



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

Инженерная школа природных ресурсов \_\_\_\_\_

Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология \_\_\_\_\_

ООП «Цифровые технологии в проектировании нефтегазохимических производств»

Отделение химической инженерии \_\_\_\_\_

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СЕКВЕСТРАЦИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ИЗ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ГТЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ АМИНОВ

УДК 66.074.332:662.96:621.311.238

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ14	Захаревич Юлия Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Юрьев Е.М.	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Креницына З.В.	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Долганов И.М.	К.Т.Н.		

**Запланированные результаты обучения**  
**по образовательной программе «Химическая технология топлива и газа»**  
**(направление подготовки 18.04.01 «Химическая технология»)**

Код компетенции СУОС	Наименование компетенции СУОС (самостоятельно устанавливаемого образовательного стандарта)
<b>Общекультурные (универсальные) компетенции</b>	
УК(У)-1	Способность осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действия
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	Готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
ОПК(У)-3	Способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
ОПК(У)-4	Готовность к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез
ОПК(У)-5	Готовность к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способность организовывать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу, разрабатывать планы и программы проведения научных исследований и технических разработок, разрабатывать задания для исполнителей
ПК(У)-2	Готовность к поиску, обработке, анализу и систематизации научно-технической информации по теме исследования, выбору методик и средств решения задачи

ПК(У)-3	Способность использовать современные приборы и методики, организовывать проведение экспериментов и испытаний, проводить их обработку и анализировать их результаты
<b>Дополнительные профессиональные компетенции (профессиональные компетенции, установленные университетом)</b>	
ДПК(У)-1	Готовность к решению профессиональных производственных задач – контролю технологического процесса, разработке параметров проведения технологического процесса, разработке технологических расходных коэффициентов сырья и материалов, энергоресурсов, к выбору основного и вспомогательного оборудования
ДПК(У)-2	Способность использовать математические модели и пакеты прикладных программ для описания и прогнозирования различных явлений
ДПК(У)-3	Способность проводить технологические и технические расчеты по проектам, технико-экономический анализ проекта
ДПК(У)-4	Способность разрабатывать учебно-методической документации для реализации образовательных программ

Инженерная школа природных ресурсов \_\_\_\_\_

Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология \_\_\_\_\_

ООП «Цифровые технологии в проектировании нефтегазохимических производств»

Отделение химической инженерии \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Долганов И.М.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ДМ14	Захаревич Юлия Сергеевна

Тема работы:

<b>Повышение эффективности технологии секвестрации углекислого газа из дымовых газов ГТЭС с применением аминов</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	<b>31-65/с от 31.01.2023 г.</b>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	<b>22 мая 2023 г.</b>
--	-----------------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<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>	Данные для составления технологической схемы аминной очистки дымовых газов от диоксида углерода в среде Aspen Hysys: Таблица 1. Характеристики потока дымовых газов — сырья установки аминной очистки — и применяемого поглотителя																														
	<table border="1"><thead><tr><th>№</th><th>Параметр</th><th>Значение</th></tr></thead><tbody><tr><td>1</td><td>Расход, т/ч</td><td>3050</td></tr><tr><td>2</td><td>Компонентный состав (% об.):</td><td></td></tr><tr><td>3</td><td>CO<sub>2</sub></td><td>2,39</td></tr><tr><td>4</td><td>N<sub>2</sub></td><td>71,96</td></tr><tr><td>5</td><td>O<sub>2</sub></td><td>16,69</td></tr><tr><td>6</td><td>H<sub>2</sub>O</td><td>8,95</td></tr><tr><td>7</td><td>Температура, °С</td><td>140–180</td></tr><tr><td>8</td><td>Давление, атм (изб.)</td><td>1,0–1,1</td></tr><tr><td>9</td><td>Тип абсорбента, концентрация</td><td><i>подобрать в ходе выполнения работы (например, МЭА, 30 % мас.)</i></td></tr></tbody></table>	№	Параметр	Значение	1	Расход, т/ч	3050	2	Компонентный состав (% об.):		3	CO <sub>2</sub>	2,39	4	N <sub>2</sub>	71,96	5	O <sub>2</sub>	16,69	6	H <sub>2</sub> O	8,95	7	Температура, °С	140–180	8	Давление, атм (изб.)	1,0–1,1	9	Тип абсорбента, концентрация	<i>подобрать в ходе выполнения работы (например, МЭА, 30 % мас.)</i>
№	Параметр	Значение																													
1	Расход, т/ч	3050																													
2	Компонентный состав (% об.):																														
3	CO <sub>2</sub>	2,39																													
4	N <sub>2</sub>	71,96																													
5	O <sub>2</sub>	16,69																													
6	H <sub>2</sub> O	8,95																													
7	Температура, °С	140–180																													
8	Давление, атм (изб.)	1,0–1,1																													
9	Тип абсорбента, концентрация	<i>подобрать в ходе выполнения работы (например, МЭА, 30 % мас.)</i>																													
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1) Введение. Углекислый газ как парниковый газ. Цели и задачи работы.</li><li>2) Проекты CCUS (улавливание, утилизация и хранение углерода): общая информация. Распространение технологий CCUS в мире.</li><li>3) Стадии технологий CCUS. Технологии, применяемые на каждой стадии, краткое описание.</li><li>4) Утилизация CO<sub>2</sub> в нефтегазовой отрасли.</li><li>5) Описание схемы хемосорбционной очистки дымовых газов от диоксида углерода. Выбор амина.</li><li>6) Обсуждение методов и результатов исследования.</li></ol>																														

<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>	7) Обоснование достоверности результатов исследования, аналитическое сравнение с аналогичными исследованиями и результатами моделирования. 8) Автоматизация и управление процессом поддержания заданных параметров работы установки. 9) Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». 10) Раздел «Социальная ответственность». 11) Заключение (выводы). 12) Приложение А. Раздел на иностранном языке.
--	---

<b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1) Технологическая схема очистки дымовых газов от диоксида углерода, предлагаемая в работе (Husys-схема). 2) Результаты Husys-моделирования технологии очистки дымовых газов от диоксида углерода, изменение показателей при варьировании параметров схемы. 3) Сравнение результатов моделирования в Aspen Husys с результатами, приведенными в литературе. 4) Функциональная схема автоматизации абсорбера аминной очистки дымовых газов от диоксида углерода.
---	--

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</b>	Креницына З.В. к.т.н, доцент , отделение социально-гуманитарных наук ШБИП ТПУ
<b>«Социальная ответственность»</b>	Сечин А.А., к.т.н., доцент, отделение общетехнических дисциплин ШБИП ТПУ
<b>Раздел на английском языке</b>	Надеина Л.В., к.филол.н., доцент, отделение иностранных языков, ШБИП, ТПУ

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Общие сведения о проектах CCUS

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>30 января 2023 г.</b>
---	--------------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Юрьев Е.М.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ14	Захаревич Юлия Сергеевна		

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 18.04.01 «Химическая технология»  
 ООП: Цифровые технологии в проектировании нефтегазохимических производств  
 Уровень образования — магистратура  
 Отделение химической инженерии  
 Период выполнения — весенний семестр 2022/2023 учебного года

## КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

### выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
<b>2ДМ14</b>	<b>Захаревич Юлия Сергеевна</b>

Тема работы:

<b>Повышение эффективности технологии секвестрации углекислого газа из дымовых газов ГТЭС с применением аминов</b>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	<b>22 мая 2023 г.</b>
--	-----------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.02.2023 г.	Введение. Углекислый газ как парниковый газ. Цели и задачи работы.	10
15.03.2023 г.	Проекты CCUS (улавливание, утилизация и хранение углерода): общая информация. Распространение технологий CCUS в мире. Стадии технологий CCUS. Технологии, применяемые на каждой стадии, краткое описание. Утилизация CO <sub>2</sub> в нефтегазовой отрасли. Описание схемы хемосорбционной очистки дымовых газов от диоксида углерода. Выбор амина.	20
20.04.2023 г.	Обсуждение методов и результатов исследования.	10
05.05.2023 г.	Обоснование достоверности результатов исследования, аналитическое сравнение с аналогичными исследованиями и результатами моделирования. Автоматизация и управление процессом поддержания заданных параметров работы установки.	50
20.05.2023 г.	Раздел на иностранном языке. Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». Раздел «Социальная ответственность». Заключение (выводы).	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Доцент</b>	<b>Юрьев Е.М.</b>	<b>к.т.н.</b>		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Доцент</b>	<b>Долганов И.М.</b>	<b>к.т.н.</b>		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>2ДМ14</b>	<b>Захаревич Юлия Сергеевна</b>		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страницы, 24 рисунков, 17 таблиц, 61 источник литературы, 1 Приложение.

**Ключевые слова:** декарбонизация, секвестрация, улавливание, дымовые газы, углекислый газ, углеродная нейтральность, хемосорбция, амины.

**Объектом исследования** является установка хемосорбционной очистки дымовых газов ГТЭС от диоксида углерода с применением водных растворов аминов. Предмет исследования – параметры потока дымовых газов на входе в абсорбер, которые оказывают существенное влияние на эффективность протекания процесса взаимодействия  $\text{CO}_2$  с амином и, следовательно, на капиталоемкость процесса улавливания углекислого газа.

**Цель работы** – поиск возможностей повышения энергетической эффективности процесса секвестрации  $\text{CO}_2$  с применением аминов и снижении капиталоемкости проекта с обеспечением степени извлечения  $\text{CO}_2$  из дымовых газов не менее 90 %.

**В ходе работы проводилось моделирование** установки секвестрации  $\text{CO}_2$  с применением ПО Aspen Hysys. Исследование влияния основных параметров входного потока дымовых газов проводилось на разработанной модели.

**В результате исследования** установлены параметры работы установки, позволяющие добиться наибольшей эффективности процесса (обеспечение заданной степени извлечения диоксида углерода из дымовых газов не менее 90 %) с учетом максимально возможного снижения затрат на предварительную подготовку газового потока с ГТЭС. Даны практические рекомендации по эксплуатации установки.

**Основные технико-эксплуатационные характеристики работы** установки секвестрации  $\text{CO}_2$ , рекомендованные для практического использования: давление дымовых газов перед абсорбером поддерживать на уровне атмосферного, без предварительного компримирования после котлов-утилизаторов или ГТЭС, температура не выше 45 °С, с применением предварительного охлаждения в АВО, состав исходного потока дымовых газов – без изменений (в случае отсутствия внешнего источника диоксида углерода).

**Степень внедрения:** установки секвестрации диоксида углерода из дымовых газов не имеют опыта практического внедрения в РФ, проекты находятся на стадии концептуальной оценки экономической эффективности.

**Область применения:** нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия.

**Экономическая эффективность/значимость работы** подтверждается проведенной экономической оценкой, приведенной в п. 3.9. Настройка параметров работы установки

позволяет снизить эксплуатационные расходы на предварительную подготовку входного потока дымовых газов.

**В будущем планируется** применять разработанные практические рекомендации в концептуальных проектах, связанных с декарбонизацией дымовых газов.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Запланированные результаты обучения .....	2
ЗАДАНИЕ .....	4
КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН .....	6
РЕФЕРАТ .....	7
СОКРАЩЕНИЯ .....	11
ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 ОСНОВНОЙ РАЗДЕЛ .....	15
1.1 Обзор литературы .....	15
1.1.1 Общие сведения о проектах CCUS .....	15
1.1.2 Улавливание CO <sub>2</sub> из дымовых газов .....	18
1.1.3 Подготовка CO <sub>2</sub> .....	22
1.1.4 Транспорт CO <sub>2</sub> .....	23
1.1.5 Утилизация CO <sub>2</sub> .....	25
1.1.5.1 Утилизация CO <sub>2</sub> в нефтегазовой отрасли .....	26
1.1.5.2 Использование CO <sub>2</sub> в промышленности .....	31
1.2 Описание схемы хемосорбционной очистки дымовых газов от диоксида углерода .....	33
1.3 Обоснование выбора амина .....	37
1.4 Обсуждение методов и результатов исследования .....	42
1.5 Обоснование достоверности результатов исследования .....	52
2 АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ПОДДЕРЖАНИЯ ЗАДАННЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УСТАНОВКИ .....	54
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	63
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	63
3.2 Анализ конкурентных технических решений .....	64
3.3 Диаграмма Исикавы .....	66

3.4	Выбор метода коммерциализации.....	68
3.5	Цели и результаты проекта.....	68
3.6	Организационная структура проекта .....	70
3.7	Иерархическая структура проекта .....	71
3.8	Диаграмма Ганта.....	71
3.9	Расчет эффективности проекта .....	72
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	75
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения.....	75
4.2	Производственная безопасность при разработке проектного решения.....	78
4.3	Экологическая безопасность при разработке проектного решения.....	84
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения .....	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
	Список публикаций .....	89
	Список используемых источников .....	90
	Приложение А .....	95

## СОКРАЩЕНИЯ

CCUS (англ. Carbon Capture, Utilization and Storage technology — улавливание углерода, его утилизация и хранение

ГТЭС- газотурбинная электростанция,

ДГА – дигликольамин,

ДИПА- диизопропаноламин,

ДЭА – диэтаноламин,

МДЭА – метилдиэтаноламин,

ММ- метилметакрилата,

МТБФ - метил-трет-бутиловый эфир,

МУН – метод увеличения нефтеотдачи,

МЭА – моноэтаноламин,

ПГ – природный газ,

ПНГ – попутный нефтяной газ,

СУГ – сжиженные углеводороды,

ТУР - трансграничного углеродного регулирования,

ТЭА - триэтаноламин

## ВВЕДЕНИЕ

После выхода Федерального закона № 296-ФЗ от 01.06.2021 «Об ограничении выбросов парниковых газов» [1] и подписания Россией 22 апреля 2016 года Парижского соглашения по климату [2] задача декарбонизации и «углеродной нейтральности» стала актуальной для крупных промышленных компаний. Указ президента РФ № 666 от 4.10.2020 г. [3] обязал все социально-экономические отрасли страны обеспечить сокращение к 2030 г. эмиссии парниковых газов на 70 % по сравнению с 1990 г., а также разработать Стратегию «низкоуглеродного» развития предприятий до 2050 г.

Диоксид углерода (химическая формула  $\text{CO}_2$ ) - в нормальных условиях бесцветный газ, при малых концентрация без запаха, при больших - имеет характерный кисловатый запах газированной воды. Известно, что углекислый газ способен накапливаться в атмосфере, вызывая парниковый эффект, который в свою очередь приводит к глобальному изменению климата всей планеты. В 2020 году атмосферный углекислый газ впервые за долгое время достиг рекордной концентрации, которая составила  $417,1 \text{ см}^3/\text{м}^3$  [4]. Прогнозируется, что к концу столетия концентрация углекислого газа может удвоиться [5].

Одним из основных источников выбросов углекислого газа в атмосферу считается сжигание природных видов топлив с целью промышленной выработки электрической энергии [6]. В этой связи, добывающие нефтяные компании, утилизирующие попутный нефтяной газ на факельных установках или на местных газотурбинных электростанциях для выработки электроэнергии на собственные нужды вынуждены проводить поиск эффективных технологий извлечения (секвестрации)  $\text{CO}_2$  из дымовых газов, оценивать возможности адаптации известных методов очистки природных газов от кислых компонентов для селективного извлечения диоксида углерода из дымовых газов.

В настоящее время ПАО «НК «Роснефть» сформирована Стратегия развития до 2050 г., в которую вошли положения о снижении выбросов углекислого газа в атмосферу земли к 2030 г. и достижения полной «углеродной нейтральности» производства к 2050 г.

Существуют различные способы очистки природных газов от кислых компонентов, широко применяемые при подготовке к переработке и транспорту. В [7] достаточно подробно описаны преимущества и недостатки каждого процесса, ограничения по применению и другие особенности. Однако, все известные технологии очистки применимы для углеводородных газов до сжигания, сравнимым по составам, температуре и давлению с природными и попутными газами. Менее изученной является задача очистки газов от  $\text{CO}_2$  после их сжигания.

Дымовые газы имеют состав, отличный от состава ПГ и ПНГ. В них преимущественно содержатся компоненты  $N_2$ ,  $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2O$ . Кроме этого, дымовые газы имеют достаточно высокую температуру (порядка 120-180 °С даже после котлов-утилизаторов) и близкое к атмосферному давление. Эти особенности накладывают ограничения на применение отработанных годами технологий подготовки газов.

По некоторым данным [8] процесс улавливания диоксида углерода является самой капиталоемкой частью проекта по декарбонизации дымовых газов, на нее приходится около 2/3 всех инвестиций. В связи с этим имеет смысл сконцентрировать внимание на поиске способов повышения эффективности доступных технологий извлечения  $CO_2$  из дымовых газов.

**Целью работы** является поиск возможностей повышения энергетической эффективности процесса секвестрации  $CO_2$  с применением аминов и снижении капиталоемкости проекта с обеспечением степени извлечения  $CO_2$  из дымовых газов не менее 90 %.

**Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:**

1. Моделирование схемы аминовой очистки с применением специализированного ПО Aspen Hysys.
2. Проведение модельных исследований влияния характеристик входного потока дымовых газов (температура, давление, концентрация  $CO_2$ ) на процесс взаимодействия амина с двуокисью углерода в абсорбере.
3. Установление оптимальных параметров эксплуатации установки, позволяющих минимизировать капитальные и эксплуатационные затраты производства при обеспечении заданной степени извлечения  $CO_2$  из дымовых газов не менее 90 %.
4. Формулирование практических рекомендаций по режиму эксплуатации установки аминовой очистки.
5. Разработка схемы автоматизации колонны абсорбера, предназначенной для эффективного взаимодействия амина с диоксидом углерода.
6. Оценка эффективности проекта и социальной ответственности.

**Объектом исследования** является установка аминовой очистки дымовых газов от диоксида углерода.

**Предмет исследования:** влияние термодинамических характеристик входного потока и концентрации  $CO_2$  в дымовых газах на эффективность протекания процесса взаимодействия аминов с углекислым газом.

**Новизна работы** заключается в применении и попытке адаптации классической технологии аминовой очистки для нестандартных составов и термодинамических условий

газовых потоков с учетом критериев энергетической эффективности, снижения стоимости проекта и высокой степени извлечения CO<sub>2</sub>. В работе показано, что при поддержании рекомендуемых параметров эксплуатации установки возможно добиться заданной степени извлечения CO<sub>2</sub> из дымовых газов и существенного сокращения эксплуатационных затрат преимущественно за счет снижения расхода амина по сравнению с вариантом эксплуатации без настройки входных параметров потока. В настоящее время в России не реализовано ни одного проекта по улавливанию диоксида углерода из дымовых газов, отсутствуют апробированные способы снижения выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу. В связи с чем на фоне актуальности поставленной задачи, необходимо понимание возможности повышения эффективности процессов декарбонизации антропогенных выбросов.

#### **Практическая значимость работы:**

В работе даны практические рекомендации по настройке режима работы установки аминовой очистки, обеспечивающего заданную степень извлечения CO<sub>2</sub> из дымовых газов и минимальные энергетические затраты на предварительную подготовку дымовых газов и регенерацию амина.

Практическая значимость работы подтверждается интересом Компании Роснефть к проектам по декарбонизации выбросов с целью исполнения федерального закона № 296-ФЗ от 01.06.2021.

#### **Апробация работы:**

Полученные результаты работы были представлены на конференциях «НК «Роснефть»: V Научно-технической конференции «Экологическая безопасность. Актуальные вопросы правоприменительной практики и совершенствование деятельности в сфере охраны окружающей среды», г. Самара, 20-24 июня 2022 г. и V Научно-технической конференции «Технологии обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений», г. Томск, 20-21 сентября 2022 г., а также положены в основу разрабатываемых положений по декарбонизации дымовых газов в проектах АО «ТомскНИПИнефть».

По результатам исследования опубликовано 3 научных работы, перечень которых приведен в разделе «Список публикаций» настоящей выпускной квалификационной работы.

# 1 ОСНОВНОЙ РАЗДЕЛ

## 1.1 Обзор литературы

### 1.1.1 Общие сведения о проектах CCUS

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 [8]. Россия обладает самыми значительными лесными ресурсами в мире, но их улавливающая способность в связи с климатическими и географическими факторами локализации основного объема источников выбросов CO<sub>2</sub> является не достаточной.

Промышленный способ предполагает строительство установок по улавливаю диоксида углерода из атмосферы и размещение его с целью долгосрочного геологического хранения. Полная декарбонизация не возможна без прямого улавливания CO<sub>2</sub> промышленными способами. Технические проекты, связанные с промышленным способом декарбонизации, получили свое название – проекты CCUS.

CCUS (англ. Carbon Capture, Utilization and Storage technology — улавливание углерода, его утилизация и хранение) - это технология сокращения выбросов CO<sub>2</sub>, образующегося после сжигания природных видов топлив.

Проекты CCUS впервые начали развиваться в США с 1972 г. Первые 5 из них были направлены на улавливание CO<sub>2</sub> и закачку в нефтегазоносный пласт с целью увеличения нефтеотдачи [9]. Норвегия была первой европейской страной, которая реализовала проект Sleipner по улавливаю и утилизации CO<sub>2</sub> в специальном геологическом хранилище в Северном море (рис. 1). Активное развитие работ по CCUS в европейских странах пришлось на период 2000-2020 гг. За это время было реализовано около 60 действующих объектов. Наиболее проработанные и известные зарубежные проекты, реализованные в период до 2020 года, представлены на рис. 2.

