиваемого углекислого газа (в 6-7 раз). При этом, в случае превышения объемов уловленного  $\text{CO}_2$  над объемами необходимого в данной технологии  $\text{CO}_2$ , этот же фактор может служить и недостатком.

Основным недостатком технологии принято считать значительное отставанием фронта, в котором сконцентрирован диоксид углерода в воде, от фронта вытеснения.

### 1.2.2.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины

Технология циклической закачки  $\text{CO}_2$  разработанная и запатентованная компанией ПАО «Татнефть». Данный метод позволяет разрабатывать неоднородные коллектора и коллектора имеющие слабую проницаемость.

Сущность данного метода заключается в осуществлении циклического режима закачки углекислого газа в нагнетательные скважины с одновременным синхронным регулированием режимов работы добывающих скважин.

Закачка начиналась при снижении пластового давления на 20-50% от начального и осуществлялась до восстановления давления до начальных значений или близких к нему (0.9 - 1.1 от  $P_{\text{нач}}$ ). Добыча осуществлялась при забойном давлении не менее давления насыщения нефти как углеводородным, так и углекислым газом (Рисунок 5).

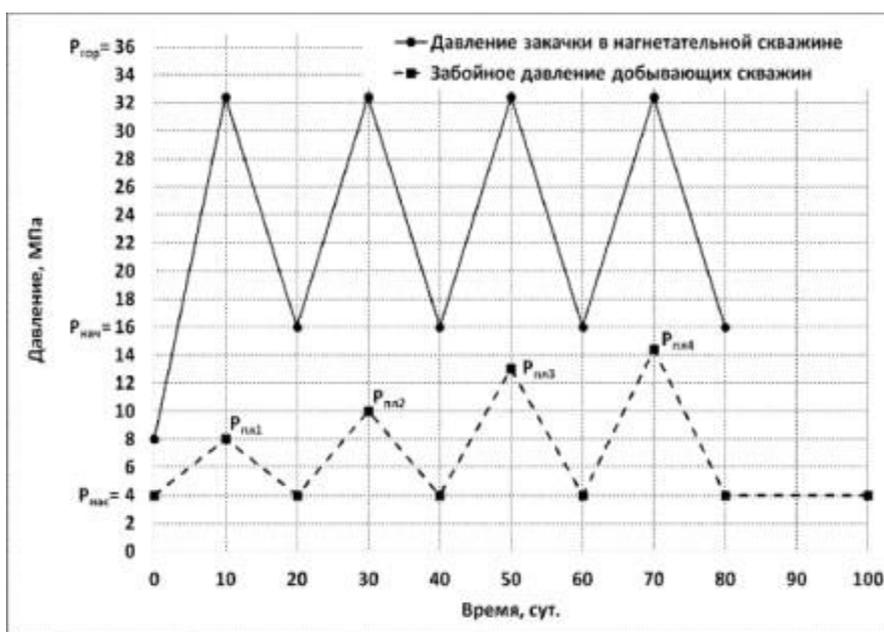


Рисунок 5 – График изменения давления закачки в нагнетательной скважине и забойных давлений в добывающих скважинах при циклической закачке диоксида углерода [10].

Преимуществом данной технологии является ее более широкая применимость по сравнению с технологией непрерывной закачки.

Недостатком применения циклической закачки в рамках проекта УХУ является снижение потребности в объемах закачиваемого  $\text{CO}_2$ .

#### 1.2.2.4 Закачка оторочки $\text{CO}_2$ с последующей закачкой воды

Ключевым отличием данной технологии от технологии закачки карбонизированной воды является сокращение или исключение отставание фронта концентрации углекислого газа от фронта вытеснения.

$\text{CO}_2$  в данном методе может закачиваться в пласт как в жидком, так и в газообразном состоянии, однако способ с использованием жидкого диоксида углерода ограничивается критической температурой.

После внедрения углекислоты происходит интенсивный массообмен между компонентами потока, в результате чего все пластовые жидкости достаточно стремительно достигают равновесного насыщения углекислым газом и процесс вытеснения приближается к смешивающему. При этом закаченная вода остается неподвижной во время продвижения оторочки  $\text{CO}_2$ . Со временем из-за разбухания и фильтрации закаченной воды нагнетаемой проталкивающей жидкостью, между оторочкой  $\text{CO}_2$  и проталкивающим агентом образуется преграда, препятствующая потере углекислого газа из оторочки на насыщение новых порций проталкивающего агента. Отмечается, что применение оторочек жидкого  $\text{CO}_2$  позволяет значительно увеличить извлечение остаточной нефти из продуктивных, высокообводненных или непредельнонасыщенных залежей [12].

При продвижении оторочки газообразного  $\text{CO}_2$  водой, диоксид углерода движется в виде объема свободного газа с четкими границами, при этом его основной объем находится перед фронтом вытеснения и незначительная часть вне фронта. Углекислый газ расходуется на насыщение породы и нефти в процессе продвижения оторочки, из-за чего его объем медленно уменьшается. Как и в первом методе образуется преграда между оторочкой и

проталкивающим агентом из карбонизированной воды, предельно насыщенной  $\text{CO}_2$ .

Применение данной технологии сильно ограничивается высокой зависимостью вытеснения нефти газообразными оторочками  $\text{CO}_2$  от условий гравитационного разделения в пластах с высокой вертикальной проницаемостью.

#### 1.2.2.5 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process)

Huff-N-Puff – технология закачки углекислого газа напрямую в добывающую скважину с последующей ее остановкой пропитки призабойной зоны пласта и последующей добычи нефти.

Длительность нагнетания  $\text{CO}_2$  может достигать 24 – 48 часов в зависимости от необходимого объема диоксида углерода. Продолжительность остановки скважины может варьироваться от 1 до 40 суток, в зависимости от физико-химических свойств пластовой нефти, а также геолого-физических характеристик пласта [13, 14].

В настоящее время существует две технологии закачки  $\text{CO}_2$  в пласт: в жидком состоянии и в сверхкритическом состоянии.

Под сверхкритическим состоянием понимают такое состояние вещества, при котором исчезает различие между свойствами газовой и жидкой фазами.

Диоксид углерода в сверхкритическом состоянии является достаточно эффективным растворителем, который сочетает в себе свойства газа: низкую вязкость, малое межфазное натяжение и высокий коэффициент диффузии, и жидкости: высокую растворяющую способность. Эти свойства позволяют сверхкритическому  $\text{CO}_2$  проникать в пористое пространство и осуществлять более быстрый и эффективный массоперенос [15].

Увеличение нефтеотдачи при закачке в пласт сверхкритического  $\text{CO}_2$  принято связывать со значительным снижением кинематической вязкости диоксида углерода при переходе в сверхкритическое состояние, а также с увеличением растворимости газа в углеводороде, что дает возможность

выровнять фронт вытеснения нефти, а также увеличить образование вязкостных языков.

Вторым способом является газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающую скважину в жидком состоянии при сверхкритических условиях. В предложенной технологии основным механизмом повышения нефтеотдачи является способность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии растворять органические вещества, которые находятся в высоковязкой нефти, а также снижать вязкость нефти в пластовых условиях, вызывать ее набухание, увеличивать свою смешиваемость с нефтью, вызывать сильное снижение межфазного натяжения на границе нефть – CO<sub>2</sub>, что приводит к снижению капиллярных сил и вовлечению в процесс разработки капельной нефти.

Ключевым преимуществом данной технологии является значительное снижение капитальных затрат за счет исключения необходимости бурения и обустройства нагнетательных скважин.

К недостаткам технологии относят длительный «простой» добывающих скважин на период закачки CO<sub>2</sub> и пропитки ПЗП.

### **1.3 Анализ нормативно-правовой базы на обустройство месторождений**

Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» [16] обязал все социально-экономические отрасли страны обеспечить сокращение к 2030 году эмиссии парниковых газов до 70 процентов относительно уровня 1990 года, а также разработать Стратегии социально-экономического развития предприятий до 2050 года.

Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» [17] так же включает в себя требования по сокращению выбросов парниковых газов, установлению целевого показателя сокращения выбросов и ежегодной отчетности о выбросах парниковых газов.

Несмотря на это, в настоящее время не введены нормативные акты и правила, регулирующие обустройство объектов декарбонизации производства на месторождениях.

Согласно ГОСТу Р 58367-2019 [18], под обустройством нефтяных и газовых месторождений понимается строительство на территории месторождения комплекса наземных и/или подземных сооружений, позволяющего вести безаварийную разработку месторождения в соответствии с утвержденным проектным документом.

Содержание проектной документации на обустройство промышленных объектов регламентируется Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 г. № 356 [19]. Согласно разделу XIII. Система обустройства месторождений, сбор, подготовка и транспортировка углеводородов данного приказа, в составе ПД определяют инженерно-технические решения по:

- системам сбора, внутрипромыслового транспорта нефти, газа, конденсата и пластовой воды;
- технологическим установкам, оборудованию и аппаратуре для промышленной подготовки нефти, газа, газового конденсата;
- предупреждению выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений, солеотложений и гидратообразования;
- технологическим мероприятиям и техническим средствам для предупреждения коррозии оборудования;
- технологическим мероприятиям и техническим средствам для контроля и регулирования работы добывающих и нагнетательных скважин;
- средствам контроля и учета добычи нефти, газа, газового конденсата, воды;
- оборудованию и приборам для определения кондиций подготовленных нефти, газа и конденсата;
- обеспечению проектного уровня использования попутного газа;

- водоснабжению, промышленной канализации, обработке и утилизации промышленных стоков;
- средствам общепромышленной связи, системам автоматики и телемеханики, централизованного контроля и управления, мероприятиям по охране труда и промышленной безопасности;
- электроснабжению и теплоснабжению промышленных объектов.

Объекты наземного обустройства проектов УХУ, включающие в себя установки улавливания CO<sub>2</sub>, компрессорное оборудование, холодильные агрегаты и трубопроводы, не относятся ни к одному из содержащихся в Приказе пунктов, и проектируются согласно общим требованиям безопасности и коррозионной устойчивости.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 [20], диоксид углерода не входит в установленный перечень загрязняющих веществ (атмосфера, в ред. От 06.05.2022 г.). В связи с этим, на сокращение выбросов CO<sub>2</sub> не распространяются требования п.6.18 Экологическая безопасность ГОСТа Р 58367-2019 [18].

Согласно п.6.4.2.64 и 6.4.2.70 этого ГОСТа, при использовании CO<sub>2</sub> в увеличении нефтеотдачи пластов, компрессорное оборудование, трубопроводы и прочее оборудование выбирают с учетом коррозионных свойств углекислого газа.

Таким образом, проектные офисы и институты при подготовке проектной документации на обустройства месторождений, обязаны учитывать необходимость обустройства объектов, нацеленных на сокращение выбросов парниковых газов с целью выполнения требований ФЗ и Указа Президента. При этом, нормативно-правовой базой на обустройство не регламентируется состав, конструктивные особенности и требования к безопасности и эксплуатации данного оборудования.

#### **1.4 Технологические аспекты проектов декарбонизации**

В настоящее время известны два основных способа для улавливания и

хранения диоксида углерода: природный и промышленный.

Природный способ связан с восстановлением и высадкой лесов, а также с другими возможными вариантами землепользования. Однако, этот способ специалисты считают малоэффективным [21]. Россия обладает самыми значительными лесными ресурсами в мире, но их улавливающая способность в связи с климатическими и географическими факторами локализации основного объема источников выбросов  $\text{CO}_2$  является не достаточной.

Промышленный способ предполагает строительство установок по улавливанию диоксида углерода из атмосферы и размещение его с целью долгосрочного геологического хранения. Полная декарбонизация не возможна без прямого улавливания  $\text{CO}_2$  промышленными способами.

Согласно статистическим данным и существующим методикам расчетов, наибольший вклад в выбросы парниковых газов на предприятии вносят выбросы от стационарного сжигания топлива.

Наиболее применимым и часто применяемым промышленным способом сокращения выбросов парниковых газов от объектов стационарного сжигания топлива является метод улавливания  $\text{CO}_2$  после сжигания, при котором углекислый газ отделяют от потока дымовых газов, образующихся после сжигания первичного топлива.

Проекты УХУ — это технологии сокращения выбросов  $\text{CO}_2$ , образующегося после сжигания природных видов топлив, состоящие из нескольких этапов проектирования, которые будут рассмотрены далее.

#### 1.4.1 Улавливание $\text{CO}_2$

Улавливание  $\text{CO}_2$  – первый этап проектов УХУ, заключающийся в выделении молекул  $\text{CO}_2$  из состава дымовых газов. Это наиболее капиталоемкая часть проекта. Затраты на ее реализацию составляют около 70 % всех инвестиций [21].

В настоящее время доступно несколько технологий улавливания  $\text{CO}_2$  (Рисунок 6).