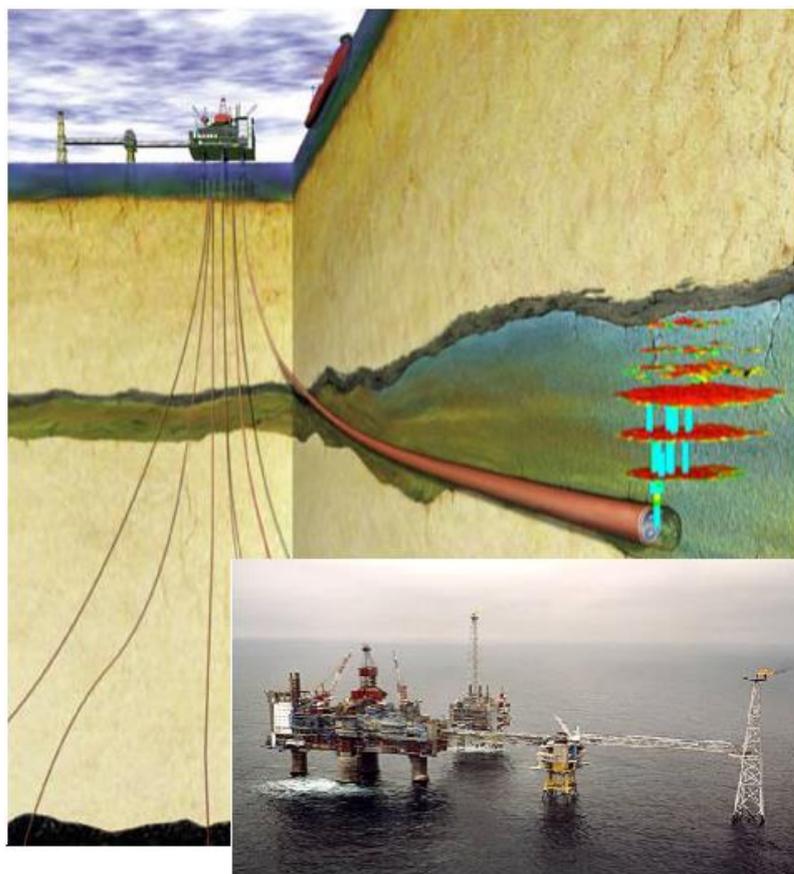


Рисунок 1 – Установка улавливания и захоронения CO<sub>2</sub> в Северном море (проект Sleipner, Норвегия)

**Project name**  
 – Plant owner  
 – Plant type  
 – CO<sub>2</sub> storage rate  
 – Rationale for investment

 Oil and gas processing plant  
 EOR storage

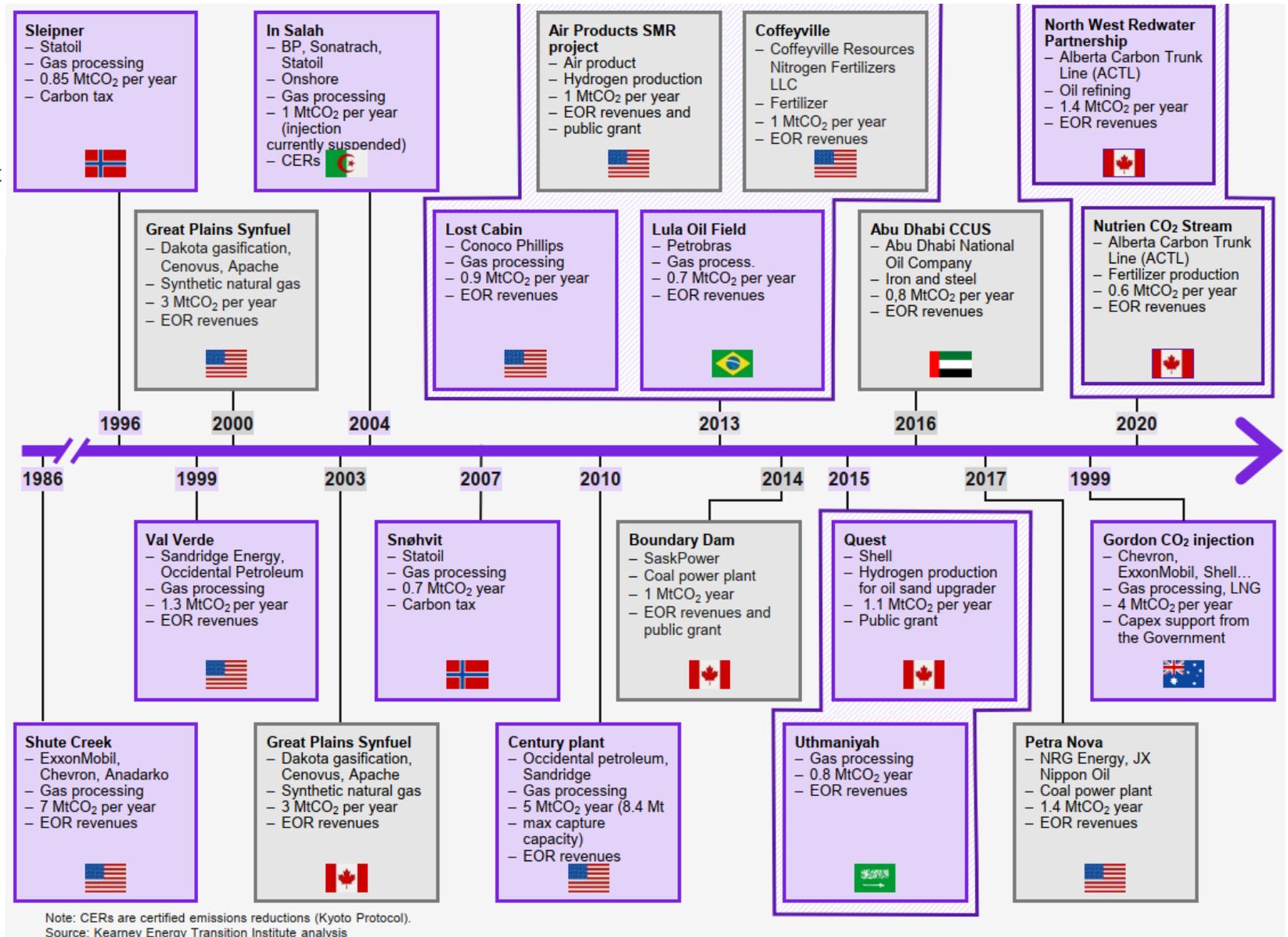


Рисунок 2 – Известные зарубежные проекты по улавливанию и захоронению CO<sub>2</sub>, реализованные за период до 2020 года

В настоящее время более 50 % действующих объектов CCUS в мире реализовано в Северной Америке, на втором месте находится Китай с показателем 14 % от общего числа. В Европе технологии по декарбонизации в основном разрабатываются в Великобритании и Норвегии. В Австралии находится одно из крупнейших действующих хранилищ (проект «Горгон»). В России на сегодняшний день отсутствует опыт разработки и промышленной реализации таких проектов [9].

CCUS состоит из четырех основных этапов (рис. 3) [8]:

**1 этап:** улавливание CO<sub>2</sub> из дымовых газов,

**2 этап:** подготовка CO<sub>2</sub>,

**3 этап:** транспорт CO<sub>2</sub>,

**4 этап:** утилизация CO<sub>2</sub>.

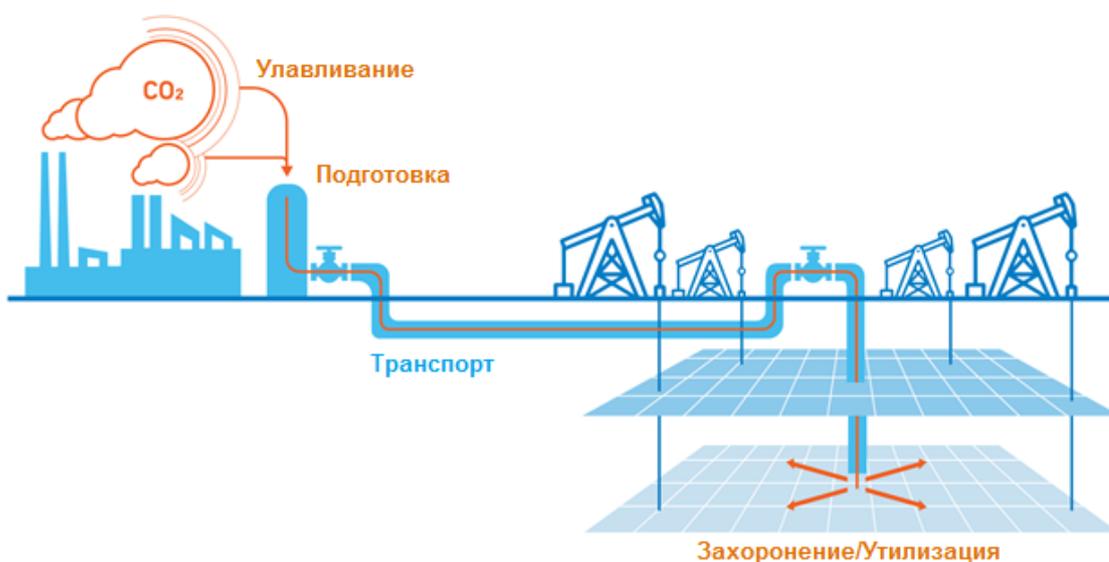


Рисунок 3 – Схема проекта CCUS с геологическим захоронением CO<sub>2</sub>

### 1.1.2 Улавливание CO<sub>2</sub> из дымовых газов

Первый этап заключается в выделении молекул CO<sub>2</sub> из состава дымовых газов. Это наиболее капиталоемкая часть проекта. Затраты на ее реализацию составляют около 70 % всех инвестиций [8].

В настоящее время доступны следующие технологии улавливания CO<sub>2</sub> (рис. 4).



Рисунок 4 – Технологии улавливания CO<sub>2</sub>

**1. Абсорбция** заключается в поглощении (химическом или физическом) жидкими растворителями молекул CO<sub>2</sub>. При этом требуются существенные затраты энергии в виде тепла или 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 (процессы селексол, ректизол, пуризол и др.). Регенерация абсорбентов происходит при повышенной температуре или при снижении давления;

**2. 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 физически задерживаются молекулы CO<sub>2</sub>. Регенерация адсорбентов также происходит при повышенной температуре или при снижении давления;

**3. Мембраны** (металлические, полимерные или керамические материалы) чаще используются 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. Кроме этого, эффективность мембранной технологии зависит от концентрации углекислого газа. При низкой концентрации CO<sub>2</sub> мембранная технология малоэффективна;

**4. Криогенный метод** с использованием низкой температуры для сжижения и отделения CO<sub>2</sub> от дымовых газов в сверхкритическом состоянии. Температура замерзания чистого CO<sub>2</sub> составляет 195,5 К при атмосферном давлении, что вызывает высокие эксплуатационные затраты;

**5. Альтернативные технологии** (находятся в экспериментальной стадии), включают в себя гибридные системы, которые могут сочетать несколько различных процессов, таких как электрохимические и химические циклы. Также известны разработки по использованию различных био-реакторов с микробактериями и водорослями, поглощающими CO<sub>2</sub> из дымовых газов.

Принципиальные различия описанных технологий иллюстрированы на рис. 5.

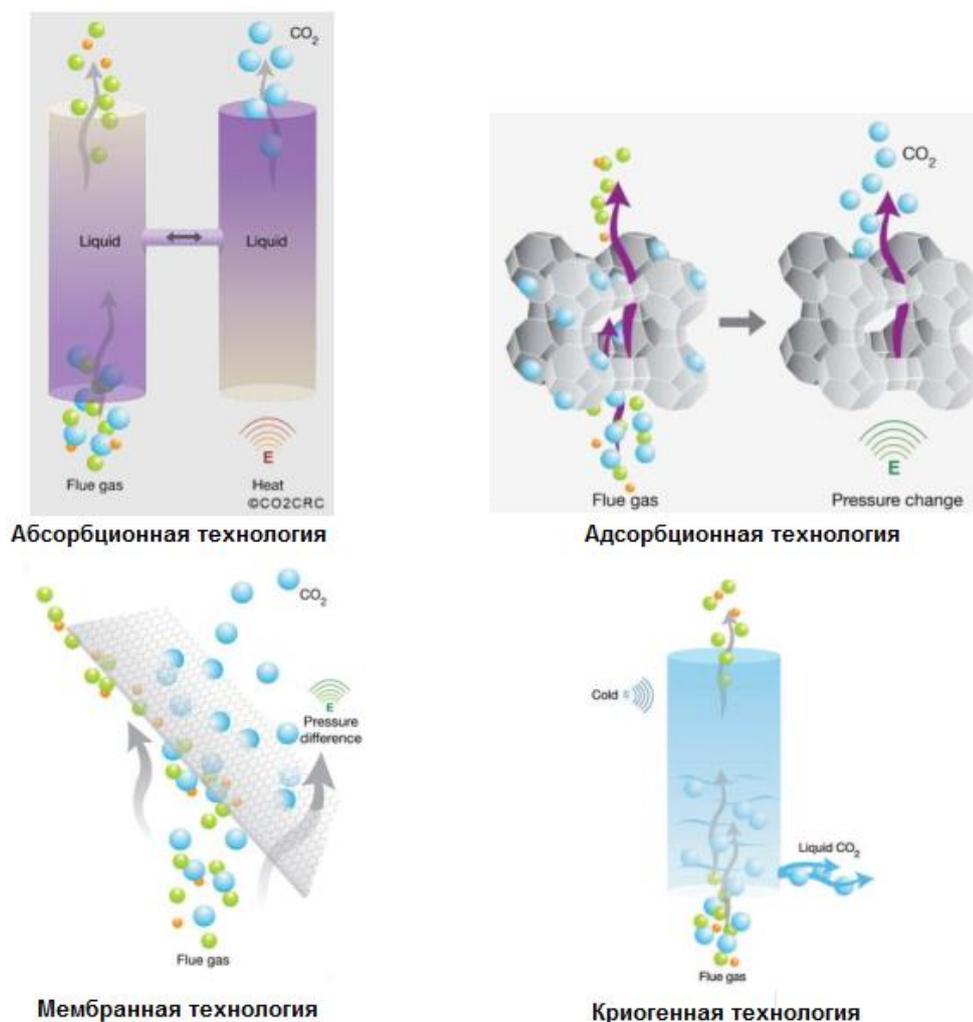


Рисунок 5 – Принципиальная разница в технологиях [9]

Достоинства и недостатки технологий улавливания углекислого газа представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Особенности технологий улавливания углекислого газа [9]

Наименование технологии	Достоинства	Недостатки	Уровень внедрения	Примечание
Абсорбция	- быстрая скорость реакции,	- коррозия оборудования,	Промышленное применение	Подходит для очистки дымовых газов

	- возможна высокая производительность, - большой выбор абсорбентов	- высокие энергетические затраты		
<b>Адсорбция</b>	- низкое энергопотребление, - стоимость улавливания CO <sub>2</sub> ниже, чем у абсорбции,	- низкая адсорбционная способность в дымовых газах	Пилотные установки	Подходит для очистки дымовых газов
<b>Мембраны</b>	- стабильная, устойчивая технология	- требует высокого давления потока дымовых газов, - требует высокой концентрации CO <sub>2</sub> в дым.газах	Пилотные/ промышленные установки	Не подходит для дымовых газов
<b>Криогенные методы</b>	- производство жидкого CO <sub>2</sub> , удобного для транспортировки и хранения, - не требуются растворители, - легко масштабируется	- высокоэнергетический метод, - эффективен при высокой концентрации CO <sub>2</sub> .	Экспериментальные установки	Не подходит для дымовых газов

Адсорбционно-абсорбционное улавливание является доминирующей технологией, но мембраны и криогенное улавливание имеют большой потенциал.

На сегодняшний день в нашей стране возможно уловить до 1,7 Гт выбросов диоксида углерода в атмосферу ежегодно (рис. 6) [9].

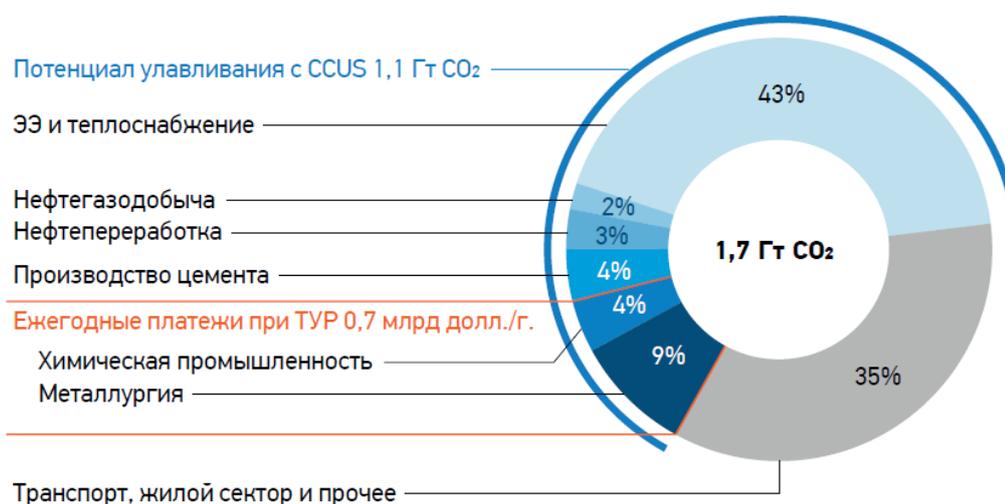


Рисунок 6 – Распределение выбросов CO<sub>2</sub> по отраслям в России

При этом большим стимулом по улавливаю обладают эмитенты углекислого газа, продукция которых идет на экспорт и попадает под действие грядущего трансграничного углеродного регулирования (ТУР). К ним относятся отрасли: черная металлургия, нефтегазохимия и производство алюминия. В перспективе в перечень облагаемых налогом отраслей возможно включение нефтепереработки по причине значительных выбросов производства.

### 1.1.3 Подготовка CO<sub>2</sub>

Второй этап предполагает подготовку углекислого газа перед транспортом (рис. 7). Процесс подготовки CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>.



Рисунок 7 – Этап 2 CCUS. Подготовка перед транспортом

### 1.1.4 Транспорт CO<sub>2</sub>

Третий этап предусматривает различные варианты транспортировки CO<sub>2</sub>, которые так же во многом похожи на транспорт природного газа: трубопроводный транспорт, морскими судами, ж/д и авто цистернами для перевозки СУГ. Особенности различных вариантов транспорта углекислого газа представлены в табл. 2.

Таблица 2 - Варианты транспортировки CO<sub>2</sub>

№ п/п	Вид транспорта	Особенности	Расстояние	Предварительная подготовка перед транспортом
1	Трубопроводный	Эффективен для больших объемов перекачки, высокие CAPEX, низкие OPEX.	большие	Сжатие до состояния сверхкритической жидкости.
2	Морской (танкеры)	Технически возможно транспортировать большие объемы, низкие CAPEX, высокие OPEX.	большие	Требуется строительство завода по сжижению CO <sub>2</sub> .
3	Ж/Д	Эффективен для небольших объемов CO <sub>2</sub> , низкие CAPEX, высокие OPEX.	большие	Требуется строительство завода по сжижению CO <sub>2</sub> .
4	Автотранспорт	Эффективен для очень малых объемов CO <sub>2</sub> , низкие CAPEX, высокие OPEX.	небольшие	Требуется строительство завода по сжижению CO <sub>2</sub> .

Трубопроводный транспорт является основным способом транспортировки больших объемов углекислого газа с целью утилизации и захоронения. На текущий момент 50 трубопроводов общей протяженностью 6600 км уже действуют в Северной Америке, ежегодно транспортируя более 60 млн. т CO<sub>2</sub> используемого в основном для повышения нефтеотдачи [10]. В мире протяженность трубопроводов углекислого газа составляет порядка 7 тыс. км, с диаметром труб до 921 мм [8], что сопоставимо с диаметром магистральных газопроводов.

Термобарические свойства диоксида углерода существенно более благоприятные для транспортировки, чем у природных газов и метанола.

В табл. 3 приведены физико-химические свойства углекислого газа.

Таблица 3 – Физико-химические свойства углекислого газа [61]

№ п/п	Свойство	Ед. изм.	Показатель
1	Молекулярный вес	г/моль	44,0059
2	Состав	%	С (27, 29 %), О (72,71 %)
3	Молярный объем	см <sup>3</sup>	44,7
4	Критическая температура	°С	31,1
5	Критическое давление	бар	73,9
6	Критическая плотность	кг/м <sup>3</sup>	467
7	Температура тройной точки	°С	-56,5
8	Давление тройной точки	бар	5,18
9	Температура кипения	°С	-78,5
10	Растворимость в воде	об./об.	1,716
11	Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	1,976
12	Удельный объем газа	м <sup>3</sup> /кг	0,506

При нормальном давлении и температуре ниже -78,5 0С углекислый газ переходит в твердое состояние (сухой лед). При температурах выше 31,1 °С и давлении свыше 73,9 бар диоксид углерода находится в сверхкритическом состоянии, обладая свойствами газа.

Жидкое состояние СО<sub>2</sub> называется «жидкая углекислота» или просто «углекислота». Углекислота может существовать при температуре -20 – 0 °С и давлении 30 – 50 атм, либо при температуре 0 – +30 °С и давлении 30 – 70 атм. Это позволяет перекачивать углекислый газ в жидком состоянии при невысоких давлениях, относительно давлений перекачки, свойственных для ПГ. К примеру, метан при заданных параметрах в основном находится в газообразном состоянии. Ряд экспертов отмечает [8] технологическую простоту транспортировки диоксида углерода в сжиженном или сверхкритическом состоянии по сравнению с транспортом чистой газовой фазой.

Кроме того, среднее расстояние между компрессорными и насосными станциями составляет около 300 – 400 км против 100 – 150 км при транспортировке ПГ [8].

Морская транспортировка  $\text{CO}_2$  является хорошей альтернативой трубопроводному транспорту, но в прибрежных регионах. В случае больших объемов перевозки этот вариант транспорта практически ничем не будет отличаться от транспортировки СУГ. Транспортировка СУГ танкерами осуществляется уже практически 70 лет, в этой области накоплен достаточный опыт, который можно применить для перевозки диоксида углерода.

В настоящее время по внутренним рекам Европы и омывающим ее морям малотоннажные суда грузоподъемностью до 1 тыс. т уже перевозят пищевой  $\text{CO}_2$  [8].

Автомобильный и железнодорожный транспорт являются малоперспективными для проектов CCUS. Эти виды транспорта целесообразны при небольших объемах  $\text{CO}_2$ .

### **1.1.5 Утилизация $\text{CO}_2$**

Четвертый этап охватывает две основные области использования уловленного диоксида углерода:

#### **1) Нефтегазовая отрасль:**

- захоронение в подземные геологические хранилища в глубоких водоносных горизонтах или истощенных нефтяных ловушках. Закачка  $\text{CO}_2$  в пласт осуществляется в сверхкритическом состоянии в жидкой фазе.
- закачка  $\text{CO}_2$  в нефтегазоносный пласт для увеличения нефтеотдачи (МУН).
- производство метанола.

#### **2) В промышленности:**

- химическая,
- пищевая,
- фармацевтическая,
- сельское хозяйство,
- металлургия.

Полный перечень способов утилизации  $\text{CO}_2$  представлен на рис. 8.



Рисунок 8 – Возможные способы утилизации CO<sub>2</sub> [10]

*Обозначение EOR – увеличение нефтеотдачи (МУН), «EOR – with storage» - МУН с хранением, позволяет закачивать большее количество CO<sub>2</sub> по сравнению с традиционным МУН*

### 1.1.5.1 Утилизация CO<sub>2</sub> в нефтегазовой отрасли

Наиболее распространенным из всех вариантов использования углекислого газа является его закачка в подземные хранилища. Варианты подземных хранилищ диоксида углерода представлены на рис. 9 [11].

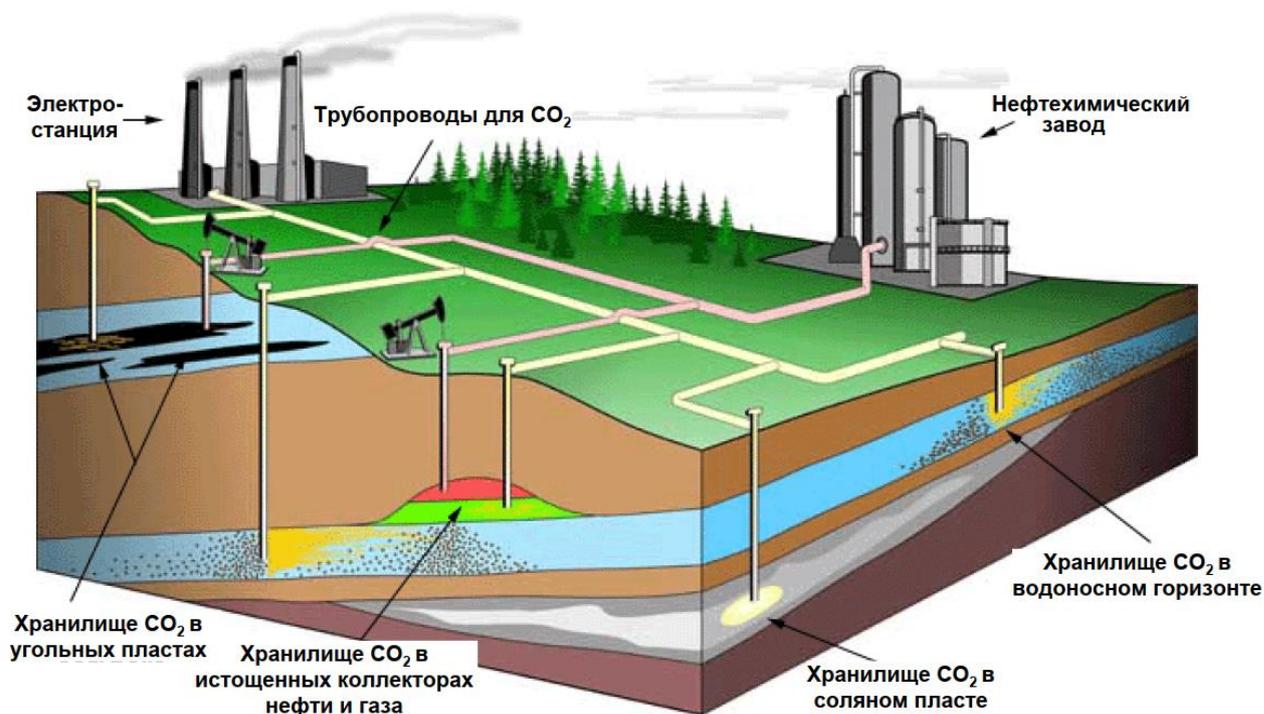


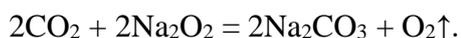
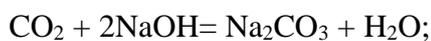
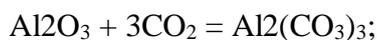
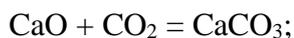
Рисунок 9 – Типы хранилищ для CO<sub>2</sub> [11]

При закачивании диоксида углерода в подходящие соленосные формации или нефтегазовые месторождения на глубины более 800 м различные физические и геохимические улавливающие механизмы не позволяют ему выйти на поверхность. Обычно основным физическим механизмом улавливания является наличие перекрывающей породы.

Хранение в угольном пласте может осуществляться в малых глубинах и основано на адсорбции CO<sub>2</sub> на угле, однако, техническая осуществимость в значительной степени зависит от проницаемости угольного пласта.

При закачке CO<sub>2</sub> в водоносный горизонт в пластовых условиях CO<sub>2</sub> взаимодействует с минералами, растворенными в подземных водах, образуя твердые не растворимые соли. Таким образом, газообразный диоксид углерода связывается и остается под землей.

Реакции взаимодействия углекислого газа с основными оксидами активных металлов и основаниями, растворенными в пластовой воде, описываются следующими уравнениями [11]:



В результате реакций образуются твердые карбонаты и гидрокарбонаты, связывающие газообразный  $\text{CO}_2$ .

Чаще всего в проектах CCUS рассматривается закачка углекислого газа в подземные «ловушки» для длительного геологического хранения. Этот метод считается наиболее простым, рациональным и безопасным [19]. Нужны геологические исследования по поиску таких «ловушек» и подготовка  $\text{CO}_2$  перед закачкой. Затраты на размещение углекислого газа для длительного хранения не имеют доходной части и не окупаются.

В тоже время перспективным является закачка в нефтеносный пласт в истощенные коллектора с целью МУН (рис. 10) За рубежом более 65 % уловленного  $\text{CO}_2$  используется именно для повышения нефтеотдачи [9].

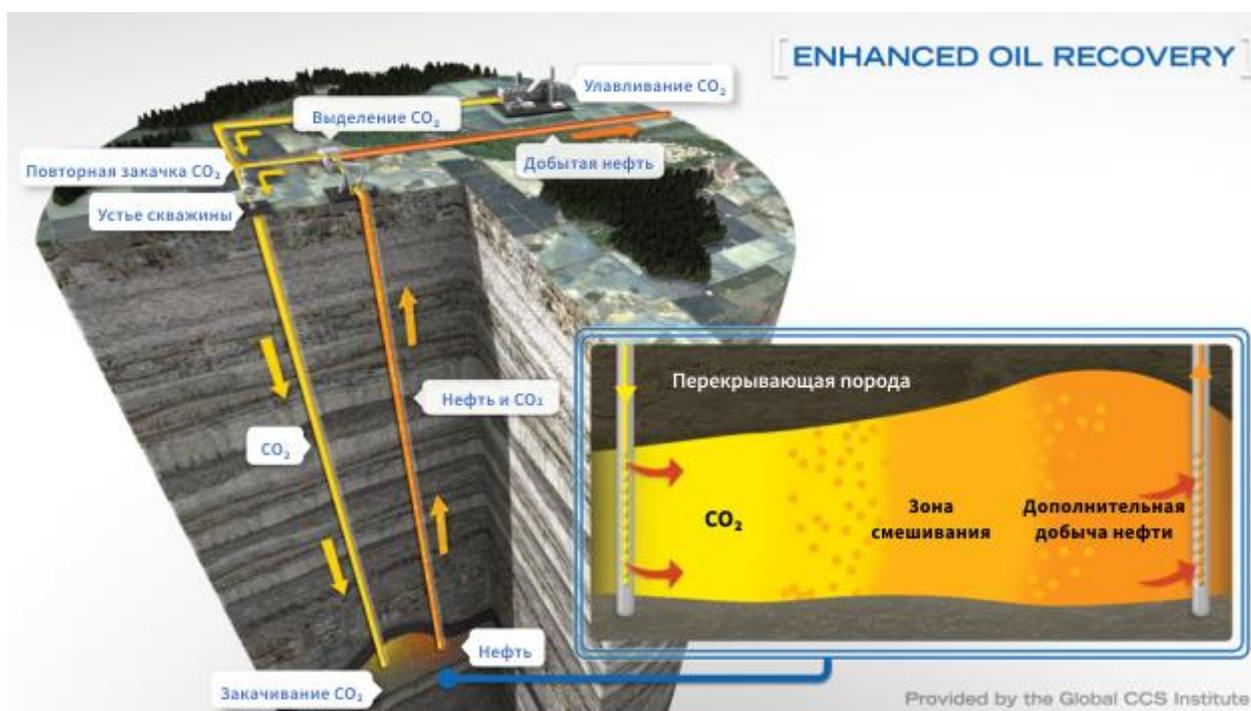


Рисунок 10 – Принцип увеличения нефтеотдачи за счет закачки  $\text{CO}_2$  в нефтегазоносный пласт [10]

Закаченный углекислый газ действует как растворитель, снижая вязкость тяжелых фракций нефти до 20-30 % (табл. 4) [12], а также способствует разрыву и отмывке плёночной нефти, которая покрывает зерна пород, уменьшая риск разрыва водной пленки. Образовавшаяся в результате этой реакции угольная кислота растворяет породы пласта или увеличивает их проницаемость. В результате капли нефти при низком межфазном натяжении становятся подвижнее, что позволяет дополнительно извлечь из пласта до 15 % залегающей нефти [12]. Такой метод интенсификации добычи нефти имеет высокий потенциал, поскольку легкоизвлекаемые запасы уже исчерпаны и ведутся разработки более сложных месторождений в отдаленных районах с суровым климатом.

Таблица 4 – Снижение вязкости нефти при закачке CO<sub>2</sub> [13]

Нефть	Давление, МПа	Температура, °С	Содержание CO <sub>2</sub> , % масс.	Вязкость, мПа · с
Экспериментальная скважина до обработки CO <sub>2</sub>	0,1	20,0	-	481,6
	0,1	25,7	-	330,9
	0,1	46,0	-	103,5
Экспериментальная скважина после обработки CO <sub>2</sub>	12,9	25,7	5	217,3
	12,9	25,7	20	76,9
	12,9	25,7	40	35,2

Метод повышения нефтеотдачи на основе технологии CCUS начал применяться в 70-х гг. прошлого столетия в США и позволяет извлекать дополнительные объемы нефти. Количество таких проектов растет с каждым годом [14, 15].

В России в 80-х годах XX века на месторождениях Самарской области был осуществлен крупный эксперимент по закачке CO<sub>2</sub> в нефтяные пласты с использованием нагнетательных скважин [15, 16]. Показатели реализации этого проекта приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Показатели проекта по закачке CO<sub>2</sub> в нефтяные пласты [17]

Параметры	Месторождение	
	Радаевское	Сергеевское
Пластовая температура, 0С	26,5	40,0
Пластовое давление, МПа	13,0	23,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	30,7	5,85
Длительность закачки	Около 6 лет	Около 3 лет
Фактическая закачка на 01.07.1989 г., тыс.т	787,2	73,8
Дополнительная добыча, тыс.т	218	17,7
Удельная эффективность т нефти/т CO <sub>2</sub>	0,28	0,23

В результате проведения опытно-технологических работ по закачке CO<sub>2</sub> на Радаевском (закачен наибольший объем CO<sub>2</sub>) и Сергеевском нефтяных месторождениях установлено, что данный метод обладает достаточно высокой технологической эффективностью: за счет CO<sub>2</sub> дополнительно было добыто 218 тыс. т нефти (0,28 т на 1 т закачанного реагента).

Несмотря на положительный экономический эффект, закачка диоксида углерода на Радаевском месторождении в конце 1989 г. была прекращена. Причиной завершения экспериментов было низкое качество строительства углекислотопровода, что привело к его аварийному состоянию и проблемам с доставкой CO<sub>2</sub> [18].

Стоит отметить, что динамика роста МУН за счет закачки углекислого газа сильно связана с ценами на нефть, что делает не предсказуемыми ее перспективы. Кризис COVID-19 и резкое падение цен на нефть в марте и апреле 2020 г. внесли неопределенность на рынке и поставили под угрозу развитие проектов CCUS.

Проекты по закачке углекислого газа с целью МУН являются очень сложными с технической точки зрения, требуют высокой изученности месторождения (отчасти поэтому применяются на месторождениях с падающей добычей или выработанными запасами), а также значительных денежных ресурсов, большая часть которых требуется на бурение новых скважин.

Также необходимо обратить внимание на то, что со временем углекислого газа для закачки в пласт требуется все меньше. Часть газа отделяется от нефти на месторождении и подвергается обратной закачке. По мере насыщения пласта газом его отбор из трубопровода будет замедляться, а высвобождаемый объем CO<sub>2</sub> может быть направлен на прилегающие месторождения. Программа разработки проекта предполагает, что оптимальным временем для начала закачки является 2-5 лет после прекращения добычи месторождения на плато. Для выполнения подобных проектов, конечно, требуется высокий профессионализм, выполнение технических условий, а также наличия опыта.

При этом потенциал проектов CCUS с целью МУН в России огромный. По предварительным расчетам, представленным компанией Rystad, в России насчитывается около 930 месторождений, потенциально подходящих для интенсификации добычи закачкой углекислого газа. В тоже время потенциальный объем CO<sub>2</sub>, который может быть утилизирован в пластах, оценивается около 11,8 Гт [17]. Это примерно равно годовым выбросам всего Китая. Однако, потенциал утилизации по одному отдельному месторождению низкий, примерно 13 млн. т CO<sub>2</sub>. Из чего следует, что при реализации подобных проектов необходимо разработать комплексный (кластерный) подход.

Кроме закачки CO<sub>2</sub> в пласт с целью долгосрочного геологического хранения или в качестве МУН, целесообразно его использовать для получения метанола.

Метанол используется в производстве большого количества органических химикатов, в частности формальдегида, метил-трет-бутилового эфира (МТБФ), уксусной кислоты, метилметакрилата (ММ) и диметилтерефталата.

Он также находит применение в качестве топлива, для которого он имеет значительный потенциал. Метанол широко используется при добыче нефти и газа в качестве ингибитора гидратообразования.

Распространен процесс получения метанола из ПГ и ПНГ через промежуточный «синтез-газ». В то время как  $\text{CO}_2$  можно напрямую извлекать из дымовых газов и использовать для производства метанола по следующей химической реакции:



При реакции углекислого газа с водородом возможно также получение метана или муравьиной кислоты, которые имеют широкое применение.

### 1.1.5.2 Использование $\text{CO}_2$ в промышленности

Применение углекислого газа в различных областях промышленности связано с химическими и физическими свойствами вещества. Он не горит, не опасен в минимальных концентрациях для человека и животных и является основным компонентом для жизнедеятельности растений [18].

В химической промышленности:

- Участвует в синтезе химикатов и азотных удобрений (карбамида);
- Регулирует теплу химических реакций;
- Нейтрализует щелочи;
- Может восстанавливаться до метана;

В металлургии:

- Осаждение отходящего дыма;
- Регулирует направления течения воды при отводе шахт;
- Неоновые лазеры.

В производстве бумаги:

- Регулирует водородный показатель в древесной массе или целлюлозе;
- Усиливает мощности производственных машин.

Особую роль в промышленной индустрии играет сухой лед. Он применяется как:

- Источник охлаждения в морозильных камерах при перевозках;
- Охлаждение при затвердевании сплавов;
- Очистка сухим льдом оборудования (криобластинг).

Прочее применение углекислого газа:

- В сельском хозяйстве. Углекислый газ и солнечный свет являются отличными удобрениями для любых растений. Распыление газа в парнике или теплице увеличивает урожайность в 2-3 раза. Он ускоряет фотосинтез и улучшает обменные процессы в растительных клетках.
- В медицине служит для создания атмосферы, близкой к реальной, при проведении операций на органах. Он применяется как стимулятор для восстановления дыхания пациента и при введении его в наркоз.
- Диоксид углерода может применяться и в криодеструкции, в качестве заморозки. При удалении бородавок и родинок он вызывает холодные ожоги, не оставляя шрамов от скальпеля и швов.
- Пищевая промышленность. Используется как консервант и разрыхлитель теста. Добавляется в напитки, делая их газированными. Уберегает муку, сухофрукты, арахис от насекомых, не влияя на их качество.
- Защита окружающей среды. Регулирует показатель водорода в стоках;
- При сварке. Защищает металл от нагрева и окисления, обтекая электрическую дугу.
- Приборы и оборудование. Охлаждает оборудование и агрегаты без разбора на модули, выступает как абразивный элемент прочистки;
- Для создания давления в пневматическом оружии.
- Применение углекислого газа особенно востребовано в системах пожаротушения. Он заполняется в углекислотные газовые огнетушители и при возгорании позволяет изолировать очаг пожара от источника кислорода. Горение не может долго продолжаться без подпитки воздухом, а газификация углекислотой не даст ему проникнуть к огню.

## 1.2 Описание схемы хемосорбционной очистки дымовых газов от диоксида углерода

Для очистки углеводородных газов от диоксида углерода широко распространены алканоламиновые процессы с применением в качестве абсорбентов водных растворов аминов: моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА), метилдиэтаноламина (МДЭА), дигликольамина (ДГА) и др. Эти процессы основаны на хемосорбционном взаимодействии абсорбентов с диоксидом углерода с образованием легко разлагаемых при нагревании водорастворимых солей. Максимальная поглотительная способность водных растворов химических абсорбентов ограничена стехиометрией. Процессы химической абсорбции характеризуются высокой избирательностью по отношению к кислым компонентам и позволяют достигать высокой степени очистки газа от  $\text{CO}_2$ .

Известны две принципиальные схемы промышленных хемосорбционных установок:

- 1) с однократным использованием абсорбента (т.е. десорбция поглощённых компонентов не производится);
- 2) с многократным использованием абсорбента (т.е. с регенерацией абсорбента десорбцией).

Схемы с однократным использованием абсорбента (рис. 11) применяют, когда продуктом абсорбции является газовая смесь, очищенная от абсорбтива, поэтому извлечение абсорбтива из абсорбента не требуется. Схемы с однократным использованием абсорбента часто применяются при очистке газов от вредных примесей. При этом поглотитель должен быть недорогим, а концентрация поглощаемых примесей незначительной. Тогда использованный поглотитель можно не десорбировать, а применять для каких-то иных целей или сбрасывать его как отход (если это допустимо по санитарным нормам).

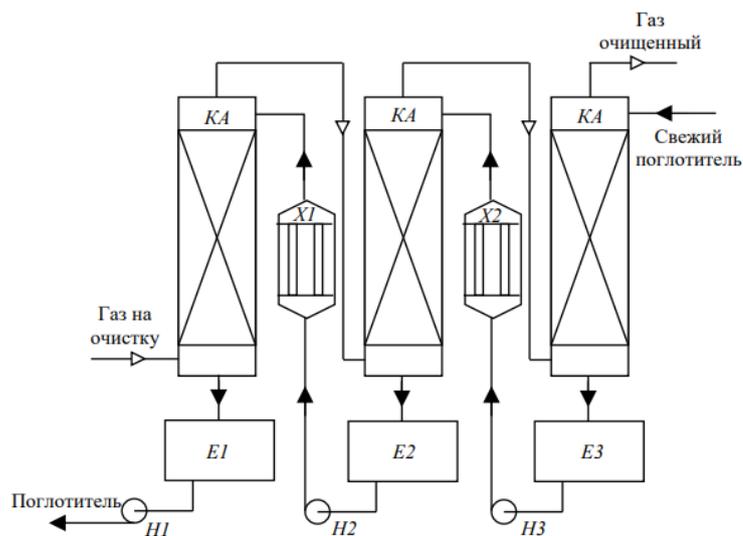


Рисунок 11 - Противоточная многоступенчатая абсорбционная установка с последовательным соединением абсорберов и промежуточным подогревом: КА – колонны абсорбционные, X – холодильники, E – ёмкости, Н – насосы

Схемы с многократным использованием абсорбента применяют в промышленности намного чаще. На рис. 12 представлена схема абсорбционной установки с десорбцией абсорбента и его рециркуляцией. Десорбция осуществляется в противоточной насадочной колонне путём повышения температуры и понижения давления.