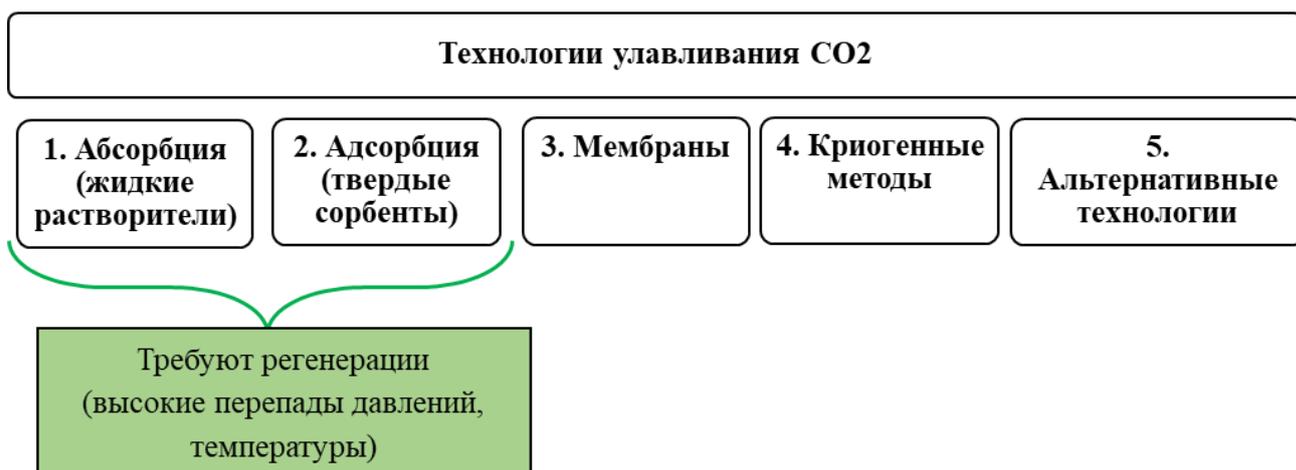


Рисунок 6 – Технологии улавливания CO<sub>2</sub>

Абсорбция заключается в поглощении (химическом или физическом) жидкими растворителями молекул CO<sub>2</sub>. При этом требуются существенные затраты энергии в виде тепла и пара на регенерацию абсорбента. Абсорбент должен иметь достаточную поглотительную способность по CO<sub>2</sub>, высокую химическую и термическую стабильность. Типы растворителей: 1) химические (моноэтаноламин, диэтаноламин, метилдиэтаноламин, аммиак и др.); 2) физические (селексол, ректизол, пурисол и др.). Регенерация абсорбентов происходит при повышенной температуре или при снижении давления.

Адсорбция заключается в поглощении молекул CO<sub>2</sub> твердыми сорбентами (глинозем, цеолит, активированный углерод и т.д.). Адсорбенты, как правило, имеют мелкопористую структуру с развитой поверхностью, на которой химически или физически задерживаются молекулы CO<sub>2</sub>. Регенерация адсорбентов также происходит при повышенной температуре или при снижении давления.

Мембраны (металлические, полимерные или керамические материалы) чаще используется для разделения углеводородных газов, которые имеют достаточно высокие давления, поэтому не подходят для извлечения CO<sub>2</sub> из дымовых газов при атмосферном давлении. Мембраны могут работать при высоких температурах газового потока. Эффективность мембранной

технологии зависит от концентрации углекислого газа. При низкой концентрации  $\text{CO}_2$  мембранная технология малоэффективна.

Криогенный метод с использованием низкой температуры для сжижения и отделения  $\text{CO}_2$  от дымовых газов в сверхкритическом состоянии. Температура замерзания чистого  $\text{CO}_2$  составляет 195,5 К при атмосферном давлении.

Принципиальные различия описанных технологий иллюстрированы на рисунке 7.

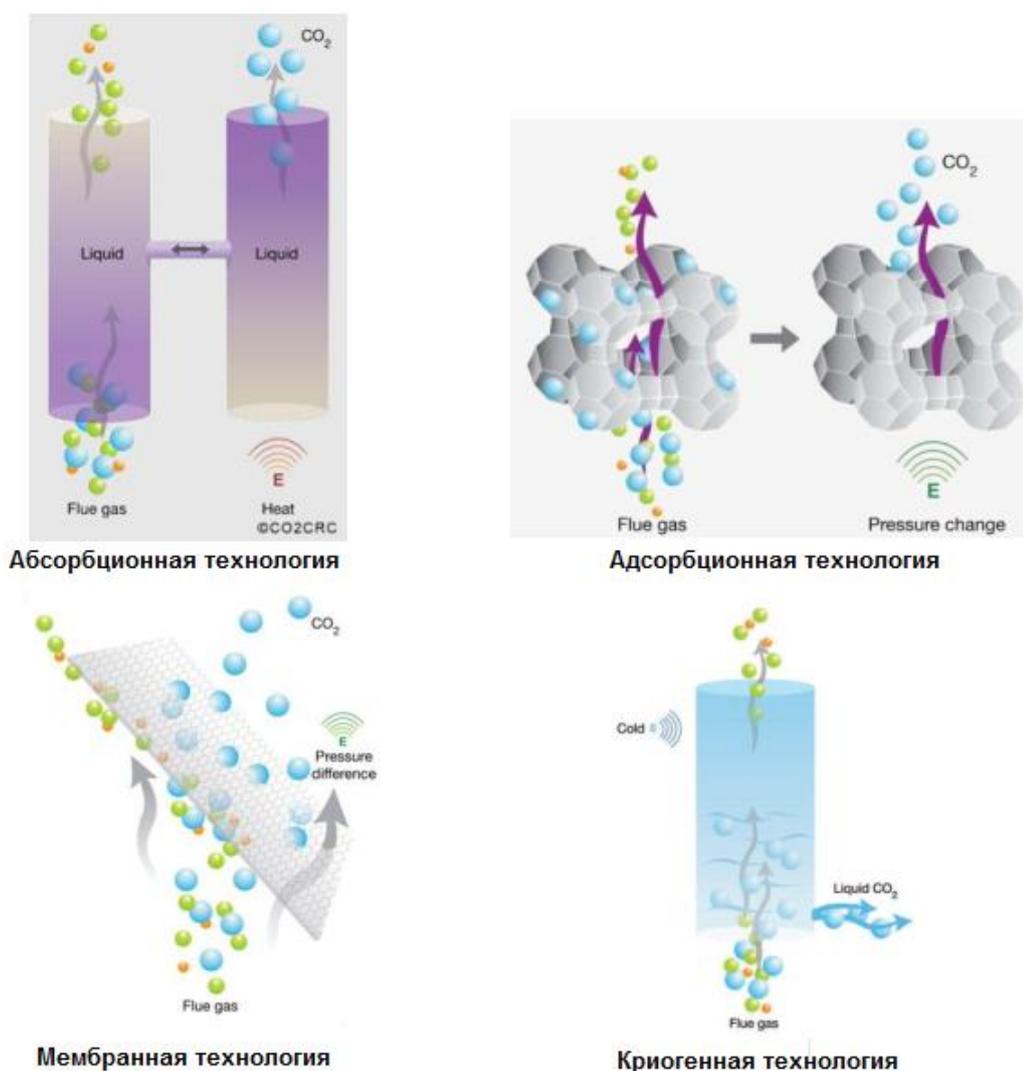


Рисунок 7 – Принципиальная разница в технологиях [22]

#### 1.4.2 Подготовка углекислого газа

Второй этап проектов УХУ предполагает подготовку углекислого газа перед транспортом (Рисунок 8). Процесс подготовки  $\text{CO}_2$  во многом похож на

подготовку природного газа. Перед транспортировкой диоксид углерода требуется осушить в целях предотвращения коррозии и гидратообразования, а также компримировать до давления, соответствующего предполагаемому способу дальнейшей утилизации  $\text{CO}_2$ .



Рисунок 8 – Этап 2 УХУ. Подготовка перед транспортом

### 1.4.3 Транспорт $\text{CO}_2$

Третий этап проектов УХУ заключается в транспорте  $\text{CO}_2$  до его мест использования или утилизации и предусматривает различные варианты, которые так же во многом похожи на транспорт природного газа: трубопроводный транспорт, морскими судами, ж/д и авто цистернами для перевозки СУГ.

Трубопроводный транспорт является основным способом транспортировки больших объемов углекислого газа с целью утилизации и захоронения.

Термобарические свойства диоксида углерода существенно более благоприятные для транспортировки, чем у природных газов и метанола. При температурах от  $-20$  до  $+30$   $^{\circ}\text{C}$  давление испарения  $\text{CO}_2$  составляет 20 - 70 атм, что позволяет перекачивать углекислый газ в жидком состоянии при невысоких давлениях. К примеру, метан при заданных параметрах в основном находится в газообразном состоянии. Ряд экспертов отмечает [21] технологическую простоту транспортировки диоксида углерода в сниженном

или сверхкритическом состоянии по сравнению с транспортом чистой газовой фазой.

## **2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ**

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

### **3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБУСТРОЙСТВУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА**

Под комплексным подходом к обустройству нефтяных и нефтегазовых месторождений в условиях декарбонизации производства понимается комплекс технологических решений и сооружений, необходимых для сокращения выбросов парниковых газов до целевых уровней, установленных организацией (в среднесрочной перспективе), или до минимальных значений и достижения «углеродной нейтральности» (в долгосрочной перспективе). Важно отметить, что комплексный подход к декарбонизации должен включать в себя решения по надземной и подземной частям, а также методическое регулирование и расчеты.

Первым этапом в проектах декарбонизации нефтегазовых месторождений необходимо определять границы, в рамках которых планируется дальнейшая подготовка отчетов о выбросах парниковых газов, подготовка и реализация проектных решений. Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 [26], данные границы определяются организациями самостоятельно, и могут быть проведены по границам лицензионного участка, месторождения или кластера в целом.

От определения границ зависит дальнейшая оценка необходимого объема снижения выбросов парниковых газов, поскольку целевые объемы выбросов устанавливаются в удельных единицах, приходящихся на б.н.э. добытых углеводородов. В случае, если в границах месторождения один лицензионный участок характеризуется большими объемами выбросов CO<sub>2</sub>, а другой – высоким уровнем добычи, предпочтительным является вариант с проведением границ отчетности по границам месторождения, поскольку удельный показатель выбросов парниковых газов будет ниже.

Следующим этапом необходимо провести количественную оценку выбросов парниковых газов в периметре рассматриваемых границ.

Результатом проведения данной оценки должна стать информация об общем объеме выбросов парниковых газов, необходимой доли снижения выбросов, а также перечень источников, выбросы которых возможно сократить. Данный этап является одним из ключевых в проектах декарбонизации, поскольку определяет не только возможность достижения целевых показателей выбросов парниковых газов, но и определяет профили нагрузок объектов капитального строительства, необходимые для подбора оборудования, а также объемы CO<sub>2</sub>, которые могут быть использованы с целью увеличения нефтеотдачи. Корректность определения объемов выбросов парниковых газов гарантирует корректность принятия последующих технических решений.

В случае, если при определении основных источников выбросов парниковых газов становится известно о возможности исключения данных выбросов, необходимо прорабатывать соответствующие решения (исключение рутинного сжигания ПНГ на факельных установках, замена схемы подготовки сбора и подготовки нефти для исключения фугитивных выбросов от резервуаров сырой нефти).

На этом же этапе рекомендуется производить сбор исходных данных для дальнейшего моделирования объектов и подбора оборудования.

Третий этап принятия проектных решений для проектов декарбонизации должен включать в себя сбор и подготовку выхлопных газов, из которых в дальнейшем будет отделяться CO<sub>2</sub>. Поскольку выхлопные газы представляют собой продукты горения и характеризуются высокой температурой и низким давлением, блок сбора и подготовки выхлопных газов должен включать в себя установку охлаждения, компрессоры или иное тягодутьевое оборудование, а так же трубопроводы для транспортировки выхлопных газов от источника выбросов до блока подготовки.

В связи с наличием в составе выхлопных газов большого количества водяных паров (до 10% об.) и углекислого газа, оборудование рекомендуется проектировать и подбирать в коррозионностойком исполнении. Осушка выхлопных газов не рекомендуется в связи с их большими объемами, и

значительным превышением стоимости данной установки над стоимостью коррозионностойких трубопроводов.

После подготовки проектных решений по сбору и подготовки выхлопных газов, необходимо начинать проработку решений по улавливанию и подготовке  $\text{CO}_2$ .

При выборе типоразмеров и характеристик установок улавливания  $\text{CO}_2$ , необходимо учитывать следующие данные:

1) Наличие резерва площади на месторождении. При наличии вблизи источника  $\text{CO}_2$  достаточного резерва площади, рекомендуется применение колонного оборудования больших диаметров (до 8 м) – по аналогии с оборудованием крупнотоннажного производства.

2) Коррозионная стойкость оборудования.

3) Тип поглотителя  $\text{CO}_2$ .

Блок осушки  $\text{CO}_2$  рекомендуется проектировать и располагать совместно с блоком улавливания, в виде единого производственного объекта.