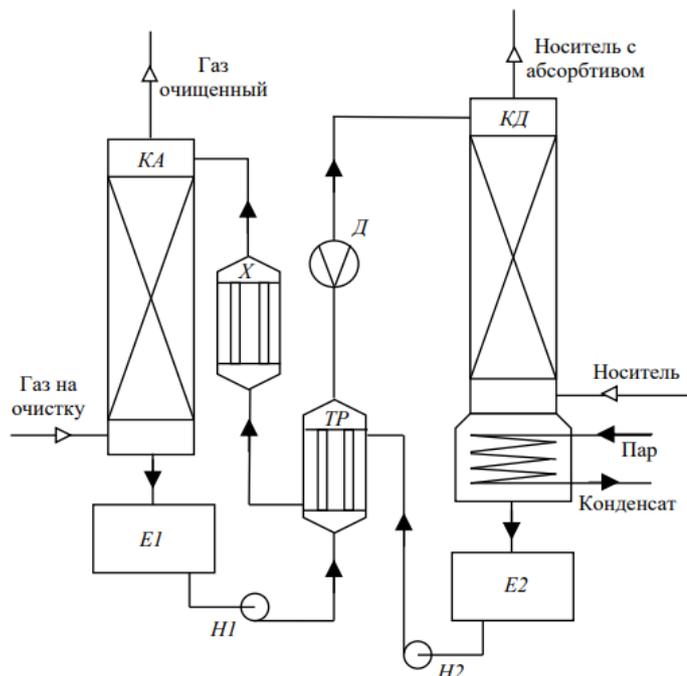


Рисунок 12 - Одноступенчатая абсорбционная установка с регенерацией абсорбента: КА – колонна абсорбционная, КД – колонна десорбционная, Д – дроссель, TP – теплообменник - рекуператор, X – холодильник, E – ёмкости, Н – насосы



(регенератор) – в нем происходит регенерация (очистка) амина при высокой температуре и давлении, близком к атмосферному, отделение  $\text{CO}_2$  и его утилизация.

Предварительно охлажденный с помощью АВО до температуры  $45\text{ }^\circ\text{C}$  исходный поток дымовых газов (рис. 13), в составе которого преимущественно содержатся  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{CO}_2$  направляется в нижнюю часть абсорбера.

Абсорбер состоит из 20 теоретических тарелок. В абсорбере газ орошается сверху водным раствором амина с температурой  $45\text{ }^\circ\text{C}$ .

Из верхней части абсорбера выходит очищенный от углекислого газа поток «Очищенные дымовые газы» в составе которого остается преимущественно  $\text{N}_2$  и  $\text{O}_2$ .

Из нижней части абсорбера насыщенный  $\text{CO}_2$  амин с температурой  $40\text{-}50\text{ }^\circ\text{C}$  поступает в сепаратор для разгазирования, затем в рекуперативный теплообменник, где нагревается до температуры  $95\text{-}99\text{ }^\circ\text{C}$  регенерированным раствором амина, идущим противотоком с десорбера. Из теплообменника парогазовая смесь поступает в десорбер на регенерацию.

Регенератор состоит из 20 теоретических тарелок, работает при давлении, близком к атмосферному, и температуре низа колонны около  $110\text{-}130\text{ }^\circ\text{C}$ . Тепло, необходимое для регенерации амина подводится в ребойлере десорбера. В верхней части колонны расположен конденсатор, охлаждающий отделившийся  $\text{CO}_2$  до температуры  $45\text{-}55\text{ }^\circ\text{C}$  оборотной водой. Углекислый газ, пары воды и незначительное количество азота и кислорода (табл. 6) отводятся сверху колонны в потоке «Уловленный  $\text{CO}_2$ » на утилизацию (закачку в подземные хранилища, в качестве сырья для производства метанола, в биореакторы с водорослями и др.).

Из куба колонны регенератора выходит регенерированный амин с температурой порядка  $110\text{-}130\text{ }^\circ\text{C}$ , проходит через теплообменник и нагревает насыщенный амин на входе в десорбер. Затем происходит восполнение потерь амина до заданной концентрации на элементе «Подпитка» (рис. 13), его охлаждение в теплообменнике до температуры амина на входе в абсорбер ( $45\text{ }^\circ\text{C}$ ), далее свежий амин вновь подается в верхнюю часть колонны абсорбера на орошение дымовых газов и поглощение из них  $\text{CO}_2$ .

### 1.3 Обоснование выбора амина

Важной задачей, влияющей на эффективность протекания процесса хемосорбционного взаимодействия амина с углекислым газом в абсорбере, является подбор состава, концентрации и расхода амина.

К настоящему времени проведены исследования по подбору наиболее эффективного абсорбента для улавливания  $\text{CO}_2$  из углеводородных газов, получены патенты на изобретения [21-23].

В промышленных масштабах из химических абсорбентов нашли широкое применение алканол амины: первичные – МЭА, вторичные – ДЭА и третичные – МДЭА, ДИПА, а также растворы щелочи, растворы солей щелочных металлов (поташная очистка – 25-30 %-ный водный раствор  $\text{K}_2\text{CO}_3$  или  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) и очистка раствором гидроксида железа  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ . Первичные и вторичные амины, в отличие от третичных, способны вступать в непосредственное взаимодействие с  $\text{CO}_2$  с образованием карбамата (соли карбаминовой кислоты).

**МЭА.** Для селективного поглощения  $\text{CO}_2$  из газов чаще всего используется водный раствор моноэтаноламина (МЭА) с массовой концентрацией не более 30 %, который доступен в РФ и обладает приемлемой стоимостью по сравнению с другими аминами [24]. Очистку газов с использованием МЭА рекомендуется применять при парциальном давлении  $\text{CO}_2$  не выше 0,6-0,7 МПа [52]. Ограничения по предельной концентрации МЭА связаны с его высокой вязкостью и подверженностью пенообразованию, что может приводить к нестабильной работе колонны абсорбера, захлебыванию тарелок. Поэтому при использовании МЭА рекомендуется выбирать межтарельчатое расстояние в колонне абсорбера не менее 600 мм, что существенно увеличивает высоту колонны и ее общую металлоемкость. Стоит отметить, что колонны, используемые для очистки дымовых газов, отличаются существенно большими геометрическими размерами по сравнению с колоннами в классической схеме аминовой очистки ПГ и ПНГ от кислых примесей. Это вызвано, во-первых, значительными расходами дымовых газов с крупных ГТЭС. Во-вторых, необходимостью эксплуатации колонн в нестандартных условиях, снижающих эффективность ее работы (высокая температура, низкое входное давление, низкая концентрация  $\text{CO}_2$ ).

Температурные условия регенерации растворов МЭА ограничены, с одной стороны, достаточно высоким давлением насыщенных паров (высокие потери при испарении), ускорением побочных реакций и, с другой, - трудной регенерируемостью. Этим

обусловлена относительно высокая остаточная концентрация кислых компонентов в регенерированном растворе МЭА.

**ДГА (Способ «Эконамин»).** Водный раствор дигликолямина (ДГА) с содержанием 60-65 %. Разработан фирмой «Флюор». Процесс рекомендуется применять при содержании кислых газов в исходном сырье 1,5-8%.

ДГА обеспечивает тонкую очистку газа от  $H_2S$  и  $CO_2$ . При взаимодействии ДГА с  $CO_2$ ,  $COS$ ,  $CS_2$  и меркаптанами образуются легко регенерируемые соединения. По сравнению с МЭА и ДЭА ДГА обладает существенно более высокой способностью извлекать меркаптаны. Использование ДГА вместо МЭА позволяет снизить расход абсорбента и теплоэнергетические затраты.

Недостатком ДГА является его высокая стоимость и сравнительно большие потери при эксплуатации. Кроме этого, ДГА является импортным и дорогостоящим реагентом с большим сроком поставки. ДГА постепенно деградирует в присутствии  $CO_2$  в очищаемом газе, в отличие, например, от третичных аминов. В частности, в процессе взаимодействия ДГА с  $CO_2$  образуются термостабильные соли [57]. Кроме этого, ДГА мгновенно вступает в необратимые реакции с некоторыми примесями в очищаемом газе, например, с  $COS$ , отчего быстро деградирует в присутствии таких примесей (в отличие от вторичных и третичных аминов). Последние два недостатка ДГА обусловлены тем, что по своей химической структуре он является первичным амином со всеми характерными для первичных аминов химическими свойствами.

**ДЭА.** Применяется водный раствор ДЭА с содержанием 25-30 % масс. Очистка газов с применением растворов ДЭА рекомендуется при парциальном давлении кислых компонентов более 0,4 МПа, а также при наличии в газе  $COS$  и  $CS_2$  [52].

Скорость реакций ДЭА ниже, чем МЭА, кроме того, продукты реакции ДЭА с  $COS$  и  $CS_2$  практически полностью гидролизуются до  $H_2S$  и  $CO_2$ . Поэтому растворы ДЭА обеспечивают тонкую очистку газа в присутствии  $COS$  и  $CS_2$ . ДЭА химически стабилен в условиях очистки газа, сравнительно легко регенерируется и имеет низкое давление насыщенных паров. Раствор ДЭА вспенивается в меньшей степени, чем раствор МЭА, т.к. и абсорбция, и десорбция проводятся при относительно более высокой (на 10-20 °С) температуре, чем при работе с раствором МЭА.

Наиболее важными преимуществами являются:

- обеспечение тонкой очистки газов в присутствии  $COS$ ,  $CS_2$ ;
- легкое регенерирование насыщенного абсорбента вследствие меньшей прочности химических связей образующихся соединений;

- ДЭА имеет более низкое давление насыщенных паров, чем МЭА, что обеспечивает меньшие потери с кислым газом в десорбере;

- абсорбция проводится на 10-20°C выше, чем в МЭА, что позволяет предотвратить вспенивание раствора при очистке газа с повышенным содержанием тяжелых УВ.

Главными недостатками, сдерживающими применение ДЭА в процессах декарбонизации дымовых газов, являются более низкая поглотительная способность раствора по  $\text{CO}_2$ , в сравнении с МЭА, повышенные тепловые нагрузки при регенерации абсорбента. В связи с высокими температурами регенерации скорость деструктивного разложения ДЭА составляет около 7% в год, что приводит к необходимости периодической замены раствора, очистки его от примесей методом вакуумной перегонки, а также обуславливает высокий удельный расход абсорбента.

**МДЭА/ДЭА.** Целям улучшения технико-экономических показателей процесса очистки от кислых примесей за счет сокращения эксплуатационных затрат служит модификация ДЭА-способа с использованием водного раствора смеси МДЭА и ДЭА. Установлено, что оптимальное содержание ДЭА в смеси составляет 30-50 %. Использование смешанного поглотителя позволяет в 1,5-2,0 раза снизить удельное орошение по сравнению с чистым раствором ДЭА, а также варьировать соотношение ДЭА/МДЭА в поглотительном растворе в зависимости от поставленной задачи по степени очистки газа.

Кроме того, использование в смеси абсорбентов до 50-70 % значительно менее коррозионно-активного МДЭА также благоприятствует экономике процесса в целом.

**ДИПА.** Применяется ДИПА в водном растворе с содержанием до 40 %. ДИПА-процесс протекает в основном при очистке газа под давлением от 490 кПа до 2,45 МПа, содержащего до 5,5 %  $\text{CO}_2$  и от 0,5 до 15% сероводорода, при температуре процесса 35-60 0С. Расход тепла составляет 5,44 – 9,65 МДж/м<sup>3</sup> кислого газа.

Вследствие того, что парциальное давление углекислого газа над раствором ДИПА выше, чем над раствором МЭА, ДИПА регенерируется глубже и при более низкой температуре, чем МЭА. За счет снижения температуры кипения существенно облегчаются условия регенерации ДИПА, кроме того, уменьшаются флегмовые числа. В результате чего уменьшается расход тепла, поверхность теплообмена (благодаря снижению температуры регенерации), а также скорость побочных реакций [37]. Потери ДИПА при регенерации примерно вдвое меньше, чем МЭА. При ДИПА-процессе практически отсутствует коррозия аппаратуры, в отличие от применения МЭА. Расходы на ремонт составляют 2-3 % первоначальной стоимости оборудования.

Однако, активность раствора ДИПА по отношению к  $\text{CO}_2$  ниже, чем раствора МЭА. Существенным недостатком ДИПА является его высокая стоимость [56].

**ТЭА.** В отличие от первичных и вторичных аминов ТЭА абсорбирует  $\text{CO}_2$  физически. Позволяет резко снизить парциальное давление  $\text{CO}_2$  в газе при контакте с раствором ТЭА. Процесс регенерации осуществляется ступенчатым испарением. Растворы ТЭА (45-53 % масс.) характеризуются низкой абсорбционной способностью по отношению к УВ. В этом состоит главное достоинство ТЭА как абсорбента  $\text{CO}_2$  при низком содержании  $\text{H}_2\text{S}$  в газе. В дальнейшем рекомендуется газ подвергать доочистке с применением алкацидного способа.

Способ очистки газов ТЭА применяется в Людвингсхавене (Германия) для снижения содержания  $\text{CO}_2$  в синтез-газе от 33,7 до 2,0 % об. при содержании  $\text{H}_2\text{S}$  0,1 % об. и при давлении 7 МПа. Применение водного раствора ТЭА для извлечения  $\text{CO}_2$  при низкой концентрации его в дымовых газах не эффективно. Потребуется дополнительная доочистка.

**МДЭА.** Современным решением считается использование водного раствора метилдиэтанолamina (МДЭА) с концентрацией 20-50 % [35- 37].

МДЭА имеет низкое давление насыщенных паров. МДЭА является самым устойчивым к термической деструкции среди всех алканолamines. У МДЭА нет атома водорода, присоединенного к азоту, благодаря чему он не способен непосредственно взаимодействовать с углекислым газом с выделением карбамата. Реакция с углекислотой может протекать лишь при растворении  $\text{CO}_2$  в воде с образованием бикарбоната. После чего последний взаимодействует с амином.

Растворы МДЭА легче регенерируются. Растворы МДЭА по сравнению с МЭА менее коррозионноактивны, меньше подвержены деструктивному термическому разложению, требуют меньше энергии для регенерации и позволяют использовать более высокое насыщение по кислым компонентам [53]. Однако кинетика абсорбции  $\text{CO}_2$  при взаимодействии с водным раствором МДЭА не обеспечивает требуемую степень очистки дымовых газов, т.к. МДЭА селективно взаимодействует с  $\text{H}_2\text{S}$  в присутствии незначительного количества  $\text{CO}_2$  [25, 38].

В 1986 г. МДЭА впервые был испытан на 12 блоке Мубарекского ГПЗ для очистки малосернистого природного газа с месторождения Зеварды (0,07 %  $\text{H}_2\text{S}$ , 4,1 %  $\text{CO}_2$ ) на линии производительностью 125 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Проскок  $\text{CO}_2$  в товарный газ составил 50–55 %, при этом кратность циркуляции амина сократилась в два-три раза по сравнению с ДЭА. Степень насыщения амина кислыми газами составляла 0,43–0,52 моль/моль (для ДЭА) и 0,42–0,79 моль/моль (для МДЭА) [54].

В азотной промышленности увеличение селективности МДЭА по отношению к  $\text{CO}_2$  достигается за счет добавления присадки пиперазина в количестве 4-6 % [26]. В качестве активатора также применяют имидазол или метилзамещенный имидазол [55] или первичные и вторичные алканоламины [39]. Ввод незначительного количества пиперазина с массовой концентрацией около 5 % существенно повышает поглотительную способность МДЭА по  $\text{CO}_2$  и позволяет сократить расход амина в схеме [37].

Сокращение расхода амина в схеме благоприятно сказывается на эксплуатационных расходах на установку. Во-первых, снижаются затраты электроэнергии на перекачку амина. Во-вторых, достигается существенная экономия энергии в ребойлере десорбера, необходимая для повышения температуры до температуры регенерации амина. По некоторым данным [27] экономия, которую удается достичь при использовании МДЭА с добавлением присадок в качестве абсорбента  $\text{CO}_2$  взамен распространенного МЭА составляет как минимум 25 %.

В результате серии расчетных исследований на разработанной в ПО Aspen Hysys модели в качестве абсорбента был подобран водный раствор МДЭА с концентрацией 42 % с добавлением присадки пиперазина с концентрацией 5%, который позволяет достичь заданной степени извлечения  $\text{CO}_2$  не менее 90 %

Опыт использования аминовых абсорбентов позволил выявить достоинства и недостатки каждого.

Общими недостатками этих процессов являются:

- большие энергозатраты (около 70 %) на регенерацию абсорбента и получении тепла;
- коррозионная активность алканоаминов.

Решением этих проблем является добавление в раствор этаноламинов ингибиторов коррозии в пределах защитной концентрации, что позволяет уменьшить циркуляцию абсорбента, то есть сократить энергозатраты на перекачку, повысить производительность установки, снизить скорость коррозии оборудования.

## 1.4 Обсуждение методов и результатов исследования

Одним из действенных и наименее затратных способов повышения энергетической эффективности процесса хемосорбционной очистки дымовых газов от диоксида углерода является настройка параметров работы установки аминовой очистки. В России достаточно хорошо изучена и апробирована технология очистки только углеводородных газов с применением аминов. За рубежом имеется опыт применения аминовой очистки для улавливания диоксида углерода из дымовых газов угольных электростанций [28]. Однако, дымовые газы, образующиеся после сжигания ПГ и ПНГ на месторождениях, характеризуются низкой концентрацией  $\text{CO}_2$  (порядка 2-5 % об.) и высокой концентрацией  $\text{O}_2$  (около 12-18 % об.). Для сравнения, концентрация  $\text{CO}_2$  в дымовых газах угольных электростанций может достигать до 20 % об., а концентрация  $\text{O}_2$  всего около 5 % об. [29, 30].

Высокая концентрация кислорода в дымовых газах является крайне нежелательным для установки аминовой очистки, т.к. приводит к коррозии технологического оборудования и вызывает деградацию амина, ухудшает его поглотительную способность. Предпочтительным является содержание кислорода в дымовых газах не более 1,5-3 % [31]. Низкая концентрация углекислого газа обуславливает малую эффективность процесса поглощения диоксида углерода амином, что ведет к росту энергетических затрат установки [29].

По причине низкой концентрации углекислого газа в составе исходного потока в работе не рассматриваются физические методы очистки дымовых газов. Физические абсорбенты, как правило, эффективны при высокой концентрации кислых газов и высоком парциальном давлении. Парциальное давления  $\text{CO}_2$  в дымовых газах низкое.

Помимо специфичного состава дымовых газов, их также отличает высокая температура около 140-180 °С после котлов утилизаторов ГТЭС и 450-550 °С без применения котлов-утилизаторов. При этом рекомендуемая температура работы абсорбера должна составлять не более 45-50 °С. Превышение этого значения вызывает потери амина вследствие его испарения, а также приводит к смещению равновесия реакции (1) взаимодействия амина с углекислым газом в сторону выделения  $\text{CO}_2$ , что не позволяет достигать заданной степени извлечения диоксида углерода из дымовых газов. И наоборот, более низкая температура обеспечивает лучшие условия поглощения диоксида углерода в абсорбере, что повышает этот показатель и приводит к возможности снижения расхода амина в схеме.

Степень извлечения – это один из ключевых параметров работы установки, характеризующий эффективность ее работы. Он определяется отношением мольного расхода  $\text{CO}_2$  в насыщенном амине к мольному расходу  $\text{CO}_2$  во входном потоке дымовых газов. Желательно, чтобы степень извлечения была не ниже 90 %.

В связи с ограничением по входной температуре в схеме очистки дымовых газов (рис. 14) предусмотрен аппарат воздушного охлаждения (АВО), понижающий температуру дымовых газов до приемлемого значения, что приводит к увеличению эксплуатационных энергетических затрат. Поиск оптимального значения входной температуры дымовых газов является одной из задач данной выпускной работы.

Кроме этого, дымовые газы, в отличие от углеводородных, характеризуются низким давлением, близким к атмосферному. В то время как, диапазон эффективной работы колонны абсорбера составляет 2-7 МПа, согласно реакциям (1). Логичным решением видится повышение давления входного потока дымовых газов перед установкой при помощи компрессоров. Однако, компримирование значительных объемов дымовых газов с атмосферного давления до 2-7 МПа приводит к существенному росту энергетических затрат и необходимости еще более охлаждать входной поток после компримирования. В связи с этим вызывает интерес исследование влияния входного давления дымовых газов на общую экономичность установки и степень извлечения  $\text{CO}_2$  из дымовых газов.

В ходе исследования на разработанной модели в ПО Aspen Hysys было отмечено, что расчет схемы в условиях низкого входного давления и незначительной концентрации  $\text{CO}_2$  в стандартном модуле Acid Gas ПО Aspen Hysys выполняется некорректно. Данный модуль предполагает идеальное смешение на тарелках абсорбера и не рассчитывает реальный покомпонентный КПД на тарелках. Покомпонентный КПД на тарелках можно задавать вручную, на основе экспериментальных или заводских данных, увеличивая тем самым точность расчетов. Однако в России к настоящему времени нет ни одного реализованного проекта CCUS, отсутствуют объекты-аналоги. В связи с этим нет возможности корректно задать в расчетном модуле Acid Gas ПО Aspen Hysys реальную эффективность работы тарелок и приблизить расчетную модель установки аминовой очистки к действительным значениям. Кроме того, жестко заданная вручную эффективность тарелок колонны абсорбера при изменении условий эксплуатации установки с течением времени не позволит правильно спрогнозировать изменение ее производительности.

Для моделирования взаимодействия амина с низкой концентрацией диоксида углерода при атмосферном давлении представителями службы консалтинговой поддержки Hysys было рекомендовано использовать дополнительный модуль Rate-Based Distillation, не входящий в базовую лицензию продуктов Aspen [32], который позволяет выполнять

моделирование на основе скорости тепломассопереноса. Преимущество такого метода заключается в том, что оборудование можно проанализировать полностью, не прибегая к рассмотрению отдельных ступеней взаимодействия, эффективности тарелок колонны и высоты насадочных устройств. Модуль Rate-Based Distillation учитывает неравномерность распределения компонентов на границе фаз, градиент движущей силы тепломассопереноса (диффузию молекул, участвующих в химической реакции). Он преобразует равновесную модель идеального смешения на тарелке в несколько последовательных зон идеального смешения с градиентом теплосодержания, отличными концентрациями компонентов, участвующих в химической реакции у границы фаз, что позволяет оценивать эффективность работы колонны абсорбера целиком, без расчета покомпонентного КПД на тарелках. Такой подход является наиболее приемлемым из существующих универсальных методов оценки.