Компрессорный блок углекислого газа должен включать в себя сепарацию газа с целью недопущения попадания воды в компрессорное оборудование. После осушки, поток  $\text{CO}_2$  может компримироваться без сепарации. При переходе углекислого газа из газообразной фазы в жидкую или сверхкритическую фазу, компрессорное оборудование требуется заменять на насосное.

Компримированный до требуемого давления и охлажденный до требуемой температуры  $\text{CO}_2$  рекомендуется транспортировать до места применения или геологического хранения трубопроводным транспортом.

Принятие решений о дальнейшем использовании или местах геологического хранения уловленного  $\text{CO}_2$  непосредственно влияют на режим работы объектов подготовки  $\text{CO}_2$ , поскольку определяют требуемые протяженности трубопроводов, давление компримирования и, в некоторых случаях, допустимое содержание в потоке углекислого газа примесей, в связи с чем проектирование объектов подготовки  $\text{CO}_2$  невозможно без принятия

решений о его использовании.

При этом, решения о режимах работы объектов подготовки  $\text{CO}_2$  напрямую влияют на принятие решений о возможности или невозможности различных вариантов использования  $\text{CO}_2$ , поскольку не всегда возможно обеспечение требуемых условий подготовки и перекачки углекислого газа.

В связи с этим, поиск путей применения  $\text{CO}_2$  необходимо вести одновременно с проработкой технических решений по его улавливанию и подготовке.

Наиболее предпочтительными вариантами использования  $\text{CO}_2$  являются варианты, предполагающие его монетизацию: поставка  $\text{CO}_2$  потребителям и применение его в целях повышения нефтеотдачи пластов. Данные варианты позволяют покрыть затраты на организацию системы улавливания  $\text{CO}_2$  и снизить финансовую нагрузку на Недропользователей. При этом, необходимо проведение технико-экономической оценки с целью установить, превышает ли потенциальная прибыль от полезного использования углекислого газа затраты на реализацию полезного использования и монетизацию.

В случае, если полезное использование  $\text{CO}_2$  невозможно, экономически неэффективно или предполагает не используемые избытки углекислого газа, необходим поиск подходящих ловушек для геологического хранения  $\text{CO}_2$  и оборудование куста газоутилизирующих скважин. Данный вариант подразумевает отсутствие какой-либо доходной части в проектах декарбонизации, и может быть рекомендован как единственный метод утилизации  $\text{CO}_2$  лишь для отдаленных месторождений с плохо развитой инфраструктурой и низковязкой нефтью, применение  $\text{CO}_2$ -МУН на которых не даст видимого эффекта.

Заключительным этапом в проектах декарбонизации является оценка энергопотребления объектов УХУ и принятие решений по энергоснабжению данных объектов. Энергоснабжение объектов УХУ рекомендуется осуществлять за счет расширения объектов собственно генерации энергии на месторождении с последующей оценкой прироста выбросов парниковых газов

от дополнительных энергогенерирующих агрегатов и включения их в систему улавливания при необходимости. В случае невозможности расширения собственной электростанции на месторождении, возможен поиск сторонних поставщиков электроэнергии или альтернативных вариантов генерации электроэнергии.

Общий перечень объектов поверхностного обустройства, необходимых для эффективного функционирования системы УХУ, включает в себя: трубопроводы выхлопных газов, тягодутьевое оборудование выхлопных газов, установки охлаждения выхлопных газов, установку улавливания углекислого газа, представленную колонным оборудованием, насосно-компрессорную станцию  $\text{CO}_2$ , оборудованную сепарационными агрегатами, блок осушки  $\text{CO}_2$  и трубопровод  $\text{CO}_2$ . В случае, если уловленный углекислый газ планируется закачивать в пласт с целью геологического хранения, также необходимо проводить работы по отсыпке кустовой площадке, бурению скважин и обвязке. При условии использования  $\text{CO}_2$  в процессах повышения нефтеотдачи, решение о бурении дополнительных скважин принимается исходя из выбранного способа закачки углекислого газа.

Полная схема последовательности принятия технико-технологических решений в проектах декарбонизации отражена на рисунке 19.

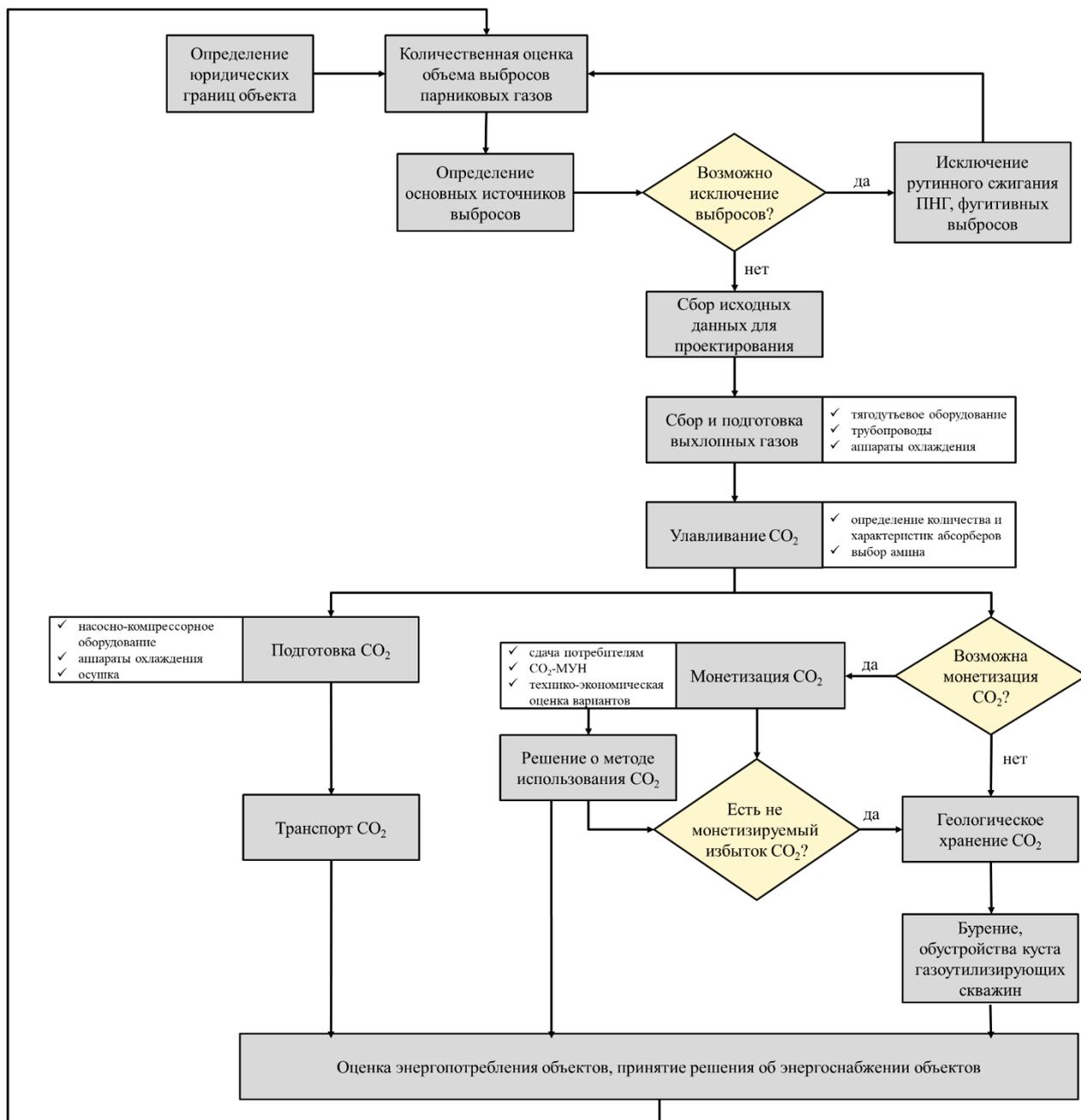


Рисунок 19 – Блок-схема принятия решений при декарбонизации производства

Таким образом, комплексная оценка проектов декарбонизации, внедрение объектов капитального строительства, мер и технологий для улавливания и использования углекислого газа позволяют добиться снижения уровня выбросов парниковых газов на нефтегазовых месторождениях до требуемых Федеральным законом и Приказом Президента РФ значений.

При условии полезного использования уловленного CO<sub>2</sub> возможно получение дополнительной прибыли от проектов декарбонизации,

покрывающей частично или в полной мере затраты на реализацию снижения выбросов парниковых газов.

В отсутствие мер государственного стимулирования к реализации климатических проектов, компенсация затрат на снижение углеродного следа продукции может быть заложена в стоимость добываемых углеводородов.

Полная оценка экономической эффективности проектов декарбонизации приведена в главе 4 данной работы.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Капитальные и операционные затраты на улавливание, подготовку, транспорт и закачку CO <sub>2</sub>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. От 26.03.2022

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Анализ экономической эффективности предложенного варианта утилизации CO <sub>2</sub>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии

**Перечень графического материала:**

<b>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</b>	14.03.2023
--	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		14.03.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна		14.03.2023

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основной темой выпускной квалификационной работы является технология декарбонизации производства и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов с применением CO<sub>2</sub>, уловленного в целях декарбонизации производства, в качестве нагнетаемого агента.

В данном разделе приведено экономическое обоснование эффективности применения закачки CO<sub>2</sub> как метода увеличения нефтеотдачи. Целью данного обоснования является установление экономической целесообразности применения технологии УХУ и CO<sub>2</sub>-МУН при разработке нефтяных месторождений.

В связи со специфичностью проектов декарбонизации и их низкой степени проработанности на территории России, стоимость капитального строительства объектов УХУ принята единым усредненным значением и включает в себя стоимость тягодутьевого оборудования дымовых газов, установку улавливания и осушки CO<sub>2</sub>, компрессорный блок CO<sub>2</sub>, трубопроводы дымовых газов и CO<sub>2</sub>, аппараты охлаждения и строительство трубопроводных эстакад.

CO<sub>2</sub>-МУН предлагается применить на 10 скважинах нагнетательного фонда месторождения М. Продолжительность технологического эффекта от проведения мероприятия составляет 60 лет (раздел 2.4 настоящей работы).

Суммарный среднесуточный прирост дебита по всем скважинам в начале эксплуатации после применения технологии CO<sub>2</sub>-МУН составит 9,8 т/сут. на каждую скважину.

Дополнительная добыча нефти за год после проведения мероприятия по закачке CO<sub>2</sub> определяется по формуле 3:

$$\Delta Q = \Delta q \cdot T \cdot Kэ \cdot N, \quad (3)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$T$  – время работы скважины в течение года, сут.;

$N$  – количество скважин на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

$K_3$  – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.

Дополнительная добыча за 1-й год составит:

$$\Delta Q_{(1)} = 9,8 \cdot 365 \cdot 10 \cdot 0,94 = 33623,8 \text{ тонн.}$$

В среднем продолжительность технологического эффекта по уже реализованным проектам составляет приблизительно 60 лет. С последующим течением времени темп снижения эффективности от дострела скважины составляет около 5% в год. Таким образом, расчетное значение дебита в год  $n$  после проведения мероприятия можно найти по следующей формуле 4:

$$\Delta q_n = \Delta q_{(n-1)} - (\Delta q_{(n-1)} \cdot K_{\text{п}}), \quad (4)$$

где  $\Delta q_n$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$\Delta q_{(n-1)}$  – прирост среднесуточного дебита за предыдущий год, т/сут.;

$K_{\text{п}}$  – среднегодовой коэффициент падения добычи, д.ед.

В связи с продолжительностью эффекта, последующие расчеты будут приведены на первые 4 года эксплуатации.

Нефть месторождения  $M$  доводится до товарного состояния, в последующем формируя нефть марки Urals.

Для дальнейшего расчета следует посчитать цену добытой нефти (таблица 7) [27]. Также указали количество добытой нефти.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета выручки при реализации проектов

Параметр	2029	2030	2031	2032	2033
Цена нефти марки Urals, \$/барр.	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
Обменный курс, руб./\$	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2
Цена нефти марки Urals, руб./барр.	4 693	4 693	4 693	4 693	4 693
Перевод из баррелей в тонны	7,28				
Цена нефти марки Urals, руб./т.	34 165,0	34 165,0	34 165,0	34 165,0	34 165,0
Дополнительная добыча нефти, т/год	0	33623,8	31 942,6	30 345,5	28 828,2

Поскольку применение  $\text{CO}_2$ -МУН планируется как продолжение замена системы ППД методом заводнения, бурение и обустройство дополнительных

нагнетательных скважин не требуется. При этом, с целью геологического хранения избытков уловленного CO<sub>2</sub>, который не применяется при повышении нефтеотдачи, а также CO<sub>2</sub>, отделенного от нефти, требуется бурение и обустройство куста газопроизводящих скважин.