Technology Centre Mongstad (TCM) - лидер в области разработки проектов CCUS [33], рекомендует для моделирования процесса секвестрации углекислого газа использовать платформу Aspen Plus с дополнительным модулем Rate-Based Distillation. По данным разработчиков ПО, модели, разработанные в Aspen Hysys и в Aspen Plus могут показывать отклонения по качеству и нагрузкам не более 20 % от реальных показателей, что позволяет использовать их для оценки.

В результате проведенного исследования на разработанной модели в ПО Aspen Hysys с дополнительным модулем Rate-Based Distillation была установлена зависимость энергетической эффективности от основных параметров работы установки (рис. 14-16).

В табл. 6 приведены характеристики основных потоков схемы (рис. 13). Характеристики входного потока дымовых газов приняты по данным ГК «Синтез ОКА» с целью сравнения полученных результатов моделирования с их значениями для проверки достоверности расчетной модели. В качестве абсорбента был применен 30 % водный раствор МЭА.

Таблица 6 – Характеристики основных газовых потоков схемы на рис. 13

Параметр	Ед.изм.	Дымовые газы	Очищенные дымовые газы	Уловленный CO <sub>2</sub>
Расход	т/ч	3050	3032	80,2
Давление	кПа	108	101	120
Температура	°С	45	45	35
Компонентный состав:				
CO <sub>2</sub>	% об.	2,39	0,79	88,78
N <sub>2</sub>	% об.	71,96	70,98	0,08

O <sub>2</sub>	% об.	16,69	16,47	0,03
H <sub>2</sub> O	% об.	8,95	11,76	11,1

Получена следующая зависимость концентраций CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub> на входе в абсорбер от коэффициента рециркуляции CO<sub>2</sub> (рис. 14).

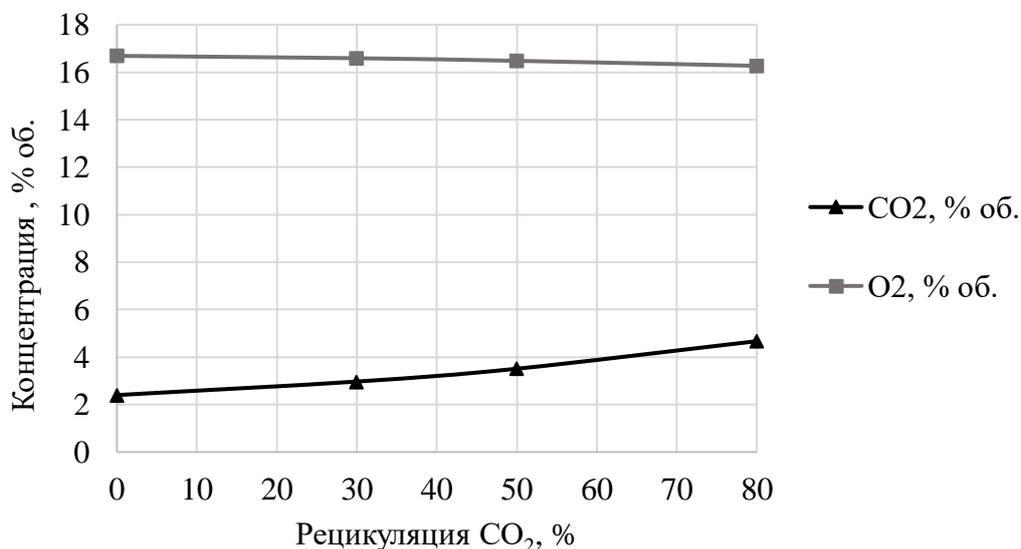


Рисунок 14 – Зависимость концентрации CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub> от коэффициента рециркуляции CO<sub>2</sub>

Максимальной концентрации CO<sub>2</sub>, которой удастся добиться (рис. 14) при условии возвращения в схему 80% уловленного диоксида углерода составляет 5,9 % об. при этом концентрация кислорода практически не изменяется, оставаясь на уровне около 16 % об.

При увеличении процента рецикла уловленного углекислого газа закономерно увеличиваются: расход амина, необходимого на его извлечение, расход очищенных от CO<sub>2</sub> дымовых газов и расход потока CO<sub>2</sub> из десорбера (рис. 15).

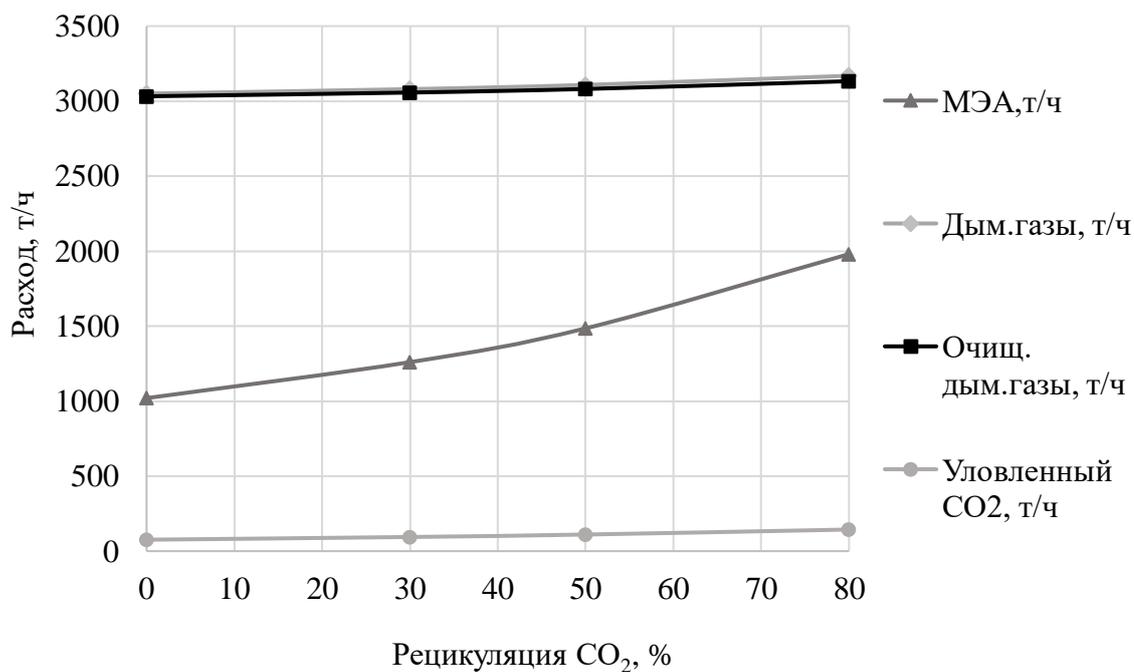


Рисунок 15 – Зависимость расходов основных потоков от процента рецикла CO<sub>2</sub>

Из-за увеличения расхода амина в схеме стабильно возрастают энергетические затраты (рис. 16). Самыми существенными из них являются тепловые нагрузки в ребойлере и конденсаторе десорбера, необходимые для регенерации МЭА, а также нагрузка на охлаждение МЭА перед абсорбером. Естественно, появляются дополнительные затраты энергии на компримирование уловленного диоксида углерода и его охлаждение перед подачей во входной поток дымовых газов. Однако, эти нагрузки несопоставимы с нагрузками, приведенными на рис. 16.

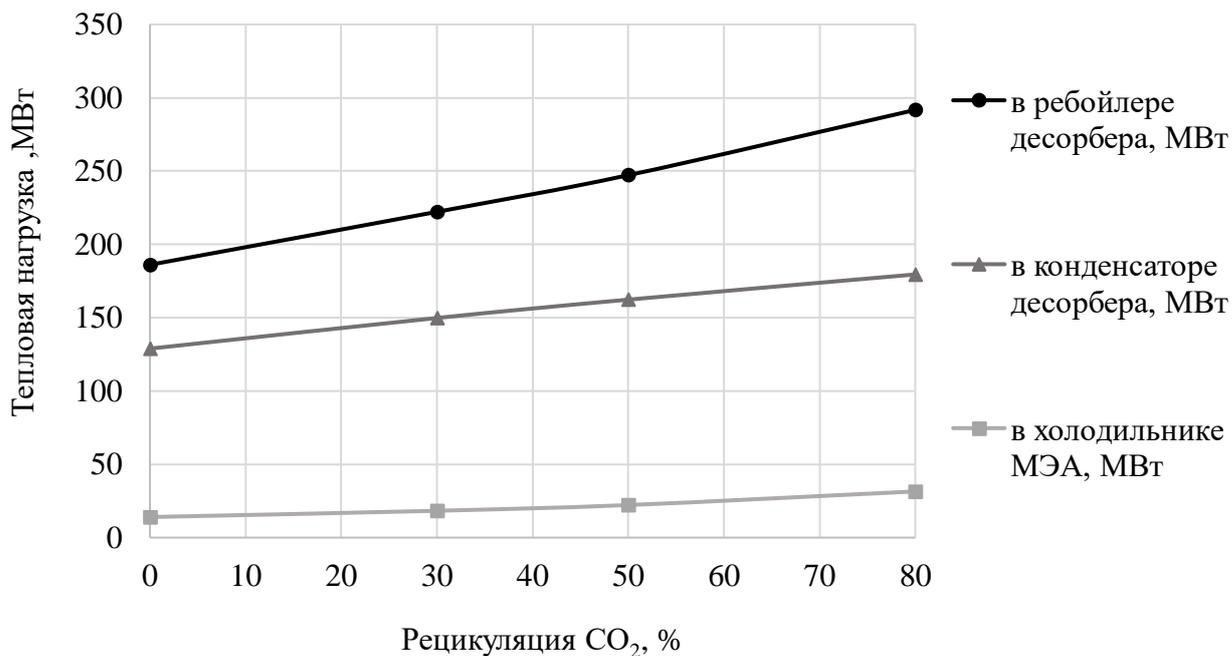


Рисунок 16 – Зависимость основных энергетических показателей работы установки от коэффициента рецикла CO<sub>2</sub>

На основе зависимостей (рис. 14-16) можно констатировать, что увеличение концентрации CO<sub>2</sub> и снижение концентрации O<sub>2</sub> за счет добавления в классическую схему аминовой очистки рецикла уловленного углекислого газа не дает положительного эффекта в связи с незначительным содержанием CO<sub>2</sub> в исходном потоке дымовых газов. Для существенного изменения эффективности работы установки за счет изменения концентрации CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub> во входном потоке требуется стабильный внешний источник углекислого газа. Таким источником может являться, например, установка каталитического крекинга с высоким содержанием диоксида углерода и низким содержанием кислорода, как в проекте завода Statoil компании Mongstad/Aker Solutions. Однако, в условиях удаленных нефтяных месторождений существенное повышение концентрации CO<sub>2</sub> и снижение концентрации O<sub>2</sub> за счет внешнего дополнительного источника чистого диоксида углерода, к сожалению, не реализуемо.

В рамках проведенного исследования на модели (рис. 13) была установлена степень влияния входной температуры дымовых газов на эффективность работы установки аминовой очистки. С одной стороны, более низкая температура дымовых газов обеспечивает лучшие условия взаимодействия амина с диоксидом углерода, повышается степень извлечения целевых компонентов, что позволяет снизить расход МЭА и, следовательно, затраты на его регенерацию. С другой стороны, при снижении температуры

несколько снижается селективность процесса вследствие возрастания растворимости углеводородов в аминовых растворах.

Повышение температуры дымовых газов увеличивает селективность процесса по отношению к кислым компонентам, но может привести к возрастанию остаточного содержания  $\text{CO}_2$  в очищенных дымовых газах, что приводит к необходимости увеличения расхода амина для достижения заданной степени извлечения.

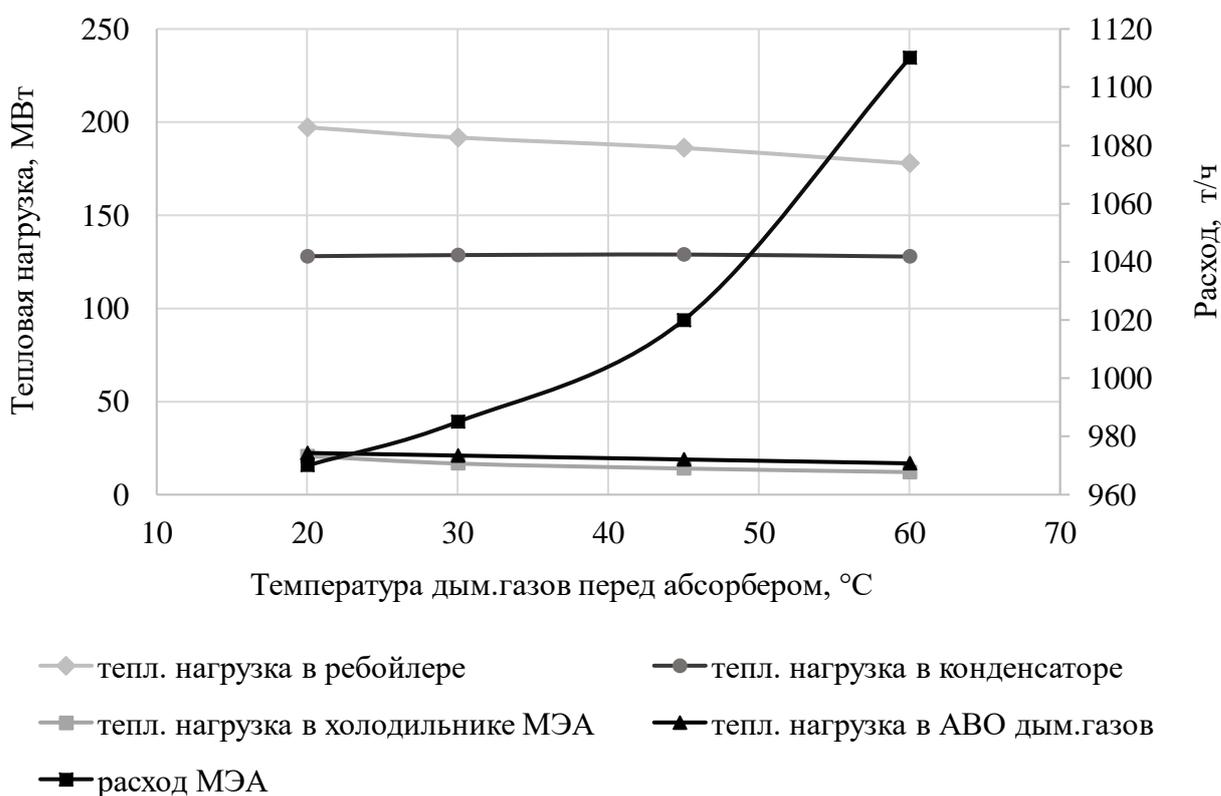


Рисунок 17 – Зависимость основных энергетических параметров установки и расхода амина от температуры дымовых газов перед абсорбером

Получены неоднозначные зависимости (рис. 17) показателей работы установки от температуры дымовых газов перед абсорбером. Энергетически более выгодным оказывается эксплуатация установки при более высокой температуре дымовых газов. Снижается нагрузка в ребойлере регенератора, т.к. поток насыщенного амина подается в регенератор с более высокой температурой. Снижается нагрузка в АВО на охлаждение дымовых газов и нагрузка в холодильнике амина. Нагрузка в конденсаторе практически не изменяется. При этом в следствии падения эффективности процесса хемосорбции при более высокой температуре в абсорбере, снижается качество очистки газов от кислых компонентов. Для обеспечения требуемой степени очистки дымовых газов от  $\text{CO}_2$  приходится увеличивать расход амина в схеме. Кроме этого, при более высокой

температуре процесса увеличивается унос реагента, возрастает скорость реакции разложения (деструкции), в следствие этого возникает необходимость восполнения потерь амина. Как видно на рис. 18, расход водного раствора МЭА с увеличением температуры дымовых газов резко возрастает. Причем кривая зависимости расхода МЭА от температуры имеет излом при значении около 45 °С (рис. 17). Свыше 45 °С скорость нарастания расхода МЭА увеличивается. Учитывая текущий уровень цен на МЭА около 350-800 тыс. руб./т и тариф на тепловую энергии, например, в Красноярском крае около 1500 руб./Гкал (при том, что на промыслах, чаще всего, тепловая энергия является бесплатной, а амины необходимо завозить в труднодоступные северные районы и организовывать хранение в обогреваемых помещениях), очевидным становится целесообразность эксплуатации установки при температуре дымовых газов не выше 45 °С.

Понижение температуры процесса хемосорбции позволяет увеличить производительность абсорберов, сократить расход амина, но при этом повышается риск гидратообразования в системе.

Охлаждение дымовых газов перед абсорбером происходит с помощью аппаратов воздушного охлаждения (АВО) с температуры около 180-200 °С до 20-80 °С. В летнее время года охлаждение технически возможно до температуры не менее 40-45 °С, в зимнее время возможно охлаждение до температуры 25-35 °С в зависимости от температуры наружного воздуха. Эксплуатационные расходы на предварительное охлаждение дымовых газов в АВО существенно не зависят от перепада температур, поэтому целесообразно поддерживать температуру дымовых газов на входе в абсорбер в интервале 30-45 °С с учетом климатических условий района, но не более 45 °С.

Отличительной особенностью очистки дымовых газов от диоксида углерода от стандартных схем аминовой очистки является низкое входное давление потока, близкое к атмосферному. Обычно очистку газа растворами аминов осуществляют при давлении от 2 до 7 МПа [36]. Повышение давления при неизменных температуре и концентрации амина увеличивает степень очистки газа от кислых компонентов, так как возрастает движущая сила процесса. Поэтому на практике, если необходимо очищать природный газ низкого давления от кислых примесей, его предварительно компримируют.

Объем дымовых газов даже с одной ГТЭС по проектным данным весьма существенный, может достигать до 64 млрд. м<sup>3</sup>/год с одной ГТЭС. Его компримирование с атмосферного давления даже до 1 МПа приведет к значительному росту энергетических затрат на предварительную подготовку дымовых газов. С применением разработанной модели в ПО Aspen Hysys было проведено исследование влияния входного давления дымовых газов на общую энергетическую эффективность и затраты на процесс очистки от

CO<sub>2</sub>. Результаты представлены в табл. 7 и на рис. 18. Входная температура дымовых газов при проведении исследования была зафиксирована на уровне 45 °С.

Таблица 7 – Влияние входного давления на эффективность установки декарбонизации дымовых газов

Входное давление, МПа	Расход МЭА (30%), т/ч	Потери МЭА в год, т/г	Нагрузка на насосе рециркуляции МЭА, МВт	Нагрузка на компримирование до входного давления, МВт	Расход эл/эн, млн. кВт*ч/г
0,108	990	21,9	0	3	18,4
0,2	940	9,636	0,0175	18,4	112,9
0,5	880	6,3948	0,129	41,9	257,7
1	850	4,6428	0,264	55,4	341,3

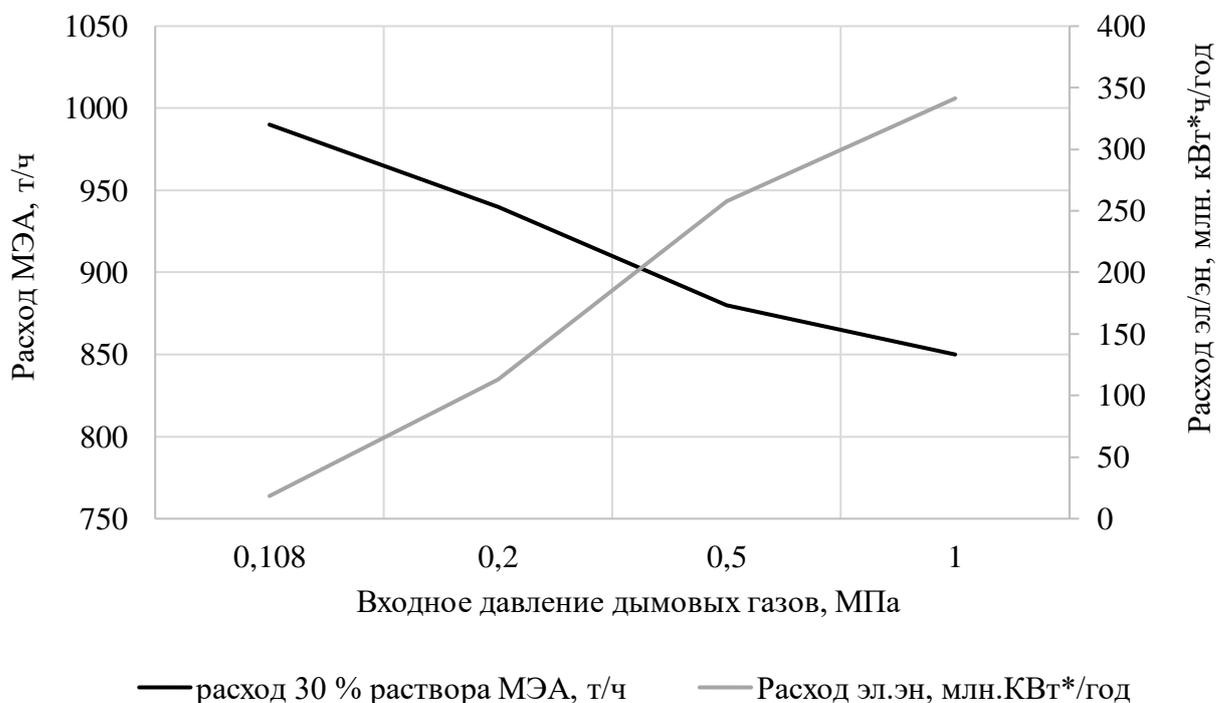


Рисунок 18 – Зависимость эксплуатационных расходов установки декарбонизации от входного давления дымовых газов

С одной стороны, увеличение входного давления перед абсорбером снижает общий расход МЭА в схеме и его потери при эксплуатации, но с другой стороны для создания высокого давления требуются существенные энергетические затраты (рис. 18). Основной расход электроэнергии приходится на работу компрессоров, обеспечивающих компримирование дымовых газов перед абсорбером, а также на насос рециркуляции регенерированного амина в схеме (рис. 13). С учетом тарифа на покупку электроэнергии в

условиях северного месторождения (4,5 руб/кВт\*ч по факту на 2023 г) и стоимости МЭА около 350-800 тыс.руб/т итоговые эксплуатационные затраты получаются тем ниже, чем ниже допустимое входное давление дымовых газов перед абсорбером. Расчет экономической эффективности представлен в разделе 3 настоящей работы.