Таким образом, к капитальным вложениям относится строительство объектов УХУ, бурение газопроизводящих скважин, их обустройство, стоимость газопроводов CO<sub>2</sub> до нагнетательных и газопроизводящих скважин, строительство автодороги до куста газопроизводящих скважин, линии электропередач. Также к капитальным вложениям относят прочие капитальные, которые рассчитываются как 10% от стоимости обустройства промысла, а также природоохранные мероприятия в объеме 5% от капитальных вложений с учетом буровых работ, но без учета прочих капитальных вложений (таблица 8).

Таблица 8 – Капитальные вложения

Параметр	Единица измерения	Цена за единицу, руб.	Количество	Значение, млн руб.
Бурение горизонтальных первых скважин в кусте	руб./м проходки	37 432,37	3500	131,01
Бурение горизонтальных скважин	руб./м проходки	34 029,43	2x3500	238,21
Обустройство скважин	руб./скв.	57 560 233,99	3	172,68
Обустройство кустов скважин	руб./куст	142 905 924,59	1	142,91
Объекты УХУ	руб./шт	1000 000 000,0	1	1 000,00
Монтаж ВРП	руб./операцию	600 000,00	1	0,60
Выкидные линии D=89x6	руб./км	3 234 000,00	1	3,23
Газовод-коллектор	руб./км	2 931 723,74	5	14,66
Газовод-МУН	руб./км	2 931 723,74	7	20,52
Подъездная автодорога к кусту	руб./км	39 176,00	5	0,20
Линии электропередач (ВЛ-6 кВ)	руб./км	1 750 439,01	5	8,75
Прочие капитальные вложения	млн. руб.	-	-	136,35

Параметр	Единица измерения	Цена за единицу, руб.	Количество	Значение, млн руб.
Природоохранные мероприятия	млн. руб.	-	-	86,64
ИТОГО				1955,76

В приложении А представлена таблица 9, в которой отражены эксплуатационные затраты при использовании уловленного CO<sub>2</sub> при повышении нефтеотдачи и геологическом хранении избытка CO<sub>2</sub>. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты и налоги, которые включают в себестоимость. Расчет НДС осуществляется на основании Налогового кодекса РФ [28] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [29]. В таблице 10 представлены данные для расчета эксплуатационных затрат.

Таблица 10 – Данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Единица измерения	Значение, руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	612,0
Расходы на ремонт оборудования	% отчислений от балансовой стоимости оборудования	0,50
Общехозяйственные и общепроизводственные расходы	руб./т	107,9
Расход на оплату труда (10 человек)	руб./мес	49 396,67*10
Страховые взносы [32]	%	30,40

Сумма исчисленной амортизации для объектов капитального строительства приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Сумма исчисленной амортизации, млн руб.

Год	Обустройство скважин	Обустройство кустов скважин	Объекты УХУ	Монтаж ВРП	Выкидные линии	Газовод-коллектор	Газовод-МУН	Автодорога	Линии электропередач	Итого
2029	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	8,63	14,29	50,00	0,04	0,06	0,73	1,03	0,01	0,44	75,24
2031	8,63	14,29	50,00	0,04	0,06	0,73	1,03	0,01	0,44	75,24
2032	8,63	14,29	50,00	0,04	0,06	0,73	1,03	0,01	0,44	75,24
2033	8,63	14,29	50,00	0,04	0,06	0,73	1,03	0,01	0,44	75,24

Страховые взносы составляют 30,4% от уплаченной заработной платы работников. Налог на имущество рассчитывается как 2,2% от среднегодовой стоимости основных производственных фондов. Прочие налоги (земельный и водный), а также транспортный налог рассчитываются как 1,5% от годовой стоимости товарной продукции. Сумма исчисленных налогов приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Сумма налогов к уплате при реализации проекта, млн руб.

Год	Прочие налоги	Налог на имущество	Страховые взносы
2029	16,37	0,00	1,80
2030	17,23	28,34	1,80
2031	16,37	26,69	1,80
2032	15,55	25,03	1,80
2033	14,77	23,38	1,80

В таблице 13 представлена сводная таблица с указанием финансовых показателей первого варианта расчета (с исследованием методом КВД).

Таблица 13 – Финансовые показатели проекта проведения гидродинамического исследования скважин методом КВД

Параметр	Единица измерения	2029	2030	2031	2032	2033	Итого
Среднегодовая добыча нефти	тыс. т	0,0	33,62	31,94	30,35	28,83	-
Накопленная добыча нефти	тыс. т	0,0	33,62	65,57	95,91	124,74	-
Цена реализации нефти без НДС	тыс. руб. / т	34,17	34,17	34,17	34,17	34,17	-
Капитальные вложения	млн руб.	1955,76	0,00	0,00	0,00	0,00	189,37
Выручка	млн руб.	0,0	1148,76	1091,32	1036,75	984,92	4261,75
Эксплуатационные затраты (без НДС)	млн руб.	48,29	168,95	169,50	165,10	157,61	709,44
НДС	млн руб.	0,00	690,92	656,22	623,41	592,24	2562,78
Валовая прибыль	млн руб.	288,89	265,61	248,24	235,07	288,89	1037,82
Налог на имущество	млн руб.	28,34	26,69	25,03	23,38	28,34	103,44
Налог на прибыль	млн руб.	57,78	53,12	49,65	47,01	57,78	207,56
Чистая прибыль	млн руб.	0,00	202,77	185,80	173,56	164,68	726,81
Денежный поток	млн руб.	-1955,8	278,0	261,03	248,8	239,9	-
Накопленный денежный поток	млн руб.	-1955,8	-1677,8	-1416,7	-1167,9	-928,0	-
Чистый дисконтированный доход (i = 20%)	млн руб.	-1955,8	-1724,1	-1542,8	-1398,8	-1283,1	-
Внутренняя норма доходности	%	-21,97					

Исходя из полученных данных можно сделать вывод о том, что даже с учетом полезного использования уловленного CO<sub>2</sub> в процессах повышения нефтеотдачи, декарбонизация производства не окупается в связи с дополнительными затратами, связанными с необходимостью ввода объектов капитального строительства для геологического хранения избытка CO<sub>2</sub>.

Рентабельность проектов декарбонизации возможна лишь при условии финансовой поддержки со стороны Государства (налоговые льготы, субсидии на реализацию климатических проектов и пр.), или при условии ввода системы налогообложения и штрафов за выбросы парниковых газов в атмосферу.

Дополнительным стимулом к внедрению проектов декарбонизации может служить развитие международного рынка углеродных единиц между дружественными странами РФ.

### **Вывод по разделу**

В результате реализации технологии УХУ и применения CO<sub>2</sub>-МУН за 4 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 124,7 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит –1694,4 млн. руб.

Рассчитанные показатели экономической эффективности позволяют сделать вывод об убыточности проектов декарбонизации. При этом, полезное использование CO<sub>2</sub> в процессе повышения нефтеотдачи пластов позволяет покрыть часть затрат на строительство объектов улавливания и хранения углерода. Это позволяет рекомендовать применение уловленного CO<sub>2</sub> в целях увеличения нефтеотдачи на нефтяных и нефтегазовых месторождениях.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ14		<b>ФИО</b> Сметаниной Любви Алексеевне	
<b>Школа</b>	<b>ИПШР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело», Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Выбор и обоснование объектов обустройства при разработке нефтегазовых месторождений Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> <u>газовые методы увеличения нефтеотдачи</u></p> <p><i>Область применения:</i> <u>нагнетательные скважины</u></p> <p><i>Рабочая зона:</i> <u>полевые условия</u></p> <p><i>Климатическая зона:</i> <u>умеренная</u></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> <u>насосное оборудование, компрессорные станции, трубопроводы высокого давления</u></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> <u>контроль параметров нагнетательных скважин, обход оборудования, проверка герметичности оборудования</u></p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина».</p> <p>Отсчетные устройства индикаторов визуальных.</p> <p>Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Вредные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>- превышение уровня шума;</li> <li>- превышение уровня вибрации;</li> <li>- недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>- загазованность воздуха рабочей зоны.</li> </ul> </li> <li>– <b>Опасные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- давление (разрушение аппарата, работающего под давлением);</li> <li>- движущиеся машины и механизмы;</li> <li>- электрический ток.</li> </ul> </li> </ul>

	<p>– <b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> наличие защитных ограждений и предупредительных знаков, использование специальных костюмов, касок, виброизолирующих перчаток, обуви.</p> <p>– <b>Расчет уровня вредного фактора:</b> <u>расчет воздухообмена в пункте контроля</u></p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>загазованность территории при разгерметизации трубопровода</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>загрязнение почвы химическими агентами и нефтью</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>загрязнение подземных вод, растворение углекислого газа в воде</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>производственные выбросы углекислого газа, легких углеводородов</u></p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<p>Возможные ЧС: <u>разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину, разрушение элементов, находящихся под высоким давлением, нарушение электроснабжения, взрыв и пожар.</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</u></p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
04.03.2023	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		04.03.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна		04.03.2023

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Нефтяные промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов, к которым относятся технологии CO<sub>2</sub>-МУН, сопровождается различными осложнениями и рисками, требующими особенного контроля безопасности работ.

Как и любые другие мероприятия, проводимые на скважинах, закачка CO<sub>2</sub> является сложной технологической операцией с различными вредными и опасными факторами, и источником повышенного уровня опасности при малейших отклонениях от технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия.

В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих, а также предотвращения возможного возникновения чрезвычайных ситуаций. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В России разработка большинства месторождений нефти и газа относится к работам по извлечению труднодобываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Именно из-за этого данный вид деятельности имеет ряд своих особенностей.

Правовое регулирование труда рабочих, в данной отрасли, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации [30], глава 47 «Особенности регулирования труда лиц,

работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравниваемых к ним местностям», статьи с 313 по 327.

В Нефтегазовой отрасли существует целый ряд характерных особенностей, относящихся к регулированию труда в этой отрасли. Среди них можно выделить: величина рабочего времени, величина времени отдыха, заработная плата и охрана труда.

Согласно статье 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительном случае на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов.

Время отдыха и рабочее время устанавливается графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, который установлен статьей 372 ТК РФ. График предусматривает время, которое необходимо для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включается.

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре.

Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора предусмотрены компенсационные выплаты призванными компенсировать работникам их психофизиологические затраты (затраты здоровья), которые они несут на работе с вредными и (или) опасными условиями труда.

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать

антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

## 5.2 Производственная безопасность.

Процессы, связанные с подготовкой, транспортировкой и закачиванием диоксида углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи включают в себя определенные опасные и вредные факторы, которые классифицируются согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.» (Таблица 14).

Таблица 14 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка CO <sub>2</sub>	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата рабочей зоны;	+	+	+	1. СанПиН 2.2.4-548-96 О Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.[31]; 2. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны(с Изменением N1). [32];
2. Повышенный уровень шума и вибрации	-	+	+	3. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка СО <sub>2</sub>	Эксплуатация	
				[33]; 4. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования [34];
3.Повышенная запыленность и загазованность рабочей среды;	+	+	+	5. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [35]; 6. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны[36];
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	+	7. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [37]
4. Аппараты под давлением;	-	+	+	7. Ростехнадзора П. 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 на 12 декабря 2017 года) [38]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка СО <sub>2</sub>	Эксплуатация	
5. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	+	+	+	8. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. [39]

### **5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

#### **5.3.1 Отклонение показателей климата рабочей зоны**

На здоровье человека существенное влияние оказывает микроклимат окружающей его производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне требуется поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии с категорией работ [31].

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. Чтобы избежать переохлаждения работникам рекомендуется находиться на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -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, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних.

### 5.3.2 Превышение уровня шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) 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 СНиП 23-03-2003 могут быть: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски. Так же 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.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

### 5.3.3 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 [36]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);
- Углеводороды C<sub>1</sub> - C<sub>10</sub> – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м<sup>3</sup> (4-ой 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.

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. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

#### 5.3.4 Аппараты под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью (участки трубопровод, замерные установки, агрегаты для нагнетания). К взрыву могут привести нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением.

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

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- 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°C 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.

При применении МУН с помощью CO<sub>2</sub> может применяться оборудование под давлением с целью транспортировки, промежуточного хранения и нагнетания как самого рабочего агента, так и дополнительных химических реагентов. Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта.

### 5.3.5 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. Концентрация нефтяного газа или паров нефти в воздухе, ниже которой не происходит взрыв, называется нижним пределом взрываемости. Концентрация, выше которой смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше промежуток между нижним и верхним пределами взрываемости, тем опаснее данное вещество в отношении взрыва и пожара [39].

Таблица 15 – Пределы взрываемости определенных веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15,0
Бензины (различной марки)	От 0,76 до 1,48	От 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46,0
Водород	4,0	75,0
Окись Углерода	12,5	74,0

В обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной

промышленности и в первую очередь обслуживающего персонала значительное место занимает автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите.

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке 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.

### 5.3.6 Расчет воздухообмена в общественных помещениях

В общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO<sub>2</sub>). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его.