Таким образом, в ходе исследования было подобрано наиболее оптимальное значение давления, позволяющего с одной стороны обеспечить смещение реакции (1) вправо в сторону поглощения CO<sub>2</sub>, а с другой минимизировать эксплуатационные затраты на установку.

**Резюмируя результаты проведенного исследования можно обозначить следующие рекомендации по поддержанию оптимальных параметров эксплуатации установки очистки дымовых газов от диоксида углерода:**

- 1) давление дымовых газов на уровне атмосферного, без предварительного компримирования после котлов-утилизаторов или ГТЭС,
- 2) температура дымовых газов перед абсорбером не выше 45 °С, с применением предварительного охлаждения в АВО,
- 3) состав исходного потока дымовых газов – без изменений (в случае отсутствия внешнего источника диоксида углерода).

При заданных параметрах эксплуатации установки получена требуемая степень извлечения CO<sub>2</sub> из дымовых газов не менее 90 %, которая рассчитывается по формуле:

$$\text{Степ. извл. CO}_2 = \frac{\text{Масс.расход CO}_2 \text{ в Rich Amine}}{\text{Масс.расход CO}_2 \text{ в Feed Gas}} \cdot 100\% = \frac{559 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}}{605 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}} \cdot 100\% = 92.4 \%$$

Поддержание оптимальных режимов работы установки секвестрации углекислого газа обеспечит существенное снижение стоимости наиболее капиталоемкого этапа проекта CCUS и позволит приблизить реализацию задач Стратегии-2050 ПАО «НК «Роснефть» в области углеродного менеджмента.

## 1.5 Обоснование достоверности результатов исследования

Проверка достоверности разработанной модели была выполнена путем сравнения результатов моделирования с данными группы компаний «Синтез ОКА», которая является одним из разработчиков технологии очистки уходящих газов от CO<sub>2</sub> [34].

В таблице 8 представлено сравнение результатов моделирования в ПО Aspen Hysys с результатами, полученными ГК «Синтез ОКА». Компания Синтез ОКА занимает лидирующие позиции на рынке производства аминов в РФ, занимается научно-исследовательскими работами и инновационными для России технологиями химического производства. При появлении потребности в извлечении диоксида углерода из дымовых газов, Компания начала проводить активные исследования в области подбора компонентного состава амина, а также моделирования установки очистки дымовых газов от CO<sub>2</sub> с применением аминов. Исходный расход и состав дымовых газов, а также геометрические размеры абсорбера и десорбера для корректности сравнения приняты по данным ГК «Синтез ОКА».

Таблица 8 – Сравнение результатов моделирования в ПО Aspen Hysys с данными ГК «Синтез ОКА»

Параметр	Размерность	Результаты расчета в ПО Hysys	Данные ГК «Синтез ОКА»	Разница результатов, %
Абсорбент		МДЭА 42 % + пиперазин 5 %	MONAMIN FG 45 % *	
Расход дымовых газов	нм <sup>3</sup> /ч	379073	379073	
Температура дымовых газов	°С	45	45	
Давление дымовых газов	МПа	0,14	0,14	
Расход CO <sub>2</sub> из десорбера	т/ч	20,2	25	19 %
Степень извлечения CO <sub>2</sub>	% масс.	90 %	95 %	
Расход амина	м <sup>3</sup> /ч	805	332x2	18 %
Тепловая нагрузка:				
▪ ребойлер	МВт	31	38,4	19 %
▪ дефлегматор		7,7	10,4	26 %
▪ холодильник амина		15,6	17,7	12 %

Абсорбер:				
▪ внутренний диаметр	мм	5800	5800x2	
▪ количество тарелок	шт.	20	3 слоя насадки по 3 м**	
Десорбер:				
▪ внутренний диаметр	мм	6000	6000	
▪ количество тарелок	шт.	21	21	

\* - в технологии ГК «Синтез ОКА» применен специально формулированный 45% аминовый раствор, состав которого не раскрывается.

\*\* - наполнение абсорбера по данным «Синтез ОКА» выполнено регулярной насадкой типа Sulzer Mellapak 250X (3 полки по 3 м).

Таким образом, результаты моделирующего расчета (табл. 8), полученные на исходных данных ГК «Синтез ОКА», показывают хорошую сходимость. В частности, при достижении требуемой степени извлечения CO<sub>2</sub> из дымовых газов не менее 90 % получены следующие расхождения основных показателей работы установки аминовой очистки (табл. 8):

- расход амина отличается не более чем на 18 % (в связи с тем, что тип амина, используемый ГК «Синтез ОКА» не раскрывается),
- расход CO<sub>2</sub> из десорбера отличается не более чем на 19 %,
- тепловая нагрузка в ребойлере отличается не более чем на 19 %, в дефлегматоре не более чем на 26 %, в холодильнике не более чем на 12 %.

Различие в тепловой нагрузке объясняется применением различных типов аминов для абсорбции диоксида углерода. Разные типы аминов могут иметь существенно различные температуры регенерации.

## 2 АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ПОДДЕРЖАНИЯ ЗАДАННЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УСТАНОВКИ

При решении вопросов автоматизации необходимо понимать, что абсорберы как объекты управления являются сложными объектами, для них характерно:

- наличие больших инерционностей с запаздыванием практически по всем каналам регулирования;
- ярко выраженная распределенность параметров, что требует при автоматизации применения распределенного контроля температуры по высоте абсорбера, а иногда и распределенных регулирующих воздействий.
- свойство самовыравнивания, т.е. способность приходить к новому установившемуся режиму после снятия возмущения без вмешательства регулятора.

В качестве объекта управления процессом абсорбции примем абсорбционную установку, состоящую из абсорбционной колонны, двух холодильников — на линиях исходной газовой смеси и регенерированного абсорбента. (рис. 19).

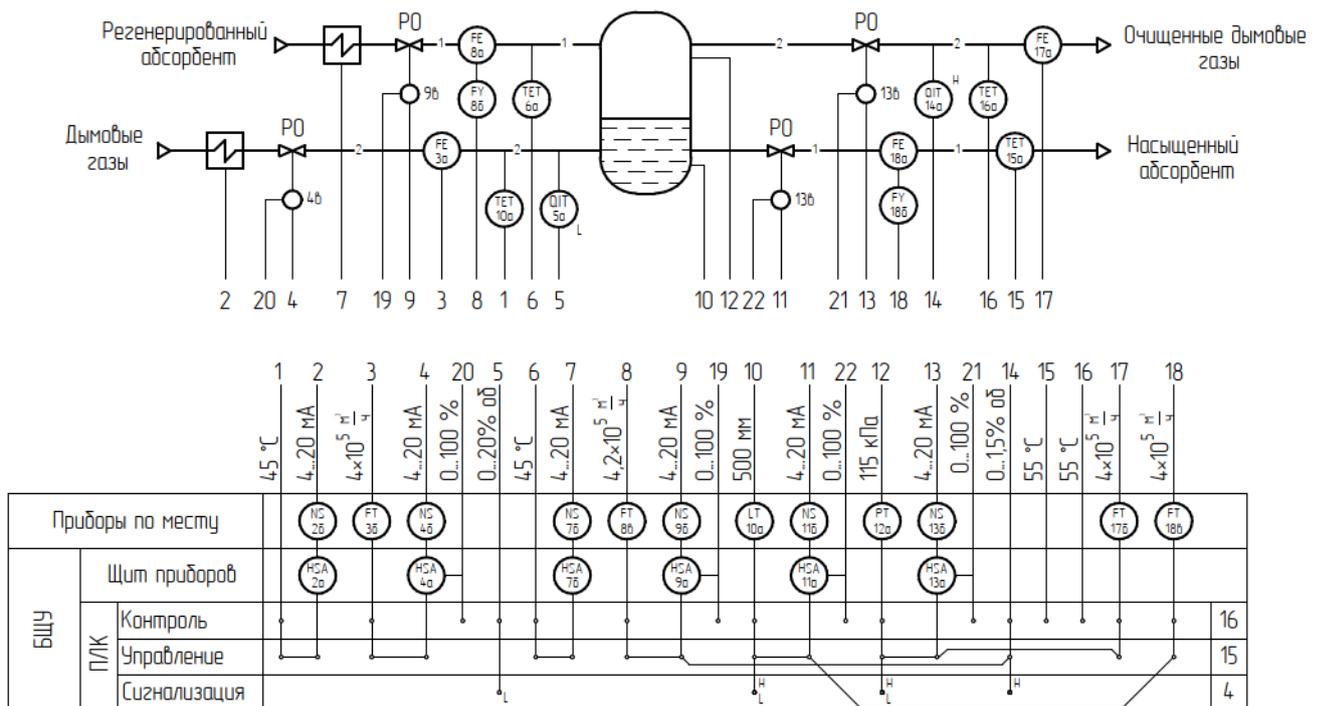


Рисунок 19 – Функциональная схема автоматизации абсорбера

**Целью управления процессом абсорбции является:**

- поддержание постоянства заданной концентрации извлекаемого компонента (CO<sub>2</sub>) в обедненном газе;
- соблюдение материального и теплового баланса абсорбционной установки;
- получение насыщенного абсорбента заданного состава.

Показателем эффективности процесса является концентрация  $Y_{CO_2к}$  извлекаемого углекислого газа в очищенном потоке Sour Gas, а целью управления — достижение определенного значения этой концентрации.

Концентрация  $Y_{CO_2к}$  определяется разностью количеств извлекаемого  $CO_2$ , поступающего в колонну с дымовыми газами, и поглощаемого из нее абсорбентом.

Количество  $CO_2$ , поступающего в колонну, однозначно определяется расходом дымовых газов  $F_{ДГ}$  и начальной концентрацией в них извлекаемого  $CO_2$   $Y_{CO_2н}$ .

Количество же  $CO_2$ , который переходит из газовой фазы в жидкую, в основном зависит от температуры и давления процесса, а также от начальной и конечной концентраций  $CO_2$  в обеих фазах.

Если цель управления достигнута, то концентрация будет  $Y_{CO_2к}$  постоянной. В жидкой фазе концентрация  $CO_2$  ( $X_{CO_2к}$ ) определяется удельным расходом регенерированного абсорбента  $F_{АБ}$  к расходу исходного потока дымовых газов:  $F_{АБ}/F_{ДГ}$ .

Таким образом, концентрация  $Y_{CO_2к}$  зависит от расхода газовой смеси  $F_{ДГ}$ , начальных концентраций  $CO_2$  в исходном потоке  $X_{CO_2н}$  и  $Y_{CO_2н}$ , отношения расходов абсорбента к дымовым газам  $F_{АБ}/F_{ДГ}$ , температуры и давления в аппарате.

Изменения расхода газовой смеси  $F_{ДГ}$  могут быть сильными возмущениями, поэтому расход газа следует стабилизировать. Изменять же его с целью регулирования показателя эффективности нецелесообразно, так как при этом производительность абсорбера может оказаться ниже расчетной, и экономичность процесса снизится.

Концентрации  $X_{CO_2н}$  и  $Y_{CO_2н}$  в дымовых газах определяются режимом работы ГТЭС и видом сжигаемого топлива. С их изменением в объект будут вноситься возмущающие воздействия.

Отношение  $F_{АБ}/F_{ДГ}$  можно поддерживать постоянным путем стабилизации обоих расходов. Это отношение можно использовать также для регулирования процесса, причем изменять его следует путем изменения расхода  $F_{АБ}$ .

Температура в абсорбере зависит от многих параметров: температуры, теплоемкости и расхода газовой и жидкой фаз, интенсивности массообмена между фазами (процесс абсорбции экзотермичен), потерь тепла в окружающую среду. Часть этих параметров обычно подвержена значительным колебаниям во времени. Это относится, например, к интенсивности массообмена, которая для достижения цели управления должна быть переменной при изменяющихся концентрациях  $X_{CO_2н}$ ,  $Y_{CO_2н}$ . Такие возмущения приводят к нарушению теплового баланса и, следовательно, к изменению температуры в абсорбере. Чтобы этого не происходило, температуру следовало бы регулировать, однако в рассматриваемом абсорбере нет внутреннего охлаждения, поэтому ограничимся

стабилизацией температур абсорбента  $T_{AB}$  и дымовых газов  $T_{ДГ}$  на входе в абсорбер путем изменения расходов хладоносителей в соответствующих холодильниках.

Повышение давления в абсорбере способствует извлечению ценных компонентов из исходной газовой смеси. Поддержание заданного значения давления в верхней части колонны требует применения регулятора давления, действующего на клапан, установленный на трубопроводе очищенных дымовых газов из абсорбера.

Итак, стабилизировать все параметры, влияющие на показатель эффективности, практически невозможно. Поэтому в качестве регулируемой величины следует взять концентрацию  $Y_{CO_2к}$ , а регулирующие воздействия реализовать изменением отношения расходов  $F_{AB}/F_{ДГ}$ . Для улучшения качества регулирования показателя эффективности необходимо предусмотреть узлы регулирования расхода  $F_{ДГ}$ , температур  $T_{AB}$  и  $T_{ДГ}$ , давления в колонне.

В нижней части абсорбера должно находиться некоторое количество жидкости, обеспечивающее гидравлический затвор, что исключает проскок дымовых газов из абсорбера в линию насыщенного абсорбента и позволяет регулировать давление в абсорбере. Постоянное количество этой жидкости поддерживается регулированием уровня в абсорбере путем воздействия на клапан - регулятор расхода насыщенного абсорбента.

Таким образом, в качестве параметров, которые необходимо контролировать, следует выбрать расход и температуру исходного и насыщенного абсорбентов, исходных и очищенных дымовых газов, а также концентрацию извлекаемого  $CO_2$  в очищенных дымовых газах, уровень в нижней части колонны, давление в верхней части колонны.

Сигнализации подлежат отклонения давления в колонне и концентрация извлекаемого  $CO_2$  в очищенном газе от предельных значений.

Автоматизация предусматривает местный контроль измеряемых параметров, вывод этих параметров на БЩУ в операторной, сигнализацию в операторной, и управление от ПЛК.

Таблица 9 – Контрольно-измерительные приборы [13]

<b>Позиция</b>	<b>Наименование, техническая характеристика приборов и средств автоматизации, завод - изготовитель</b>	<b>Тип и марка прибора</b>	<b>Кол-во, шт</b>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>

1a 45 °С	Термопреобразователь сопротивления, погружаемый, взрывозащищенного исполнения, НСХ 50М, длина монтажной части 50 мм, класс допуска В. Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.	ТСМ Метран-253-02-50-В-2-1-Н10-ТБ-У1.1-ГП	1
2a	Блок ручного управления, выходной сигнал (24 6) В, входной сигнал стрелочного индикатора 4...20 мА. Потребляемая мощность не более 2,5 Вт, напряжение питания 24 В, 50 Гц. Климатическое исполнение «УХЛ 4.2». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	БРУ-42-09	1
2б	Пускатель бесконтактный реверсивный, потребляемая мощность 7 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «ТЗ». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	ПБР – 2М	1
3a 4*10 <sup>5</sup> НмЗ/ч	Диафрагма камерная сварная. Подольский машиностроительный завод	ДКС-400-300	1
3б	Преобразователь разности давлений, предел допускаемой основной погрешности ±0,25 %, предельный номинальный перепад давления 0,63 кПа, предельное рабочее давление 4 МПа, выходной сигнал 0-5 мА. Концерн «Метран», г. Челябинск	Сапфир-22М-Вн-ДД-2410-02-УХЛ3.1-0,25-0,63 кПа-4-05	1
4a	Блок ручного управления, выходной сигнал (24 6) В, входной сигнал стрелочного индикатора 4...20 мА. Потребляемая мощность не более 2,5 Вт, напряжение питания 24 В, 50 Гц. Климатическое исполнение «УХЛ 4.2». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	БРУ-42-09	1
4б	Пускатель бесконтактный реверсивный, потребляемая мощность 7 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «ТЗ». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	ПБР – 2М	1

4в	<p>Механизм исполнительный электрический однооборотный с номинальным значением на выходном валу 250 Н·м, с номинальным значением времени полного хода 63 с, номинальным значением полного хода 0,25 об., с токовым блоком сигнализации положения выходного вала типа БСПТ-10М; с низкооборотным однофазным синхронным двигателем типа ЗДСОР 135-1,6-150. Потребляемая мощность не более 240 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «У2».</p> <p>ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.</p>	МЭО-250/63-0,25-99	1
5а 0-20 об.%	<p>Прибор для измерения концентрации углекислого газа CO<sub>2</sub> в воздушном потоке и контроля граничных значения CO<sub>2</sub>. Прибор измеряет концентрацию углекислого газа в диапазоне 0-10000 ppm и преобразует ее в активный выходной сигнал 0-10В. Принцип измерения: нерассеянный инфракрасный (NDIR). Напряжение питания: 24 В перем./пост. тока. С помощью монтажного фланца, поставляемого в комплекте, датчик крепится непосредственно на воздуховоде. Класс защиты: IP65.</p>	Модель CO2-К/А	1
6а 45 °С	<p>Термопреобразователь сопротивления, погружаемый, взрывозащищенного исполнения, НСХ 50М, длина монтажной части 50 мм, класс допуска В.</p> <p>Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.</p>	ТСМ Метран-253-02-50-В-2-1-Н10-ТБ-У1.1-ГП	1
7а	<p>Блок ручного управления, выходной сигнал (24 6) В, входной сигнал стрелочного индикатора 4...20 мА. Потребляемая мощность не более 2,5 Вт, напряжение питания 24 В, 50 Гц. Климатическое исполнение «УХЛ 4.2».</p> <p>ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.</p>	БРУ-42-09	1
7б	<p>Пускатель бесконтактный реверсивный, потребляемая мощность 7 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «ТЗ».</p> <p>ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.</p>	ПБР – 2М	1

8а 4,22*10 <sup>5</sup> НмЗ/ч	Сопло камерное сварное. Подольский машиностроительный завод	СКС-500-100	1
8б	Сосуд уравнильный, условное давление 0.4 МПа. Концерн «Метран», г. Челябинск	СУ- 0.4-Б ТУ- 25-7439.0018 - 90	1
8в	Преобразователь разности давлений, предел допускаемой основной погрешности ±0,25 %, предельный номинальный перепад давления 0,63 МПа, предельное рабочее давление 0.4 МПа, выходной сигнал 0-5 мА. Концерн «Метран», г. Челябинск	Сапфир-22М- ДД-2450-02- УХЛЗ.1-0,25- 0,63 МПа-0.4- 05	1
9а	Блок ручного управления, выходной сигнал (24 6) В, входной сигнал стрелочного индикатора 4...20 мА. Потребляемая мощность не более 2,5 Вт, напряжение питания 24 В, 50 Гц. Климатическое исполнение «УХЛ 4.2». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	БРУ-42-09	1
9б	Пускатель бесконтактный реверсивный, потребляемая мощность 7 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «ТЗ». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	ПБР – 2М	1
9в	Механизм исполнительный электрический однооборотный с номинальным значением на выходном валу 250 Н·м, с номинальным значением времени полного хода 63 с, номинальным значением полного хода 0,25 об., с токовым блоком сигнализации положения выходного вала типа БСПТ-10М; с низкооборотным однофазным синхронным двигателем типа ЗДСОР 135-1,6-150. Потребляемая мощность не более 240 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «У2». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	МЭО-250/63- 0,25-99	1

<i>10a</i> <i>500 мм</i>	Ультразвуковой датчик уровня. Точность измерения +/- 0.3 %, температура измеряемой среды -20...80 0С, аналоговый токовый выход 4-20 мА, рабочее давление 0,5 МПа, напряжение питания 24 В, степень защиты IP65, возможно применение на агрессивных средах.	INNOLevel PL- EC-A	<i>1</i>
<i>11a</i>	Блок ручного управления, выходной сигнал (24 6) В, входной сигнал стрелочного индикатора 4...20 мА. Потребляемая мощность не более 2,5 Вт, напряжение питания 24 В, 50 Гц. Климатическое исполнение «УХЛ 4.2». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	БРУ-42-09	<i>1</i>
<i>11б</i>	Пускатель бесконтактный реверсивный, потребляемая мощность 7 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «ТЗ». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	ПБР – 2М	<i>1</i>
<i>11в</i>	Механизм исполнительный электрический однооборотный с номинальным значением на выходном валу 250 Н·м, с номинальным значением времени полного хода 63 с, номинальным значением полного хода 0,25 об., с токовым блоком сигнализации положения выходного вала типа БСПТ-10М; с низкооборотным однофазным синхронным двигателем типа ЗДСОР 135-1,6-150. Потребляемая мощность не более 240 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «У2». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	МЭО-250/63- 0,25-99	<i>1</i>
<i>12a</i> <i>0,115МПа</i>	Измерительный преобразователь давления, рабочее давление 0.4 МПа, выходной сигнал 0-5 мА, основная погрешность 0,25%; Концерн «Метран», г. Челябинск	Метран 43-ДИ 3163- 0,25/0.4МПа	<i>1</i>
<i>13a</i>	Блок ручного управления, выходной сигнал (24 6) В, входной сигнал стрелочного индикатора 4...20 мА. Потребляемая мощность не более 2,5 Вт, напряжение питания 24 В, 50 Гц. Климатическое исполнение «УХЛ 4.2». ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	БРУ-42-09	<i>1</i>