Количество углекислого газа в зависимости от возраста человека и выполняемой работы приведены в таблице 16. В исследуемом помещении находится 15 взрослых людей, выполняющих легкую в физическом плане работу. Таблица 16 – Количество углекислоты, выделяемой человеком при разной работе

Возраст человека и характер работы	Количество CO <sub>2</sub>	
	л/ч	г/ч
Взрослые: при физической работе	45	68
при легкой работе (в учреждениях)	23	35
в состоянии покоя	23	35

Возраст человека и характер работы	Количество CO <sub>2</sub>	
	л/ч	г/ч
Дети до 12 лет	12	18

Количество CO<sub>2</sub>, выделяемое всеми работниками:

$$G = N_{\text{людей}} g_{\text{CO}_2} \quad (5)$$

где  $G$ , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;

$N_{\text{людей}}$  – количество одновременно находящихся в помещении людей;  
 $g_{\text{CO}_2}$ , г/ч – количество CO<sub>2</sub>, выделяемое одним человеком.

$$G = 15 \cdot 35 = 525 \frac{\text{г}}{\text{ч}}$$

Потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{x_{\text{в}} - x_{\text{н}}} \quad (6)$$

где  $L$ , м<sup>3</sup>/ч – потребный воздухообмен;

$x_{\text{в}}$ , мг/м<sup>3</sup> – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;

$x_{\text{н}}$ , мг/м<sup>3</sup> – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

$$L = \frac{1000 \cdot 525}{9000 - 1000} = 65,625 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Кратность воздухообмена:

$$n = \frac{L}{V} \quad (7)$$

где  $V$  – внутренний объем помещения, м<sup>3</sup>.

$$n = \frac{65.625}{8 \cdot 25 \cdot 2.5} = 0.13125 \text{ ч}^{-1}$$

Данное значение кратности воздухообмена является допустимым согласно СП 2.2.3670-20 [40].

#### 5.4 Экологическая безопасность

Разработка месторождения, вызывает активное влияние человека на

окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли. Человеку стоит задуматься, осознать серьезность встающих перед ним экологических проблем.

#### 5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы

При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ: вышкомонтажные работы, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважин, освоение скважин.

При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле, углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы), продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт), производственных выбросов парниковых газов.

Согласно «Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий» (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) размер санитарно-защитной зоны для проектируемых объектов предприятия составляет 1000 м.

#### 5.4.2 Мероприятия по охране гидросферы

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г.

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок).

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при

разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия: изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов; обваловка кустовых и нефтесборных площадок; организация зон санитарной охраны артезианских скважин; повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин; сбор и обезвреживание жидких отходов бурения; обеспечение мероприятий, контролирующих герметичность оборудования.

#### 5.4.3 Мероприятия по охране литосферы

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия: использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов, 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 принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

### **5.5 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. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования позволяет избежать данной ЧС.

- Взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ вследствие высокого уровня износа, человеческого или природного фактора. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта, а также постоянный контроль за состоянием производственного фонда позволит не допустить столь серьезной чрезвычайной ситуации способной повлечь человеческие жертвы.

В связи с высокой коррозионной активностью углекислого газа существует большая вероятность разрушения трубопроводов и нагнетательных линий. Это требует применения коррозионностойких материалов и строго контроля как при строительстве трубопроводов и нагнетательных линий, так и в период их эксплуатации.

Проектирование, строительство и эксплуатация промышленных трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору приказом от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», руководству по безопасности «рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», о недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 8 декабря 2020 года).

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.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены современные подходы к обустройству нефтегазовых месторождений в условиях декарбонизации производственных процессов. Несмотря на обширное государственное регулирование вопросов подсчета и сокращения выбросов парниковых газов, а также большого количества требований к обустройству нефтегазовых месторождений, в настоящее время не введены нормативные акты и правила, регулирующие обустройство объектов декарбонизации производства на месторождениях.

Достижение требований ФЗ-296 «Об ограничении выбросов парниковых газов» невозможно без введения дополнительных технологических процессов на месторождениях с целью улавливания выбросов парниковых газов, их подготовки и дальнейшего использования.

Установлено, что в условиях достижения нулевого рутинного сжигания попутного нефтяного газа, основным источником выбросов парниковых газов на месторождении являются объекты стационарного сжигания топлива – объекты собственной генерации энергии.

Проведено моделирование основных технологических процессов проектов декарбонизации, составлен перечень необходимого оборудования для достижения снижения выбросов парниковых газов. Разработана блок-схема принятия решений и выбора оборудования для проектов снижения выбросов углекислого газа, позволяющая добиться 95 % снижения выбросов CO<sub>2</sub> от объектов собственной генерации энергии.

В качестве варианта полезного использования уловленного углекислого газа рассмотрен вариант газового воздействия на нефтяной пласт с целью повышения нефтеотдачи. Получен положительный эффект, выраженный в росте накопленной добычи нефти по сравнению с «Базовым» вариантом, снижении обводненности продукции скважин, повышении пластового давления. Накопленная добыча нефти в варианте разработки с применением CO<sub>2</sub>-МУН на 50 % выше «Базового» варианта.

Установлено, что получение дополнительной добычи нефти способно покрыть часть издержек на капитальное строительство новых объектов обустройства, но не окупает реализацию климатического проекта в полной мере.

Рассмотрены меры производственной безопасности при реализации проекта УХУ на месторождении, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

Рекомендуется внесение изменений в нормативно-правовую базу, регулирующую поверхностное обустройство нефтегазовых месторождений, а так же внедрение мер государственного стимулирования климатических проектов.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ОБУЧАЮЩЕГОСЯ

1. Сметанина Л. А. Комплексный подход к определению расположения интервала перфорации скважины / Л. А. Сметанина; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 32-33].

2. Сметанина, Л. А. Оптимизация процессов добычи нефти в условиях конусообразования в пласте / Л. А. Сметанина; науч. рук. Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н. М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л. Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2022. — Т. 2. — [С. 66-68].;

3. Сметанина Л.А., Булатов А.А., Колмогорова В.А., Соболев В.И. Разработка систематизированного подхода к выбору вариантов утилизации углекислого газа на объектах Компании // Сборник тезисов XIV, XV конференций молодых специалистов АО «ТомскНИПИнефть»

4. Колмогорова В.А., Сметанина Л.А., Булатов А.А., Яковлев А.В. Применение комплексного подхода к выбору наиболее эффективного варианта снижения интенсивности выбросов углекислого газа для нефтедобывающих компаний // Нефтяное хозяйство. – 2022. –№9.

5. Сметанина Л.А. Анализ применимости существующих технологий улавливания CO<sub>2</sub> для решения задач декарбонизации нефтегазовых проектов // Материалы XXIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке», Том 2. – 2023., стр. 248.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Медведев К.Ю. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти // *Recent Studies of Applied Sciences*. – Kiev, 2015. - № 8. – С. 10-17;
2. Парижское соглашение Организации Объединённых Наций // *UNFCCC*. – 2015;
3. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2021. – 40 С;
4. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»;
5. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29.06.2017 N 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»;
6. Decarbonation in the oil and gas industry: international experience and Russian priorities. – Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO.- March 2021.- 158 с.
7. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 (ред. от 13.12.2019) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»;
8. Геологическое хранение CO<sub>2</sub> в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики // *United Nations Economic Commission For Europe*. - 2021. – 45 С.
9. Патент РФ № 2548629С1, 20.04.2015. Способ определения параметров разуплотненной зоны продуктивного пласта // Патент России 2548629С1;
10. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М., Недра, 1985г. - 308 с;

11. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебное пособие для вузов. М., 1999. с. 75;
12. Meyer J. P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub> EOR) injection well technology // American Petroleum Institute, Washington, DC. – 2007.
13. Волков В. А. и др. 7. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи нефти // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – 2017;
14. Гумеров Ф. М., Яруллин Р. С. Сверхкритические флюиды и СКФ-технологии // The chemical journal. – 2008. – №. 10. – С. 26-30;
15. Патент РФ № 2017117208, 17.05.2017. Способ газоциклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину // Патент России 2652049 Бюл. № 12;
16. Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов»;
17. Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ "Об ограничении выбросов парниковых газов";
18. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование;
19. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья»;
20. Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания;
21. Отчет компании Vygon Consulting. CCUS: Монетизация выбросов CO<sub>2</sub>, 2021.- 48с. [Электронный ресурс] URL: <https://vygon.consulting/upload/>;
22. Carbon Capture Utilization and Storage // Report of Energy Transition Institute. 2021.- 166 p;
23. Захаревич Ю.С., Эрикссен К.И. Оценка возможностей повышения

эффективности технологии секвестрации углекислого газа // Нефтяное хозяйство. - 2022. – № 9;

24. Сметанина Л.А. Анализ применимости существующих технологий улавливания CO<sub>2</sub> для решения задач декарбонизации нефтегазовых проектов // Материалы XXIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке», Том 2. – 2023., стр. 248;

25. Колмогорова В.А., Сметанина Л.А., Булатов А.А., Яковлев А.В. Применение комплексного подхода к выбору наиболее эффективного варианта снижения интенсивности выбросов углекислого газа для нефтедобывающих компаний // Нефтяное хозяйство. – 2022. –№9;

26. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации.

27. Письмо Минэкономразвития России № 36804-ПК/Д03и от 28 сентября 2022 г. «О доведении показателей прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, используемых в целях ценообразования на продукцию, поставляемую по государственному оборонному заказу»;

28. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28165/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/);

29. Федеральная антимонопольная служба. Режим доступа - <https://fas.gov.ru/>;

30. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;

31. СанПиН 2.2.4-548-96 О Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

32. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

33. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

34. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;
35. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
36. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
37. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*;
38. Ростехнадзора П. 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 на 12 декабря 2017 года);
39. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
40. СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда;

## Приложение А

Таблица 8 – Эксплуатационные затраты (в млн руб.)

Год	Текущие затраты							Всего	Налоги, включаемые в себестоимость				Итого
	Всего	в т.ч.:							НДПИ	в т.ч.:			
		Заработная плата	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный и текущий ремонт скважины	Общепроизводственные расходы	Амортизация основных фондов	Прочие			Страховые взносы	Налог на имущество	Прочие	
2029	30,12	5,93	0,00	0,00	20,56	0,00	3,63	18,17	0,0	1,8	0,00	16,37	48,29
2030	144,33	5,93	19,54	0,00	3,63	75,24	16,21	737,80	690,9	1,8	27,84	17,23	882,12
2031	147,39	5,93	18,56	5,09	3,45	75,24	15,40	700,08	656,2	1,8	25,69	16,37	847,47
2032	145,47	5,93	17,63	5,09	3,27	75,24	14,63	664,29	623,4	1,8	23,53	15,55	809,76
2033	140,41	5,93	16,75	1,85	3,11	75,24	13,90	630,19	592,2	1,8	21,37	14,77	770,60
<b>ИТОГО</b>	<b>607,72</b>	<b>29,64</b>	<b>72,48</b>	<b>12,02</b>	<b>34,02</b>	<b>75,24</b>	<b>60,15</b>	<b>2732,35</b>	<b>2562,8</b>	<b>7,2</b>	<b>98,43</b>	<b>63,93</b>	<b>3358,24</b>

## Приложение Б

(справочное)

### Раздел 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОБУСТРОЙСТВУ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ НЕДР МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Сметанина Любовь Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

## **1 MODERN APPROACHES TO LICENSE BLOCKS OF FIELD CONSTRUCTION FACILITIES**

With the evolution of the oil industry, the progress of enhanced oil recovery (EOR) technologies has become increasingly important. Starting from the middle of the 20th century and up to the present, the development of oil fields is practically not complete without the use of additional methods for oil recovery at the late stages of development - tertiary EOR.

One of the most frequently discussed and used type of EOR is gas EOR, the injection of carbon dioxide into the reservoir as example.

CO<sub>2</sub>-EOR methods began their development in the USA in the early 70s of the 20th century, and during the 1970-1980s have been widely used.

The key limiting factor in the application of CO<sub>2</sub>-EOR was the sources of CO<sub>2</sub> searching, since in the 20th century it was only possible to use natural sources of CO<sub>2</sub>. However, the use of carbon dioxide to enhance oil recovery has continued to evolve and over time has become one of the most common ways to obtain additional oil production.

A new motivation for the CO<sub>2</sub>-EOR development was the introduction of the climate agenda in the oil and gas industry.

Since the beginning of the 21st century, world scientists have become aware of the threat of global climate change caused by the greenhouse gas emissions from industrial enterprises growth around the world. In 2015, the Paris Agreement was adopted, which overarching goal is «to hold the increase in the global average temperature» by reducing anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions. The Paris Agreement was joined by 189 countries, including the Russian Federation, which gave a new impetus for searching ways of CO<sub>2</sub> use [1].

CCS/CCUS (Carbon capture (utilization) and storage) — decarbonization projects, which purpose is CO<sub>2</sub> capture from industrial emissions sources, its preparation and use for oil recovery increase and/or underground gas storage.

Because the development of decarbonization cases gave impetus to the evolution of industrial CO<sub>2</sub> withdrawal, the problem of searching CO<sub>2</sub> for CO<sub>2</sub>-EOR

receded into the back burner, and the impact on the reservoir with carbon dioxide became even more widespread.

Thus, inoculation since the 2010s, CO<sub>2</sub>-EOR has become a more indicative method of enhanced oil recovery than the thermal methods, that was the most popular in the 20th century, and began to be applied in some cases by 2017 (Figure 1).

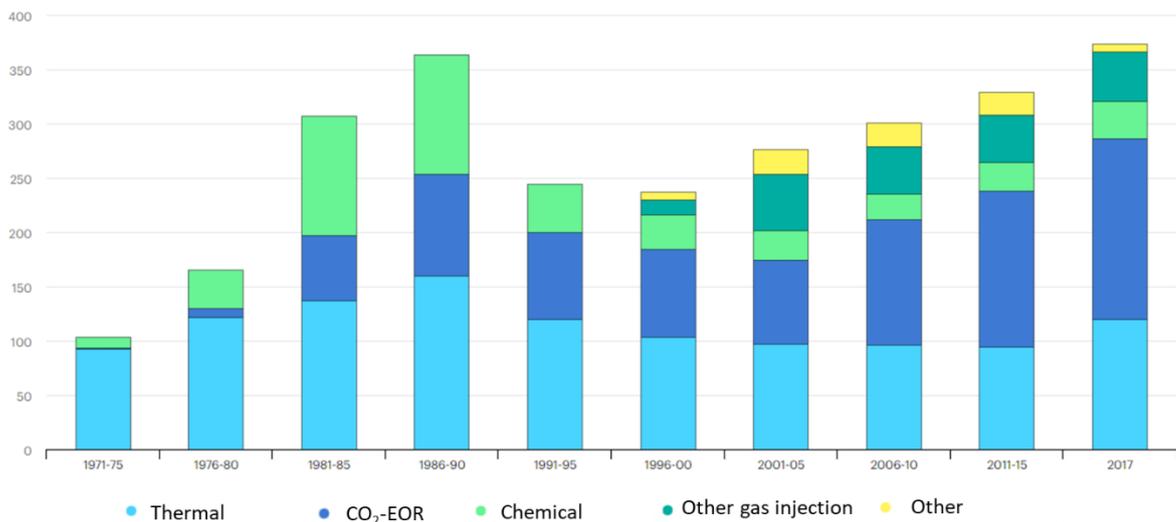


Figure 1 - The dynamics of tertiary EOR methods development in the world

### 1.1 CO<sub>2</sub> sources in the field

Sources of CO<sub>2</sub> emissions are regulated by Orders of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 371 and No.330.

According to Order No. 371, 12 categories of greenhouse gas emissions are subject to mandatory accounting. However, for oil and gas fields, emission sources include: emissions from stationary fuel combustion, APG flaring, emissions arising from technological operations carried out during exploration, extraction, processing, treatment and transportation of oil and gas (fugitive emissions), emissions from fuel combustion in transport (including cars), indirect emissions (emissions arising from the production of energy purchased from another organization).

Fugitive emissions typically occur in two ways:

- leakage of operated equipment, occurrence of leaks and spills;
- the presence of crude oil reservoirs at the field that are not equipped with pontoon covers.

The first case refers to emergency and does not apply to permanent sources of emissions. The second is rare, since most fields are currently being equipped in such a way that well products are not fed into reservoirs without prior treatment. Also, fugitive emissions mainly consist of methane, which is also a greenhouse gas, and therefore cannot be considered as a source of CO<sub>2</sub>.

CO<sub>2</sub> capture from transport, including cars, for the purpose of its further use, is practically impossible.

Indirect emissions, although taken into account by the adventure that buys energy, are actually produced on the territory of adventure that sell energy, and cannot be used either.

Thus, the main CO<sub>2</sub> sources in oil and gas fields are flares and self-generating facilities, the most common type of which are gas turbine power plants (GTPPs).

In the early years of the field development, when power generation facilities do not operate at full capacity, and most of the produced APG is flaring, the main contribution to greenhouse gas emissions is made by flaring emissions (Figure 2).

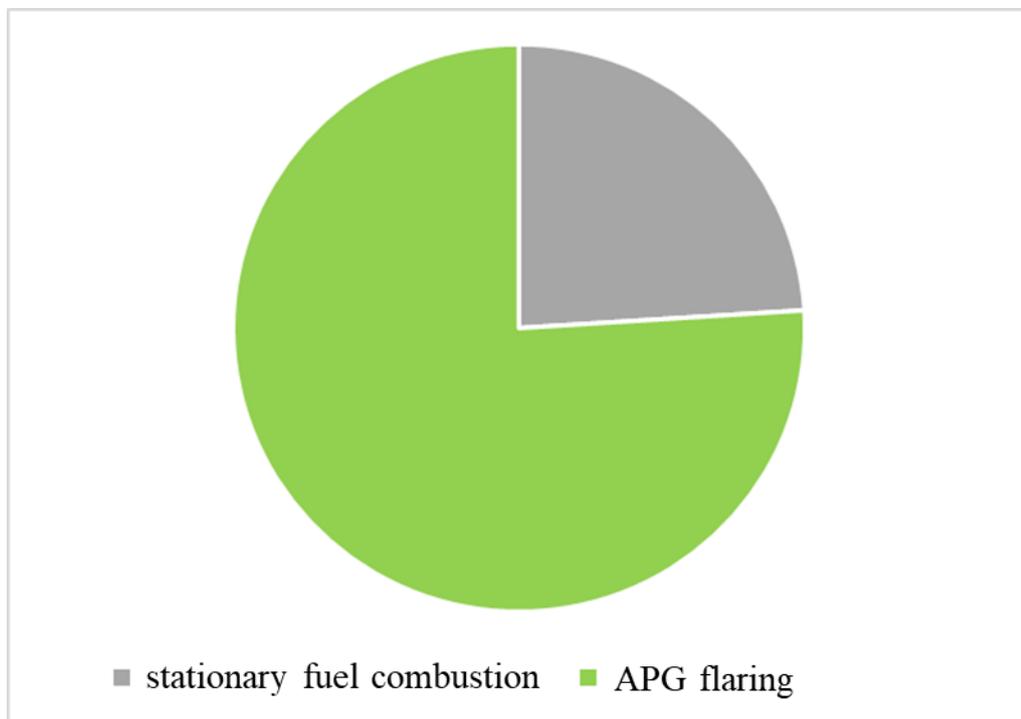


Figure 2 – CO<sub>2</sub> sources contribution under the condition of 20% of the APG utilization

Under the condition of requirements of Decree of the Government of the

Russian Federation No. 1148 dated 2012.11.08 on 95% of the APG utilization are met, stationary combustion facilities are the key source of CO<sub>2</sub> emissions (Figure 3).

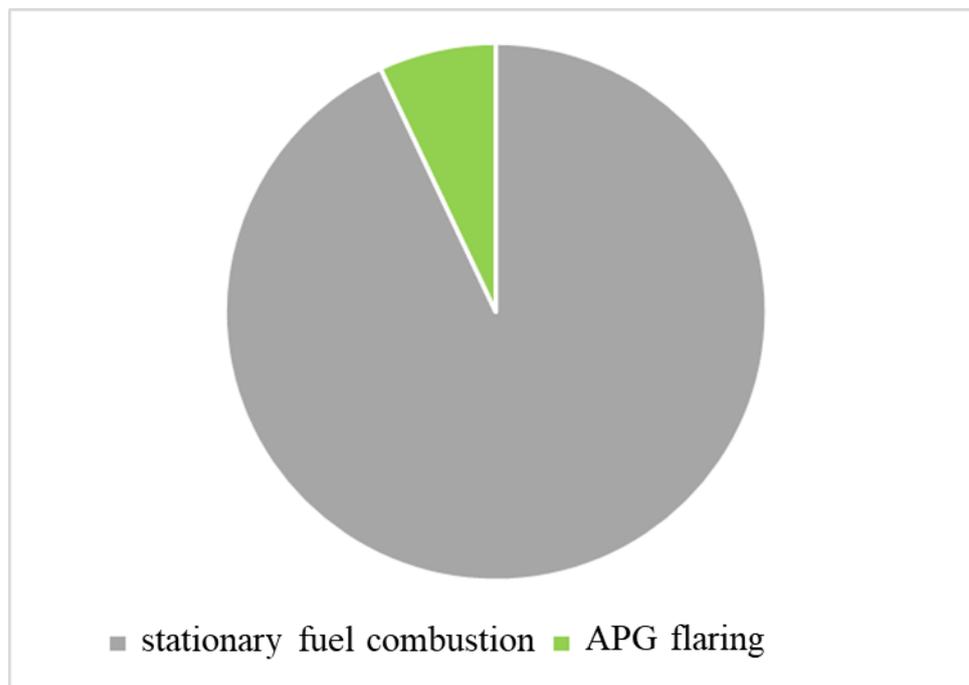


Figure 3 - CO<sub>2</sub> sources contribution under the condition of 95% of the APG utilization

Thus, the most promising greenhouse gas emissions source on oil and gas fields for CO<sub>2</sub> capturing and further use are the objects of their own energy generation.

## **1.2 The carbon dioxide use in the technological processes of oil and gas fields**

Despite the fact that the captured CO<sub>2</sub> use means its monetization and making a profit that can cover part of the decarbonization projects costs, this methods are less common in practice because of the deposits location in hard-to-reach regions and the need for significant costs for transporting CO<sub>2</sub> to consumer.

In this regard, there are two main methods of using carbon dioxide in oil and gas fields [2]:

- storage in underground reservoirs in deep aquifers or depleted oil traps;
- use in CO<sub>2</sub>-EOR methods;

### 1.2.1 Technological aspects of CO<sub>2</sub> underground storage

The geological CO<sub>2</sub> storage is the injection of CO<sub>2</sub> into rocks capable of

absorbing and retaining it for a long time (thousand years) [2].

The following are considered as promising objects for geological CO<sub>2</sub> storage:

- deep aquifers;
- depleted oil and gas fields;
- coal seams;
- basalt deposits;
- mines in rock salt deposits;
- mine workings.

The possibility of geological CO<sub>2</sub> storage in basalt rocks is determined by the high porosity, permeability and activity of basalt in relation to CO<sub>2</sub>, which ultimately leads to the formation of solid carbonate minerals (calcite, dolomite, etc.). This method of storage is currently under investigation. Basalt formations are promising for CO<sub>2</sub> storage in areas without a suitable sedimentary base.

The mechanism of CO<sub>2</sub> storage in coal seams is based on the adsorption of carbon dioxide to the surface of the coal matrix after injection. The main reason for the applicability of this storage method is the permeability of coal seams, which determines the possibility of the injected CO<sub>2</sub> reaching the coal matrix. Coal that is too deep is often highly compacted and has too low a permeability to ensure efficient CO<sub>2</sub> injection.

Thus, deep aquifers are considered to be the most preferred objects for CO<sub>2</sub> storage.

There are two main types of aquifers - open, which are extended horizontal or gently dipping formations, and closed, having natural, poorly permeable boundaries formed by geological folds or faults. The presence of low-permeability boundaries in closed aquifers causes a low probability of lateral outflow and CO<sub>2</sub> seepage of into adjacent horizons.

In open aquifers, CO<sub>2</sub> can move laterally, but the low movement rate and the large aquifers extent suggest that the gas halo will be limited in space for a long time.

Among the CO<sub>2</sub> retention mechanisms, there are physical, geochemical and mineral ones. Physical mechanisms include [2]:

- structural retention, which is caused by the presence of a trap beyond which CO<sub>2</sub> is not able to migrate.
- residual retention, which occurs due to CO<sub>2</sub> capillary pinching in small pores in the form of immobile residual gas saturation.

Structural retention is limited by injection pressure. CO<sub>2</sub> injection requires pressurization in excess of the water pressure in the aquifer. After injection, CO<sub>2</sub> rises up the reservoir to impermeable formation, and therefore during injection it is necessary to control the pressure in order to avoid exceeding the tensile strength of the rock forming the seal (auto-fracturing). The presence of cracks in the tire can lead to the disruption of underground storage and the subsequent CO<sub>2</sub> migration to the surface.

The calculation of the formation crack pressure is performed for each storage facility according to the modified Eaton formula:

$$P_{fracturing} = \frac{\vartheta}{1 - \vartheta} (\sigma_v - P_{res}) + P_{res} \quad (1)$$

where  $\vartheta$  – Poison's ratio;  $\sigma_v$  – ground pressure, MPa;  $P_{res}$  – formation pressure, MPa.

Geochemical mechanisms consist in the CO<sub>2</sub> dissolution in water. As a result of the CO<sub>2</sub> dissolution, the density of water increases and it sinks to the formation bottom.

Mineral retention is caused by chemical reactions between CO<sub>2</sub> and rock-forming minerals and salts dissolved in formation water to form insoluble compounds. For example, during CO<sub>2</sub> injection into rocks containing calcium or magnesium silicates, stable calcium or magnesium carbonates are formed. The course of these reactions is characterized by a significant duration - up to thousands of years.