13б	<p>Пускатель бесконтактный реверсивный, потребляемая мощность 7 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «ТЗ».</p> <p>ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.</p>	ПБР – 2М	1
13в	<p>Механизм исполнительный электрический однооборотный с номинальным значением на выходном валу 250 Н·м, с номинальным значением времени полного хода 63 с, номинальным значением полного хода 0,25 об., с токовым блоком сигнализации положения выходного вала типа БСПТ-10М; с низкооборотным однофазным синхронным двигателем типа ЗДСОР 135-1,6-150. Потребляемая мощность не более 240 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц, климатическое исполнение «У2».</p> <p>ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.</p>	МЭО-250/63-0,25-99	1
14а 0-1.5 об %	<p>Прибор для измерения концентрации углекислого газа CO<sub>2</sub> в воздушном потоке и контроля граничных значения CO<sub>2</sub>. Прибор измеряет концентрацию углекислого газа в диапазоне 0-3000 ppm и преобразует ее в активный выходной сигнал 0-10В. Принцип измерения: нерассеянный инфракрасный (NDIR). Напряжение питания: 24 В перем./пост. тока. С помощью монтажного фланца, поставляемого в комплекте, датчик крепится непосредственно на воздуховоде. Класс защиты: IP65.</p>	Модель CO <sub>2</sub> -К/А	1
15а 55 °С	<p>Термопреобразователь сопротивления, погружаемый, взрывозащищенного исполнения, НСХ 50М, длина монтажной части 50 мм, класс допуска В.</p> <p>Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.</p>	ТСМ Метран-253-02-50-В-2-1-Н10-ТБ-У1.1-ГП	1
16а 55 °С	<p>Термопреобразователь сопротивления, погружаемый, взрывозащищенного исполнения, НСХ 50М, длина монтажной части 50 мм, класс допуска В.</p> <p>Промышленная группа «Метран», г. Челябинск.</p>	ТСМ Метран-253-02-50-В-2-1-Н10-ТБ-У1.1-ГП	1
17а 4,07*10 <sup>5</sup> НмЗ/ч	<p>Диафрагма камерная сварная.</p> <p>Подольский машиностроительный завод</p>	ДКС-400-350	1

17б	Преобразователь разности давлений, предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,25$ %, предельный номинальный перепад давления 0,63 кПа, предельное рабочее давление 4 МПа, выходной сигнал 0-5 мА. Концерн «Метран», г. Челябинск	Сапфир-22М-Вн-ДД-2410-02-УХЛ3.1-0,25-0,63 кПа-4-05	1
18а $4,15 \cdot 10^5$ Нм <sup>3</sup> /ч	Сопло камерное сварное. Подольский машиностроительный завод	СКС-500-100	1
18б	Сосуд уравнивающий, условное давление 0.4 МПа. Концерн «Метран», г. Челябинск	СУ- 0.4-Б ТУ-25-7439.0018 - 90	1
18в	Преобразователь разности давлений, предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,25$ %, предельный номинальный перепад давления 0,63 МПа, предельное рабочее давление 0.4 МПа, выходной сигнал 0-5 мА. Концерн «Метран», г. Челябинск	Сапфир-22М-ДД-2450-02-УХЛ3.1-0,25-0,63 МПа-0.4-05	1
	Программируемый логический контроллер с номинальным напряжением питания 220 В переменного тока, оснащенный встроенными цифроаналоговыми преобразователями "параметр – ток 4...20 мА" и не имеющий лицензионного ограничения на размер области ввода - вывода. Фирма «Овен», г. Москва.	ПЛК 150- 220. И-М	1

Грамотно разработанная автоматизация производства позволяет в автоматическом режиме без участия оператора поддерживать заданные параметры протекания процесса хемосорбции и обеспечивать наиболее эффективный режим работы колонны.

### 3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Перспективность научного исследования определяется коммерческой ценностью разработки, что является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

В настоящее время возрос интерес к поиску эффективных технологий извлечения диоксида углерода из дымовых газов. Проекты по улавливанию CO<sub>2</sub> являются высокзатратными и металлоемкими. При этом они не имеют доходной части, а направлены на снижения выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу земли и уменьшения парникового эффекта. Наиболее затратной частью проекта по декарбонизации является непосредственно процесс улавливания диоксида углерода из дымовых газов. По некоторым оценкам [8] его стоимость может составлять до 2/3 стоимости всего проекта. В связи с этим актуальной является задача повышения эффективности процесса с целью максимального снижения эксплуатационных затрат.

#### 3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевым рынком для внедрения рассматриваемой технологии секвестрации CO<sub>2</sub> из дымовых газов можно считать все компании, деятельность которых связана с сжиганием различных видов топлив. Лидирующие позиции занимают обрабатывающая и химическая промышленности, электро-, тепло-генерирующие, нефтедобывающие, нефтеперерабатывающие компании, а также сельское хозяйство.

Сегментирование рынка целесообразно выполнить по двум критериям: по отрасли и по размеру компании (рис. 20).

		Отрасль промышленности				Сельское хозяйство
		Обрабатывающая	Нефтедобывающая	Нефтеперерабатывающая	Электро-, тепло-генерирующие	
Размер	Крупные					
	Средние					

	Мелкие					
	Более востребована		Менее востребована			Не востребована

Рисунок 20- Карта сегментирования рынка Заказчиков технологии секвестрации CO<sub>2</sub> из дымовых газов

Ввиду высокой стоимости технологии, предполагается, что наиболее востребованной она окажется только для крупных компаний нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Для таких компаний оправданы капиталоемкие вложения ради имиджа и высокой репутации. При поддержке государства, возможно, возникнет интерес среди крупных компаний обрабатывающей и генерирующей промышленности.

### 3.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В данном научном исследовании осуществляется поиск оптимальных параметров настройки установки аминовой очистки дымовых газов от диоксида углерода. Эта технология не имеет опыта промышленной реализации в России для очистки дымовых газов. Однако она широко распространена для очистки углеводородных газов от кислых примесей. Кроме этого для очистки природных газов от кислых компонентов широко используется технология адсорбционной очистки и мембраны.

Выполним сравнение конкурентной способности рассматриваемой технологии абсорбционной очистки с применением аминов с технологией адсорбционной очистки и с мембранами.

В таблице 10 приведена оценка конкурентов, где Ф – исследуемая технология абсорбционной очистки, к1 – адсорбционная очистка, к2 – очистка с применением мембран.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес кри	Баллы	Конкурентоспособность
-----------------	---------	-------	-----------------------

	<b>те- рия</b>	$B_{\phi}$	$B_{k1}$	$B_{k2}$	$K_{\phi}$	$K_{k1}$	$K_{k2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Энергоэкономичность	0,1	2	1	5	0,2	0,1	0,5
2. Качество очистки дымовых газов (достижимая степень извлечения CO <sub>2</sub> )	0,2	5	5	5	1	1	1
3. Технические ограничение на применение технологии	0,3	5	2	1	1,5	0,6	0,3
4. Потребность в дополнительных ресурсах	0,01	2	2	4	0,02	0,02	0,04
5. Ограничение производительности	0,03	4	4	1	0,12	0,12	0,03
6. Надежность технологии	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
7. Простота эксплуатации	0,02	3	1	5	0,06	0,02	0,1
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
3. Цена	0,16	4	3	4	0,64	0,48	0,64
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>40</b>	<b>32</b>	<b>38</b>	<b>4,44</b>	<b>3,19</b>	<b>3,41</b>

Критерии оценки подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum Vi \cdot Bi$$

где: K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$Vi$  – вес показателя (в долях единицы);

$Bi$  – балл  $i$ -го показателя.

Основываясь на проведенном анализе конкурентов, можно сказать, что рассматриваемая технология превосходит конкурентные главным образом в следствие отсутствия технических ограничений. Мембранная технология и адсорбционная очистка требуют повышенного давления дымовых газов на входе в установку. Однако, дымовые газы имеют давление близкое к атмосферному. Компримирование больших объемов дымовых газов приводит к существенному росту капитальных затрат и оказывается не целесообразным. Мембраны к тому же ограничены по производительности. Для очистки заданного расхода дымовых газов за счет мембран потребуется огромное количество

мембранных модулей, что будет не рационально. Мембраны, конечно, превосходят абсорбционную и адсорбционную очистку по энергоэкономичности процесса, но технические ограничения на их применение превосходят по значимости остальные критерии сравнения.

В таблице 10 были рассмотрены только две конкурентные технологии, которые способны обеспечить заданную степень очистки. Также на рынке существуют альтернативные технологии, например, криогенные методы очистки, био-реакторы, электрохимические процессы, но в связи с не достижением заданной степени извлечения CO<sub>2</sub> эти методы были отфильтрованы на предварительном этапе рассмотрения и не вошли в сравнительную таблицу.

Таким образом, можно констатировать, что рассматриваемая технология аминовой очистки оказывается практически вне конкуренции по сравнению с существующими альтернативными методами.

### **3.3 Диаграмма Исикавы**

Для выявления причин возникновения возможных проблем и оценки причинно-следственных связей применяют графический метод анализа – диаграмму Исикавы. Диаграмма Исикавы – это специализированный инструмент, позволяющий выявить и систематизировать возможные проблемы на пути реализации поставленной задачи.

Задача, решению которой посвящена данная выпускная работа, – снижение выбросов парниковых газов в атмосферу Земли за счет адаптации известных на сегодняшний день способов очистки дымовых газов. На рис. 21 представлена причинно-следственная диаграмма Исикавы, предназначенная для оценки возникновения возможных проблем, препятствующих достижению поставленной цели.

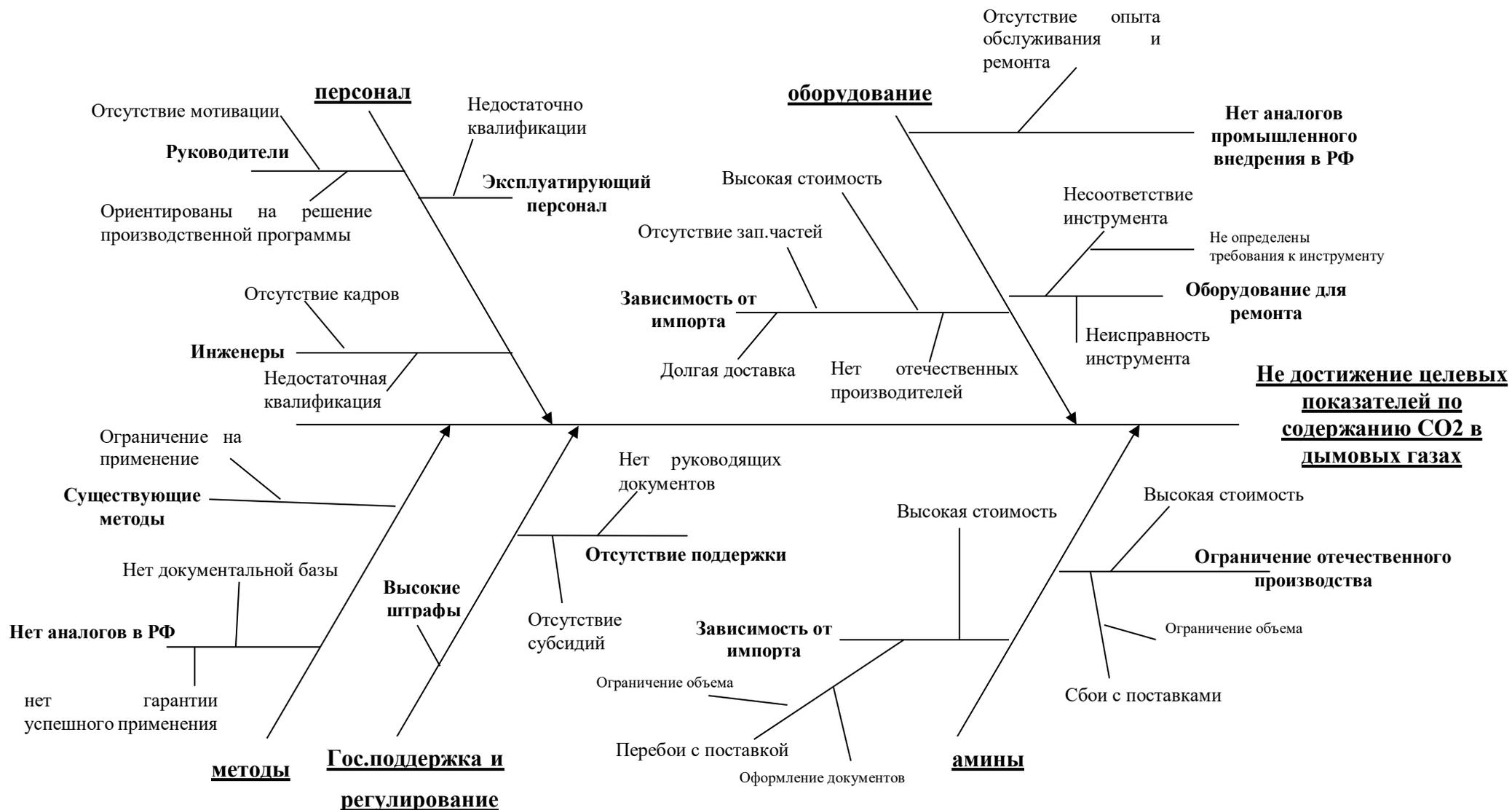


Рисунок 21 - Причинно-следственная диаграмма Исикавы

### 3.4 Выбор метода коммерциализации

При коммерциализации научно-технических разработок преследуется вполне определенная цель – получение коммерческого эффекта. Это может быть получение средств для продолжения своих научных исследований и разработок, либо одноразовое финансирование, либо обеспечение постоянного притока финансовых средств, а также их различные сочетания.

Исследование влияния различных параметров настройки установки аминовой очистки на эффективность ее работы предполагает в качестве метода коммерциализации результатов инжиниринговые работы.

Инжиниринг – это оказание широкого спектра инженерно-консультационных услуг, предоставляемого инжиниринговой компанией на основании заключенного контракта.

Инжиниринг выделяют как самостоятельный вид коммерческих операций, который предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной (Консультант), другой стороне (Заказчику), комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии Заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

Поскольку в последнее время отмечается спрос на инжиниринговые услуги, то представляется целесообразным выбрать данный метод коммерциализации с целью получения постоянного стабильного дохода.

### 3.5 Цели и результаты проекта

В данном разделе определяются заинтересованные стороны проекта (табл. 11).

Под заинтересованными сторонами проекта понимаются лица или организации, которые активно участвуют в проекте или интересы которых могут быть затронуты как положительно, так и отрицательно в ходе исполнения или в результате завершения проекта.

Таблица 11 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Разработчик-проектировщик	Получение материальной выгоды за разработку, проектирование и внедрение технологии.

Поставщики оборудования и материалов	Получение материальной выгоды за продажу оборудования и аминов для очистки дымовых газов от CO <sub>2</sub>
Сервисные компании	Получение материальной выгоды за сервисное обслуживание и ремонт оборудования.
Транспортные компании	Получение материальной выгоды за поставку оборудования.
Заказчики: нефтяные компании, генерирующий, обрабатывающие	Исполнение требований ФЗ-296, обеспечение декарбонизации производства.
Государство	Снижение парниковых газов в атмосфере Земли

В табл. 12 представлена информация о иерархии целей проекта, в том числе в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения, и критериях их достижения.

Таблица 12 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	Поиск возможностей повышения энергетической эффективности процесса секвестрации CO <sub>2</sub> , снижения капиталоемкости проекта с учетом обеспечения степени извлечения CO <sub>2</sub> из дымовых газов не менее 90 %.
Ожидаемые результаты проекта:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Адаптация классической технологии аминовой очистки газов от кислых компонентов для извлечения CO<sub>2</sub> из дымовых газов.</li> <li>2. Повышение энергетической эффективности установки.</li> <li>3. Снижение капитальных и эксплуатационных затрат на первый этап проектов CCUS.</li> </ol>
Критерии приемки результата проекта:	Обеспечение степени извлечения CO <sub>2</sub> из дымовых газов не менее 90 %.
Требования к результату проекта:	Требования:
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обеспечение очистки дымовых газов от CO<sub>2</sub> со степенью его извлечения не менее 90 %.</li> <li>2. Высокая энергетическая эффективность процесса.</li> </ol>

	3. Возможность масштабирования для разных отраслей промышленности, отличающихся содержанием CO <sub>2</sub> в производственных дымовых газах
	4. Независимость от импортных технологий.

### 3.6 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта, роли и функции участников проекта представлены в табл. 13.

Таблица 13 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудовые затраты, час.
1	Захаревич Юлия Сергеевна, магистрант, доцент ТПУ, ведущий инженер АО «ТомскНИПИнефть»	Исполнитель	Разработка модели с применением специализированного ПО Aspen Hysys, проведение исследования влияния основным параметров установки на эффективность ее работы	480
2	Юрьев Егор Михайлович, доцент ТПУ	Эксперт	Проверка корректности составления моделей и проведения исследования, курирование по техническим вопросам	50
3	Корягин Александр Олегович, начальник отдела АО «ТомскНИПИнефть»	Руководитель	Сопровождение проекта, составление плана-графика реализации, распределение обязанностей	20
4	Иванов Иван Иванович, НК «Роснефть»	Представитель Заказчика	Формирование целей проекта, технического задания, выделение финансирования	40
<b>ИТОГО:</b>				<b>590</b>

### 3.7 Иерархическая структура проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта (рис. 22).

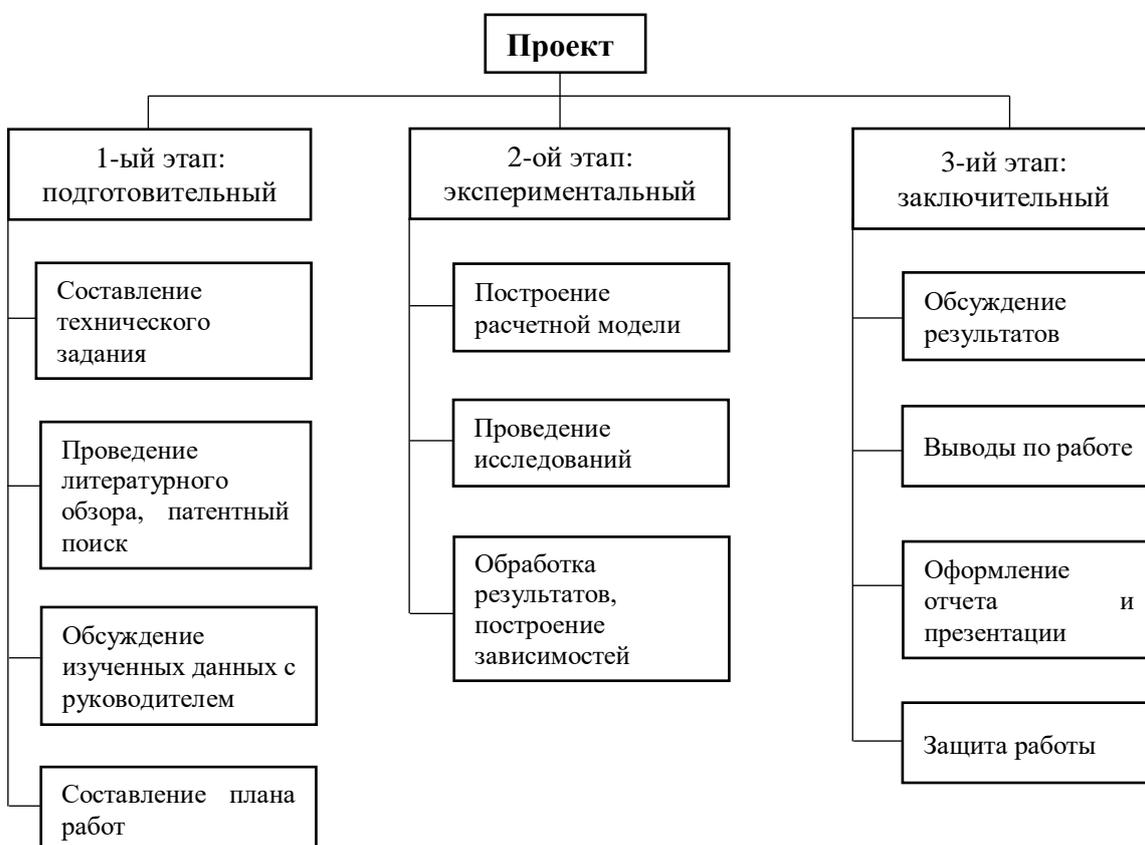


Рисунок 22 – Иерархическая структура работ

### 3.8 Диаграмма Ганта

Для планирования научного проекта необходимо построить диаграмму Ганта, которая используется для иллюстрации календарного плана проекта. Диаграмма Ганта для проведения НИОКР по теме исследования была разработана с использованием ПО MS Project и представлена на рис. 23.