A feature of the CO<sub>2</sub> geological storage in aquifers is the fact that all the methods of CO<sub>2</sub> retention do not act selectively or simultaneously, but sequentially over long periods of time: the physical retention that occurs when CO<sub>2</sub> is injected into the reservoir eventually flows into mineral retention. Due to this transition, the proportion of immobile CO<sub>2</sub> increases over time (Figure 4).

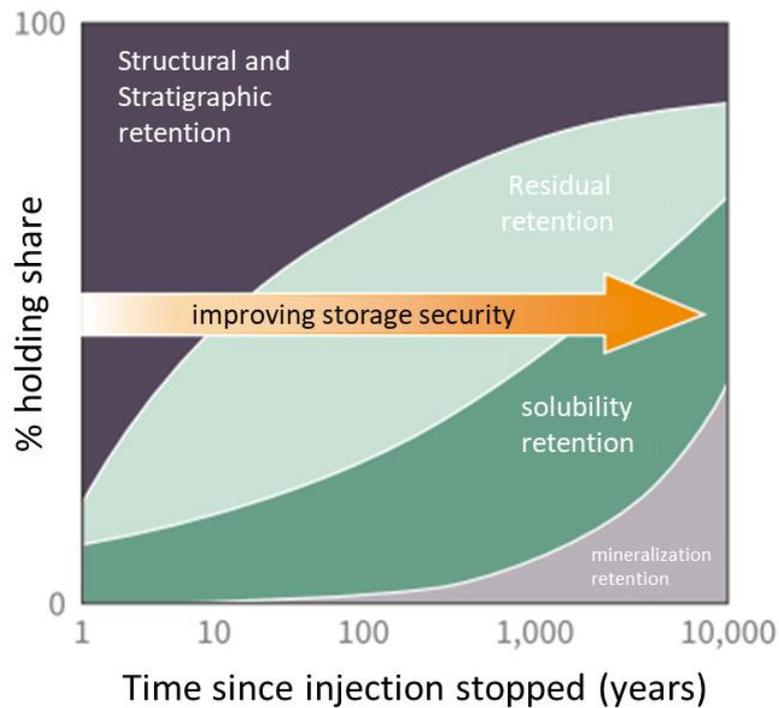


Figure 4 –Relative contribution of retention mechanisms

For CO<sub>2</sub> storing in aquifers, the storage facilities are subject to the following requirements:

- availability of reliable impenetrable barriers – tires;
- sufficient pore volume;
- absence of conductive tectonic faults;
- absence or reliable sealing of previously drilled wells;
- absence of overflows risk.

### 1.2.2 Technological aspects of CO<sub>2</sub> using in hydrocarbon production processes

The main way to use CO<sub>2</sub> in oil production processes is its injection into the reservoir in order to increase oil recovery - the CO<sub>2</sub>-EOR technologies.

The key factor that characterizes the increase in oil recovery is the decrease in oil viscosity when CO<sub>2</sub> is dissolved in it. Moreover, the higher the initial value of the formation oil viscosity, the greater will be the effect of its reduction, which makes this method the most relevant for high-viscosity oil fields.

To date, the following CO<sub>2</sub> injection technologies are used:

- CO<sub>2</sub> continuous injection;
- Injection of carbonated water;
- CO<sub>2</sub> cyclical injection into injection wells;
- CO<sub>2</sub> slug injection followed by water injection;
- Oil displacement by alternating CO<sub>2</sub> and water injection;
- Oil displacement by injection of combined chemical slug and CO<sub>2</sub>;
- Cycle injection of carbon dioxide (Huff-N-Puff process).

#### 1.2.2.1 Carbon dioxide continuous injection

The use of CO<sub>2</sub> continuous injection technology is quite popular in foreign practice.

The advantage of continuous injection is to achieve a higher displacement ratio compared to other technologies because the fact of oil bank formation towards CO<sub>2</sub> an, which is characteristic of the processes occurring during miscible displacement.

The disadvantages of continuous injection include viscous instability, which in some cases can significantly reduce the sweep efficiency and lead to early breakthrough of carbon dioxide.

However, the continuous injection technology requires the highest consumption of carbon dioxide, which can positively affect its application in CCUS projects.

#### 1.2.2.2 Injection of carbonated water

Carbonated water injection technology is the simplest of all CO<sub>2</sub>-EOR types.

The technology is based on injection into the formation of marginally or partially carbonated water at a pressure of 1.1-2.3 times higher than the saturation pressure of water with carbon dioxide.

During the treatment of the formation, CO<sub>2</sub> dissolved in water passes into the oil remaining behind the displacement front, reducing its viscosity, increasing the volume and reducing the surface tension at the oil-water interface, thereby increasing the filtration characteristics of the oil and its mobility.

The main advantage of this method is a low consumption of injected carbon dioxide compared to other methods of CO<sub>2</sub> injection (by 6-7 times). At the same time, if the volumes of captured CO<sub>2</sub> exceed the volumes of CO<sub>2</sub> required in this technology, the same factor can also serve as a disadvantage.

The main disadvantage of the technology is a significant lag of the front, in which carbon dioxide is concentrated in water, from the displacement front.

### 1.2.2.3 Carbon dioxide cyclical injection into injection wells

CO<sub>2</sub> cyclical injection technology developed and patented by «Tatneft» PJSC. This method allows the development of heterogeneous reservoirs and reservoirs with low permeability.

The essence of this method lies in the implementation of a cyclic mode of carbon dioxide injection with simultaneous synchronous regulation of operating modes of production wells.

Injection started when the formation pressure decreased by 20-50% of the initial one and was carried out until the pressure was restored to the initial values or close to it (0.9 - 1.1 of P<sub>0</sub>). Production was carried out at bottomhole pressure higher than the saturation pressure of oil with both hydrocarbon and carbon dioxide (Figure 5).

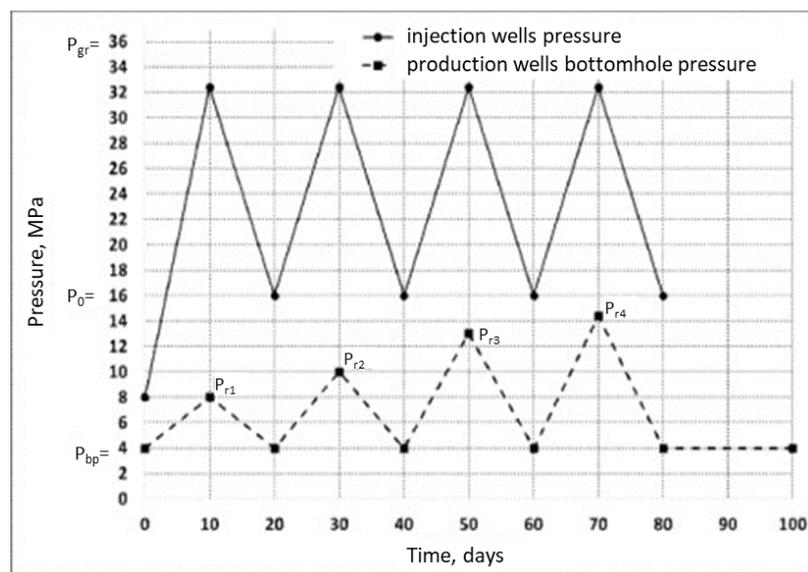


Figure 5 – Dynamics of injection wells pressure and production wells bottomhole pressures during carbon dioxide cyclic injection.

The advantage of this technology is its wider applicability compared to continuous injection technology.

The disadvantage of using cyclic injection within the framework of the CCUS project is the reduction in the need for the volumes of CO<sub>2</sub> injected.

#### 1.2.2.4 Carbon dioxide slug injection followed by water injection

The main difference between slug injection technology and carbonized water injection technology is the reduction or elimination of the lag of the carbon dioxide concentration front from the displacement front.

In this method CO<sub>2</sub> can be injected into the reservoir in both liquid and gaseous state, however, the method using liquid carbon dioxide is limited by the critical temperature.

After the carbon dioxide injection, an intense mass transfer occurs between the components of the flow, so all reservoir fluids quickly reach equilibrium saturation with carbon dioxide and the displacement process approaches mixing. In this case, the injected water remains stationary during the advancement of the CO<sub>2</sub> slug. Over time, due to swelling and filtration of the injected water by the injected propulsion fluid, a barrier is formed between the CO<sub>2</sub> slug and the propulsion agent, which prevents the loss of carbon dioxide from the rim to saturate new portions of the propulsion agent. The use of liquid CO<sub>2</sub> rims can significantly increase the recovery of residual oil from productive, highly watered or non-saturated deposits [3].

When the gaseous CO<sub>2</sub> slug moves by water, carbon dioxide moves as a volume of free gas with clear boundaries, while its main volume is in front of the displacement front and a small part is outside the front. Carbon dioxide is consumed for rock and oil saturation, so its volume slowly decreases. As in the first method, a barrier is formed between the rim and the pushing agent from carbonized water, which is extremely saturated with CO<sub>2</sub>.

The application of this technology is limited by the high dependence of oil displacement by gaseous CO<sub>2</sub> rims on gravity separation conditions in reservoirs with high vertical permeability.

#### 1.2.2.5 Cycle injection of carbon dioxide (Huff-N-Puff process)

Huff-N-Puff is a technology for carbon dioxide injection into a production well with the shutdown of the well for wellbore formation zone impregnation and subsequent oil production.

The duration of CO<sub>2</sub> injection can be up to 24 - 48 hours, depending on the required amount of carbon dioxide. The duration of well shutdown can vary from 1 to 40 days, depending on the physical and chemical properties of the reservoir oil, as well as the geological and physical characteristics of the reservoir.

Currently, there are two technologies for CO<sub>2</sub> injection into the reservoir: in the liquid state and in the supercritical state.

The supercritical state is a state of matter in which the difference between the properties of the gas and liquid phases disappears.

Supercritical carbon dioxide is an effective solvent that combines the properties of a gas: low viscosity, low interfacial tension and a high diffusion coefficient, and a liquid: high dissolving power. These properties allow supercritical CO<sub>2</sub> to penetrate into the porous space and carry out faster and more efficient mass transfer.

The oil recovery increase during the supercritical CO<sub>2</sub> injection is usually associated with a significant decrease in the kinematic viscosity of carbon dioxide during the transition to the supercritical state, and with an increase in gas solubility in hydrocarbons, which makes it possible to level the oil displacement front, as well as increase the formation of viscous tongues.

The second method is the gas-cyclic carbon dioxide injection in a liquid state under supercritical conditions. In this technology, the main mechanism for enhanced oil recovery is: the ability of supercritical CO<sub>2</sub> to dissolve organic substances in high-viscosity oil, reduce the viscosity of oil in reservoir conditions, cause it to swell, increase its miscibility with oil, which leads to a decrease in capillary forces and the involvement of drip oil in the development process.

The key advantage of this technology is a significant reduction in capital costs due to the elimination of the necessity to drill and equip injection wells.

The disadvantages of the technology include a long “lost time” of production wells for the period of CO<sub>2</sub> injection and impregnation of formation pay zone.

### **1.3 Analysis of the legal framework for field development**

Russian Federation Presidential Decree No. 666 dated 2020.11.04 “About the Greenhouse Gas Emissions Reduction” obliged all socio-economic sectors of the country to reduce greenhouse gas emissions by 70 percent by 2030 compared to the 1990 level, and also to develop strategies for the socio-economic development of enterprises until 2050.

Federal Law No. 296-FZ dated 2021.07.02 “About Limiting Greenhouse Gas Emissions also includes requirements for reducing greenhouse gas emissions, setting a target for reducing emissions and annual reporting on emissions.

Despite this, there are no regulations and rules for arrangement of decarbonization facilities at the fields.

According to GOST R 58367-2019, the development of oil and gas fields is the construction of a complex of surface and / or underground structures on the territory of the field, which allows for accident-free development of the field in accordance with the approved deliverables.

The content of deliverables is regulated by the Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation No. 356 dated 2016.06.14. According to section XIII. The field development system, collection, preparation and transportation of hydrocarbons of this order, as part of the deliverables, determine engineering and technical solutions for:

- gathering facilities, transport of oil, gas, condensate and produced water;
- process units, equipment and apparatus for field treatment of oil, gas, condensate;
- prevention of asphalt-resin-paraffin deposits, salt deposits and hydrate formation;
- technological measures and technical means to prevent equipment corrosion;
- technological measures and technical means for production and injection

wells monitoring and regulating;

- controls and accounting of oil, gas, gas condensate, water production;
- equipment for determining the conditions of treated oil, gas and condensate;
- ensuring the design level of APG use;
- water supply, industrial sewerage, treatment and disposal of industrial

effluents;

- means of general field communication, automation and telemechanics systems, centralized control and management, labor protection and industrial safety measures;

- power supply and heat supply of field facilities.

CCS/CCUS projects facilities, including CO<sub>2</sub> capture units, compressor equipment, refrigeration units and pipelines, do not belong to any of the items contained in the Order No. 356, and are designed in accordance with general safety and corrosion resistance requirements.

According to SanPiN 1.2.3685-21, carbon dioxide is not included in the established list of pollutants (atmosphere, as amended on 2022.05.06). In this regard, the requirements of clause 6.18 Environmental safety of GOST R 58367-2019 do not apply to the reduction of CO<sub>2</sub> emissions.

According to paragraphs 6.4.2.64 and 6.4.2.70 of this GOST, for CO<sub>2</sub> using in enhanced oil recovery, compressor equipment, pipelines and other equipment are selected taking into account the corrosive properties of carbon dioxide.

Thus, project offices and institutes are required to take into account the need to develop facilities aimed at reducing greenhouse gas emissions in order to comply with the requirements of the Federal Law and the Presidential Decree during preparing project documentation for field development,. At the same time, the regulatory framework for the arrangement does not regulate the composition, design features and requirements for the safety and operation of this equipment.

## **1.4 Technological aspects of CCS/CCUS projects**

Currently, there are two main methods for carbon dioxide capture and storage: natural and industrial.

The natural way is related to reforestation, as well as other possible land use options. However, experts consider this method to be ineffective [4]. Russia has the most significant forest resources in the world, but their capturing capacity due to climatic and geographical factors of the main volume CO<sub>2</sub> emission sources localization is not sufficient.

The industrial method involves the construction of capture installations and CO<sub>2</sub> injection for the purpose of long-term geological storage. Complete decarbonization is not possible without CO<sub>2</sub> capture by industrial methods.

According to statistical data and existing calculation methods, the largest contribution to greenhouse gas emissions at the enterprise is made by stationary fuel combustion.

The most applicable and commonly used industrial method for reducing greenhouse gas emissions from stationary fuel combustion facilities is the post-combustion CO<sub>2</sub> capture method, when carbon dioxide is separated from the flue gas stream resulting from the combustion of primary fuel.

CCS projects are technologies for reducing CO<sub>2</sub> emissions from the combustion of natural fuels, consisting of several design stages, which will be discussed further.

### *1.4.1 Carbon dioxide capture*

CO<sub>2</sub> capture is the CCS projects first stage, stage, which consists in the release of CO<sub>2</sub> molecules from the composition of flue gases. This is the project's most capital intensive part. The cost of its implementation is about 70% of all investments [4]. Several of CO<sub>2</sub> capture technologies are currently available (Figure 6).

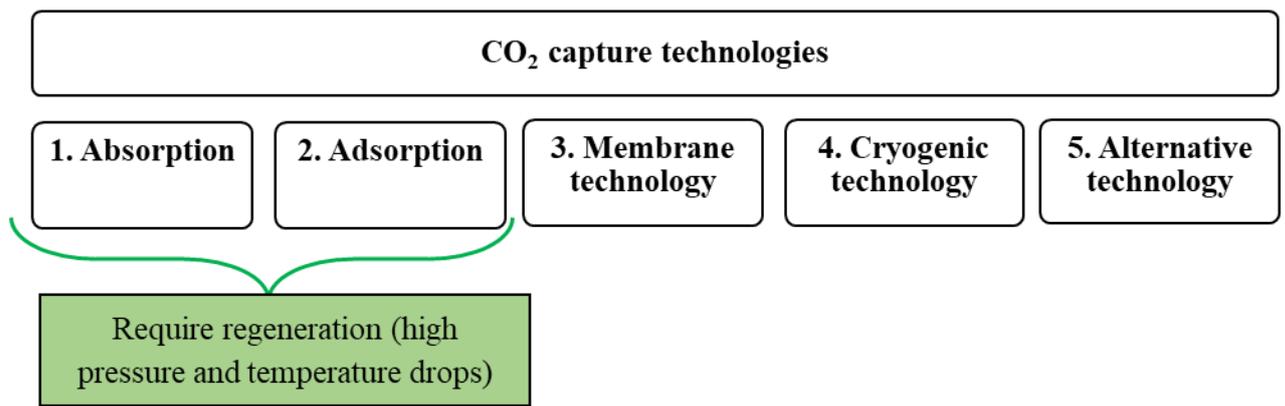


Figure 6 – CO<sub>2</sub> capture technologies

Absorption consists in the capture (chemical or physical) of CO<sub>2</sub> molecules by liquid solvents. This requires significant energy costs in the form of heat and steam for the regeneration of the absorbent. The absorbent must have sufficient absorption capacity for CO<sub>2</sub>, high chemical and thermal stability. Solvent types: 1) chemical (monoethanolamine, diethanolamine, methyldiethanolamine, ammonia, etc.); 2) physical (seleksol, rectizol, purisol, etc.). Absorbent's regeneration need elevated temperatures or reduced pressures;

Adsorption consists in the capture of CO<sub>2</sub> molecules by solid sorbents (alumina, zeolite, activated carbon, etc.). Adsorbents, as a rule, have a finely porous structure with a developed surface, on which CO<sub>2</sub> molecules are chemically or physically retained. The regeneration of adsorbents also occurs at elevated temperatures or at lower pressures.

Membranes (metal, polymer or ceramic materials) are more commonly used to separate hydrocarbon gases which have high enough pressures. Thus, it is unsuitable for extracting CO<sub>2</sub> from flue gases at atmospheric pressure. The membranes can operate at high gas flow temperatures. The effectiveness of membrane technology depends on the concentration of carbon dioxide. At low CO<sub>2</sub> concentration, membrane technology is ineffective.

Cryogenic method consist in the using of low temperature to liquefy and separate CO<sub>2</sub> from supercritical flue gases. The freezing point of pure CO<sub>2</sub> is 195.5 K at atmospheric pressure.

The differences between the described technologies are illustrated in Figure 7.

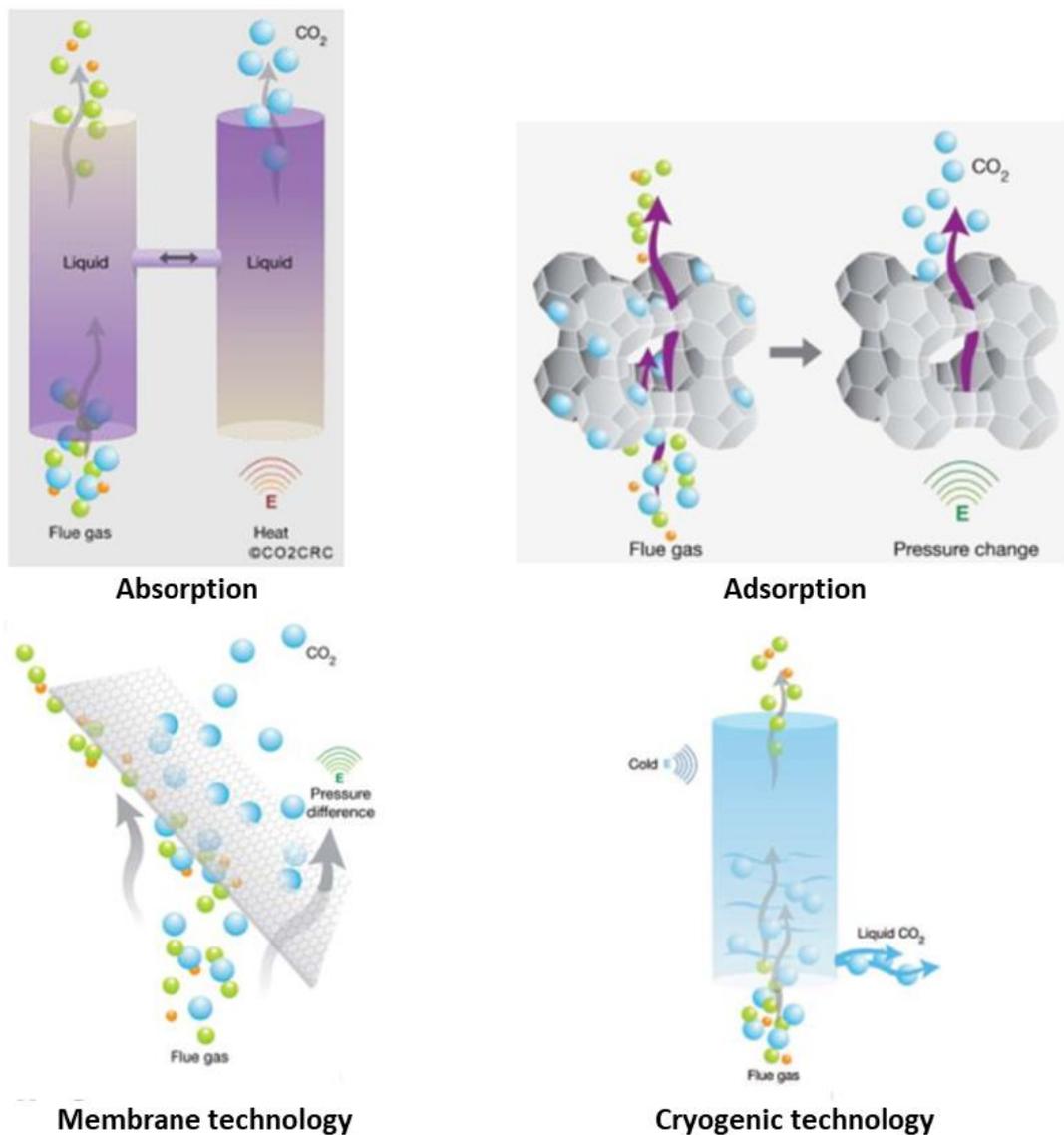


Figure 7 – The difference in technologies [5]

#### 1.4.2 Carbon dioxide preparation

The second stage of CCS projects is the CO<sub>2</sub> preparation before transport (Figure 8). The process of CO<sub>2</sub> preparation is similar to the preparation of natural gas. Before transportation, carbon dioxide must be dried in order to prevent corrosion and hydrate formation, and compressed to a pressure corresponding to the intended method of further CO<sub>2</sub> utilization.

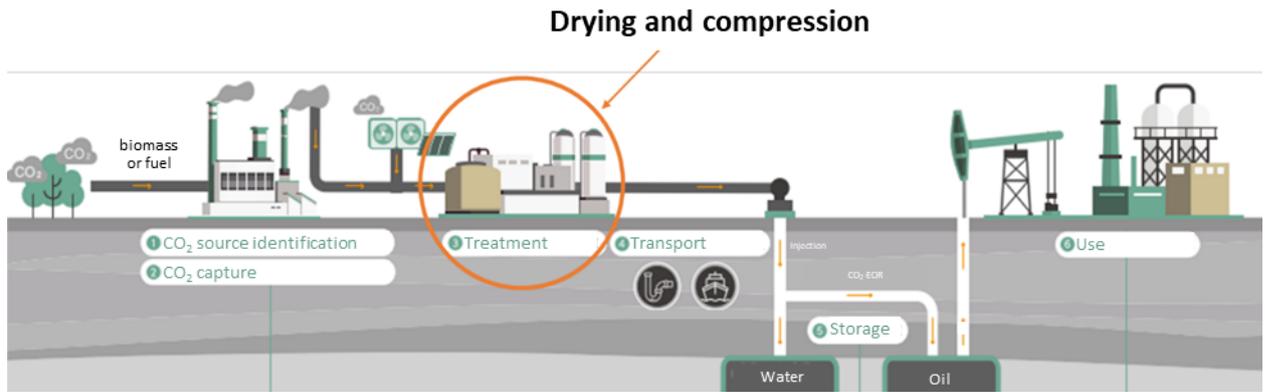


Figure 8 – The second stage of CCS projects

### 1.4.3 CO<sub>2</sub> transport

The 3<sup>rd</sup> stage of CCS projects is CO<sub>2</sub> transport to its places of use or storage, and provides for various options that are also in many ways similar with the natural gas transport: pipeline transport, sea vessels, rail and road tankers.

Pipeline transport is the main way to transport large volumes of carbon dioxide for the purpose of utilization and disposal.

The thermobaric properties of carbon dioxide are significantly more favorable for transportation than those of natural gases and methanol. At temperatures from -20<sup>0</sup>C to +30<sup>0</sup>C, CO<sub>2</sub> evaporation pressure is 20 - 70 atm, which allows pumping carbon dioxide in liquid state at low pressures. For example, methane with similar parameters is mainly in the gaseous state. A number of experts note [4] the technological simplicity of transporting carbon dioxide in a reduced or supercritical state compared to transport by a pure gas phase.

## References

1. Paris Agreement of United Nations // UNFCCC. – 2015;
2. Geological storage of CO<sub>2</sub> in the countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia: a primary analysis of potential and policy // United Nations Economic Commission For Europe. - 2021. - 45 C.
3. Meyer J. P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>EOR) injection well technology // American Petroleum Institute, Washington, DC. – 2007.
4. Vygon Consulting company report. CCUS: Monetization of CO<sub>2</sub> emissions, 2021.- 48s. .URL: <https://vygon.consulting/upload/>
5. Carbon Capture Utilization and Storage // Report of Energy Transition Institute. 2021.- 166 p.