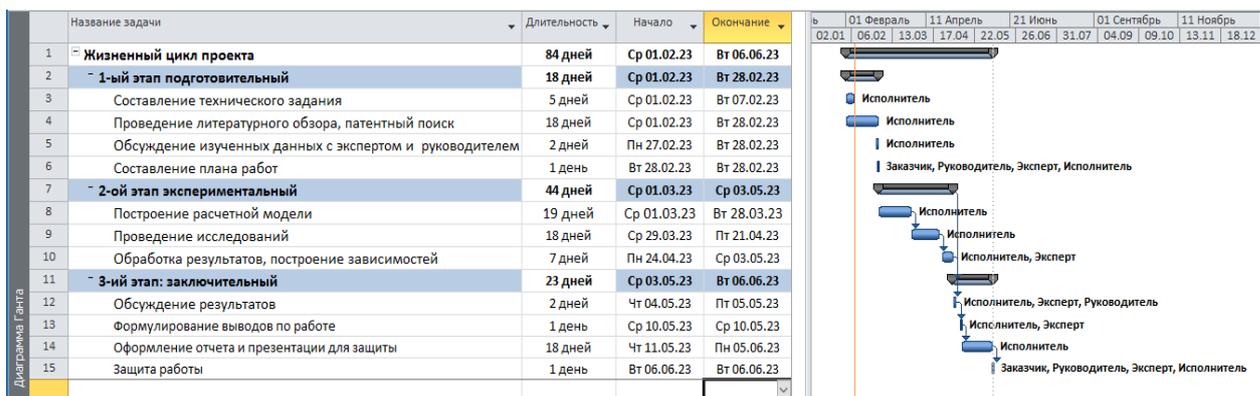


Рисунок 23 – Диаграмма Ганта выполнения НИОКР

### 3.9 Расчет эффективности проекта

#### 1. Эффективность проекта при поддержании оптимальной температуры

Для проведения исследования влияния входной температуры дымовых газов на эффективность процесса зафиксируем входное давление потока 108 кПа. При изменении температуры от 20 0С до 80 0С существенно изменяется расход амина в схеме, увеличиваются его потери при более высокой температуре (табл. 14)

Из опроса поставщиков хим.реагентов получена средняя стоимость МЭА равная 575 тыс.р/т. В таблице 14 рассчитаны годовые затраты на восполнение потерь МЭА при эксплуатации установки при различной входной температуре.

Таблица 14 – Влияние входной температуры дымовых газов на изменение расхода МЭА

Входная температура, 0С	Расход МЭА (30 %), т/ч	Подпитка кг/ч	Потери МЭА в год, т/год	Стоимость восполнения МЭА, тыс. руб/год
20	870	0,17	1,4892	856,29
30	910	0,64	5,6064	3223,68
45	990	2,5	21,9	12592,5
60	1140	13,3	116,508	66992,1
80	1690	121,8	1066,968	613506,6

Охлаждение дымовых газов происходит с помощью АВО с температуры 180 0С до 20-80 0С. В летнее время года охлаждение технически возможно до температуры не менее 40-45 0С, в зимнее время возможно охлаждение до температуры 25-35 0С в зависимости от температуры наружного воздуха. Эксплуатационные расходы АВО существенно не зависят от разницы температур. Следовательно, наибольшее влияние на выбор оптимальной входной температуры на установку определяется стоимостью восполнения потерь МЭА и технической возможностью поддержания заданной температуры с учетом погодных

условий. Таким образом, эффективнее поддерживать входную температуру дымовых газов не более 45 0С.

## 2. Эффективность проекта при поддержании оптимального давления

Для проведения исследования влияния входного давления дымовых газов на эффективность процесса зафиксируем входную температуру потока не более 45 0С. Увеличение давления дымовых газов перед абсорбером с одной стороны улучшает процесс взаимодействия CO<sub>2</sub> с амином, тем самым способствует снижению расхода амина в схеме, но с другой - существенно увеличивает затраты на предварительную подготовку дымовых газов (компримирование с атмосферного давления до заданного давления и охлаждение). Эксплуатационные затраты представлены расходами электрической энергии на работу насосов рециркуляции регенерированного амина и копримирования входного потока дымовых газов. Тариф на покупку электроэнергии по факту в 2023 г на месторождении составляет 4,5 руб/кВт\*ч. С учетом этого рассчитаем эксплуатационные расходы (табл. 15).

В табл. 15 представлено влияние увеличения входного давления дымовых газов на стоимость процесса извлечения CO<sub>2</sub>.

Таблица 15 - Влияние входного давления дымовых газов на стоимость процесса извлечения CO<sub>2</sub>

Входное давление, МПа	Расход МЭА (30%), т/ч	Потери МЭА в год, т/год	Стоимость восполн. потерь, млн.руб/год	Нагрузка на насосе рецирк. МЭА, МВт	Компр. до вх. давления, МВт	Затраты на эл.эн, руб/год	Итого экспл. затраты млн.руб/год
<b>0,108</b>	990	21,9	12,59	0	3	82,8	<b>95,37</b>
<b>0,2</b>	940	9,636	5,54	0,0175	18,4	508,2	<b>513,75</b>
<b>0,5</b>	880	6,3948	3,68	0,129	41,9	1159,7	<b>1163,42</b>
<b>1</b>	850	4,6428	2,67	0,264	55,4	1536,0	<b>1538,67</b>

С одной стороны, увеличение входного давления перед абсорбером снижает общий расход МЭА в схеме и его потери при эксплуатации, но с другой стороны для создания высокого давления требуются существенные энергетические затраты (табл. 15). С учетом тарифа на покупку электроэнергии на месторождении итоговые эксплуатационные затраты получаются тем ниже, чем ниже допустимое входное давление дымовых газов перед абсорбером.

Таким образом, наиболее выгодным оказывается работа абсорбера при давлении, близком к атмосферному. Итоговая экономия за год может составить до 1,443 млрд.руб/год в сравнении с эксплуатацией установки при давлении 1 МПа.

При этом капитальные затраты на установку не зависят от режима ее эксплуатации, от параметров входного потока дымовых газов, следовательно, не участвуют в сравнении.

#### **Выводы по разделу:**

В разделе доказана экономическая эффективность поддержания оптимальных параметров эксплуатации установки декарбонизации дымовых газов: входное давление перед абсорбером близкое к атмосферному, входная температура не более 45 0С. Найденные параметры позволяют существенно снизить эксплуатационные затраты, главным образом, за счет экономии электроэнергии на предварительную подготовку дымовых газов. Несмотря на то, что процесс взаимодействия амина с диоксидом углерода в абсорбере идет более эффективно при достаточно высоком давлении и низкой температуре, за счет чего снижается расход амина в схеме. Но экономически более выгодным оказывается поддержание невысокого давления, близкого к атмосферному, и температуры не более 45 0С. Экономия, которой удастся достичь за счет снижения стоимости предварительной подготовки дымовых газов, может составлять до 1,4 млрд.руб/год.

## 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности людей при разработке проектного решения, экологическая безопасность, а также безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Объектом исследования является рабочее место ведущего инженера, работающего в АО «ТомскНИПИИнфетъ». Рабочий кабинет инженера расположен на третьем этаже БЦ «Вертикаль», ул. Мокрушина 9, стр. 16. Помещение имеет общую площадь 34 м<sup>2</sup> с габаритными размерами: 5,34 м 7,4 м – 5,516 м<sup>2</sup> (площадь коридора). Высота потолков: 3,1 м. Стены оклеены светлыми обоями, пол и потолок так же оформлены в светлых тонах. В помещении имеется 3 окна (размер 1,1x1,45 м). Освещение естественное только в светлое время суток. В остальном превалирует общее равномерное искусственное освещение.

В кабинете находится четыре рабочих места. Рабочее время с 08:30 до 17:30, обеденный перерыв с 12:00 до 12:45. На рабочем месте инженера находится два ЖК монитора LG с диагональю 21 дюйм, соответствующий стандарту ТСО'99 (стандарт технических средств облучения на эргономику, экологию и безопасность электроннолучевых и жидкокристаллических дисплеев) и системный блок. Всего в помещении находятся 4 ПК, два шкафа с документами. Стены здания шлакоблочные, перегородки железобетонные, кровли шиферные.

Вентиляция в кабинете естественная, что удовлетворяет ГОСТу 12.4.021-75 «Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Общие требования» [40]. В кабинете ежедневно проводят влажную уборку. Помещение относится к категории с малым выделением пыли. Отопление осуществляется посредством системы центрального водяного отопления, что соответствует требованиям, установленным СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» [41].

Для комфортной и эффективной работы инженера необходимо проверить помещение на соответствие нормативным документам безопасности труда, предложить меры для устранения найденных несоответствий.

### 4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения

Законодательно трудовая деятельность регулируется:

1. Конституция РФ [42],
2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [43];

3. Указами президента РФ;
4. Постановлениями правительства РФ;
5. Коллективным договором.

Требования к рабочему месту, а также режим труда и отдыха при работе за ПК, регламентируется следующими нормативными документами:

1. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [44],
2. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [45],
3. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды и обитания [46],
4. ТОИ Р-45-084-01 «Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере» [47],
5. СанПин 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [48]

Работа в офисе относится ко второй категории тяжести труда – работы выполняются при оптимальных условиях внешней производственной среды и при оптимальной величине физической, умственной и нервно-эмоциональной нагрузки. Продолжительность рабочего дня работников не должна превышать 40 часов в неделю.

Для инженеров установлена II категория тяжести и напряженности работы с ЭВМ (считывается до 40 тыс. знаков за рабочую смену). Категория работы относится к группе А и Б (работа по считыванию и записи информации с экрана ЭВМ). Применяется следующий режим труда и отдыха: 8 часовой рабочий день, 5-10 мин. перерыва после 2 часов непрерывной работы, обеденный перерыв 1 час.

В таблице 16 представлены нормы времени регламентируемых перерывов в работе.

Таблица 16 – Регламентирование труда и отдыха при работе на компьютере

Категория работ	Уровень нагрузки			Суммарное время перерывов в течение смены	
	Считывание информации, тыс. печатных знаков	Ввод информации, тыс. печатных знаков	Режим диалога, час	8- часовая	12-часовая
I	До 20	До 15	До 2	30	70
II	До 40	До 30	До 4	50	90
III	До 60	До 40	До 6	70	120

Фактический режим труда и отдыха инженера в АО «ТомскНИПИнефть» полностью удовлетворяет требованиям [42-48] и таблице 16.

Правильная организация рабочего места за компьютером прямо сказывается на производительности труда [44].

Помещение должно быть просторным, хорошо проветриваемым и в меру светлым. Яркий солнечный свет порождает блики на мониторе, поэтому нужно предусмотреть жалюзи. Помещение в целом и рабочее место должны быть освещены достаточно и равномерно. Площадь на одно рабочее место должна составлять не менее 6 м<sup>2</sup>. Площадь кабинета инженера в АО «ТомскНИПИнефть» составляет 34 м<sup>2</sup>, количество рабочих мест равно 4, следовательно, кабинет удовлетворяет нормативному требованию.

В соответствии с [44] рабочий стол может быть любой конструкции, отвечающей современным требованиям эргономики и позволяющей удобно разместить на рабочей поверхности оборудование с учетом его количества, размеров и характера выполняемой работы.

Выполнение требований [44] на рабочем месте инженера отражено ниже в таблице 17.

Таблица 17 – Требования к организации рабочего места при работе с ПЭВМ

№ п/п	Параметр	Рекомендованное значение	Фактическое значение
1	Высота рабочей поверхности стола	Регулируемая высота 680-800 мм.	Соответствует

		Нерегулируемая высота 725 мм	
2	Рабочий стул	Подъемно-поворотный, регулируемый по высоте и углу наклона спинки	Соответствует
3	Расположение монитора от глаз пользователя	600-700 мм	Соответствует
4	Наличие подставки для ног	Ширина не менее 300 мм, глубина не менее 400 мм, регулировка по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до 20 градусов.	Не соответствует. Подставка для ног отсутствует
5	Освещение	Естественное + равномерный искусственный свет	Соответствует, предусмотрены жалюзи на окнах

В настоящее время эргономическая организация рабочего места инженера не в полной мере соответствует нормам [44,45, 48]. Для соответствия нормам рекомендуется оборудовать рабочее место пользователя подставкой для ног.

#### 4.2 Производственная безопасность при разработке проектного решения

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Необходимо выявить вредные и опасные производственные факторы, которые могут возникать при разработке технических решений, связанных с моделированием процесса секвестрации CO<sub>2</sub> из дымовых газов при работе за ПК. Согласно [49] опасные и вредные

производственные факторы по природе воздействия классифицируются на группы: химические, физические, биологические и психофизиологические.

Производственная деятельность инженера подвержена целому ряду вредных воздействий, что может снижать производительность его труда. К таким факторам можно отнести:

- производственное освещение,
- зрительное перенапряжение,
- электромагнитное излучение,
- производственные метеоусловия,
- производственный шум,
- электробезопасность,
- пожарная безопасность,
- стрессовое состояние,
- статические физические нагрузки.

#### *Расчет производственного освещения*

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 лк (общая система освещения).

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям, поэтому столь важен правильный расчет освещенности.

Освещенность рабочего места регулируется документом «Методические рекомендации по установлению уровней освещенности (яркости) для точных зрительных работ с учетом их напряженности от 5 мая 1985 г. N 3863-85» [50].

В данном помещении используется смешанное освещение. Система освещения – общая. Естественное освещение осуществляется через окна в наружной стене здания. В качестве искусственного освещения используется система общего освещения (освещение, светильники которого освещают всю площадь помещения). Значения нормируемой освещенности изложены в строительных нормах и правилах СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [51]. Освещение естественное только в светлое время суток, по большей части в теплое время года. В остальные времена года превалирует общее равномерное искусственное освещение. Есть жалюзи.

Параметры трудовой деятельности инженера:

- вид трудовой деятельности группа А и Б - работа по считыванию и вводу информации с экрана монитора;
- категории тяжести и напряженности работы с ПЭВМ – II группа (суммарное число считываемых или вводимых знаков за рабочую смену не более 40 000 знаков);
- размеры объекта → 0.15 – 0.3 мм;
- разряд зрительной работы – II;
- подразряд зрительной работы – Г;
- контакт объекта с фоном → большой;
- характеристики фона – светлый;
- уровень шума – 55 дБ.

Для организации освещения лучше выбрать люминесцентные лампы, так как они имеют ряд преимуществ перед лампами накаливания: их спектр ближе к естественному, они имеют большую экономичность.

Основные характеристики используемого осветительного оборудования и рабочего помещения:

- тип светильника – с защитной решеткой типа ШОД;
- наименьшая высота подвеса ламп над полом –  $h_2=2,5$  м;
- нормируемая освещенность рабочей поверхности  $E=300$  лк для общего освещения;
- длина  $A = 7,4$  м, ширина  $B = 5,34$  м, высота  $H= 3,1$  м.
- коэффициент запаса для помещений с малым выделением пыли  $k=1,5$ ;
- высота рабочей поверхности –  $h_1=0,75$  м;
- коэффициент отражения стен  $\rho_s=30\%$  (0,3) - для стен оклеенных светлыми обоями;
- коэффициент отражения потолка  $\rho_p=50\%$  (0,5) – для побеленного потолка.

Произведем размещение осветительных приборов. Используя соотношение для выгодного расстояния между светильниками  $L/h$ , а также учитывая то, что  $h=h_1-h_2=1,75$  м, тогда  $\lambda=1,1$  (для светильников с защитной решеткой), следовательно,  $L/h=1,925$  м. Расстояние от стен помещения до крайних светильников -  $L/3=0,642$  м. Исходя из размеров рабочего кабинета ( $A = 7,4$  м и  $B = 5,34$  м), размеров светильников типа ШОД ( $a=1,53$  м,  $b=0,284$  м) и расстояния между ними, определяем, что число светильников в ряду должно быть 2 ( $0,642 + 1,53 + 1,925 + 1,53 + 0,642 = 6,269$ ), и число рядов – 2 ( $0,642 + 0,284 + 1,925$

+ 0,284 + 1,925 + 0,284 + 0,642 = 5,986 > 5,34), т.е. всего светильников должно быть 4 шт.

Размещение осветительных приборов представлено на рисунке 24.

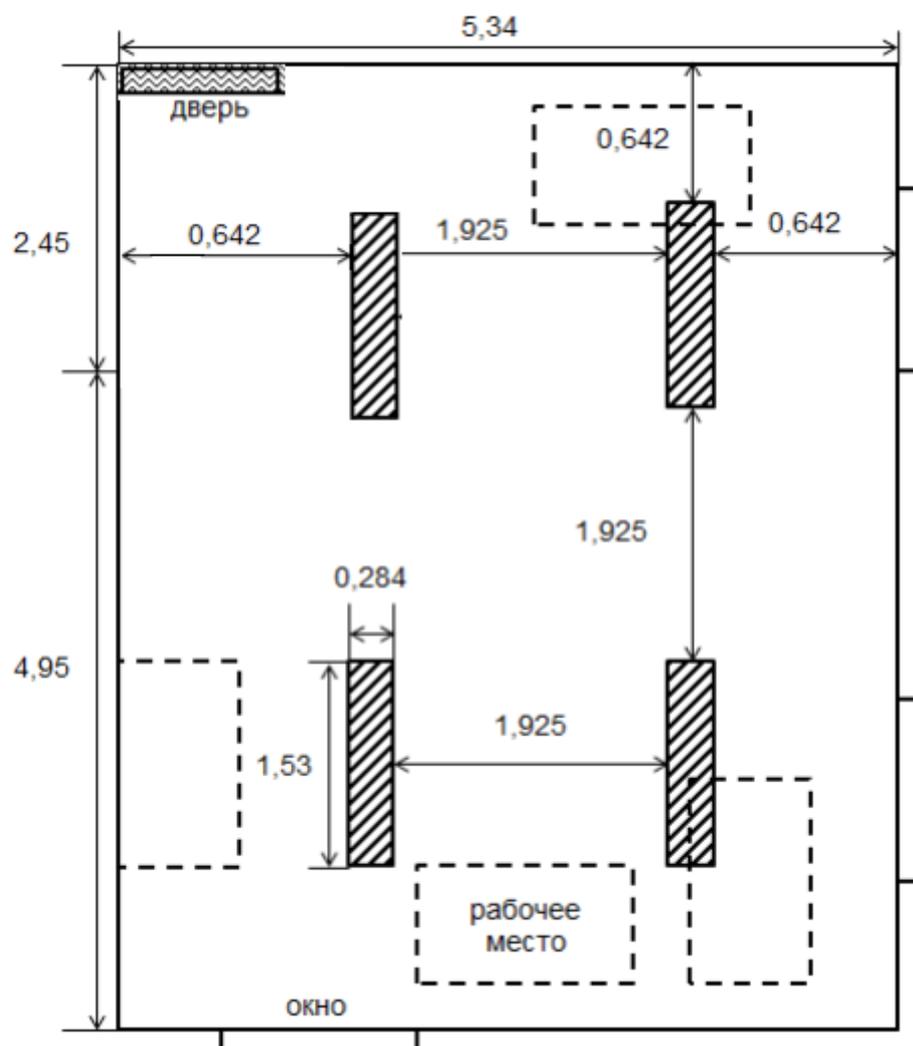


Рисунок 24 - Размещение осветительных приборов в помещении

Найдем индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{34}{2,5 \cdot (7,4 + 5,34)} = 1,07$$

где S – площадь помещения, м<sup>2</sup>;

h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м;

A, B – длина и ширина помещения, м.

Значение коэффициента определяется из [51]. Для определения коэффициента использования по таблицам необходимо знать индекс помещения  $i$ , значения коэффициентов отражения стен  $\rho_c$  и потолка  $\rho_n$  и тип светильника.

Для светильников типа ШОД  $\eta = 0,46$ .

Величина светового потока лампы определяется по следующей формуле:

$$\Phi = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot Z}{n \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 1.2 \cdot 34 \cdot 0.9}{4 \cdot 0.46} = 5987 \text{ (лм)}$$

где  $\Phi$  - световой поток каждой из ламп, Лм;

$E$  - минимальная освещенность, Лк;

$k$  – коэффициент запаса;

$S$  – площадь помещения, м<sup>2</sup>;

$n$  – число ламп в помещении;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока (в долях единицы);

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения (для светильников с люминесцентными лампами  $Z=0,9$ ).

Световой поток равен 5987 лм. Из СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [18] выбираем ближайшую по мощности стандартную лампу. Это должна быть лампа ЛБ80 (световой поток 5220 лм). В практике допускается отклонение потока выбранной лампы от расчетного до –10 % и +20 %, в противном случае выбирают другую схему расположения светильников. Таки образом допустимый диапазон отклонения светового потока для выбранной лампы составляет:  $4698 < \Phi < 6264$ , где  $\Phi = 5987$  лм, что удовлетворяет допустимому диапазону.

Таким образом, система общего освещения рабочего кабинет должна состоять из четырех светильников типа ШОД с двумя лампами ЛБ80, построенных в 2 ряда. В настоящее время освещенность в кабинете соответствует требованиям безопасности.

### *Электробезопасность*

Питание ЭВМ производится от сети 220В. Так как безопасным для человека напряжением является напряжение 40В, то при работе на ЭВМ опасным фактором является поражение электрическим током. Действие электрического тока на живую ткань носит разносторонний и своеобразный характер. Проходя через организм человека, электроток производит термическое, электролитическое, механическое и биологическое действия.

При гигиеническом нормировании ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» [58] устанавливает предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при неаварийном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц.

Обследуемый кабинет оснащен средствами защиты от электрического тока методом зануления. Зануление - преднамеренное соединение нетоковедущих частей с нулевым

защитным проводником. Принцип защиты пользователей при занулении заключается в отключении сети за счет тока короткого замыкания, который вызывает отключение ЭВМ от сети.

Средствами такой защиты являются источники бесперебойного питания для компьютера. Защита от статического электричества производится путем проветривания и влажной уборки. Таким образом, опасность возникновения поражения электрическим током может возникнуть только в случае грубого нарушения правил техники безопасности.

### *Пожарная безопасность*

Пожары представляют особую опасность, так как сопряжены не только с большими материальными потерями, но и с причинением значительного вреда здоровью человека и даже смерти. Как известно пожар может возникнуть при взаимодействии горючих веществ, окисления и источников зажигания.

При эксплуатации ЭВМ пожар может возникнуть в следующих ситуациях: короткое замыкание; перегрузки; повышение переходных сопротивлений в электрических контактах; перенапряжение; при неосторожном обращении работников с огнем.

Согласно ст. 34 Федерального закона «О пожарной безопасности» граждане обязаны соблюдать требования пожарной безопасности:

- ограничить курение на территории института, оборудовав специальные зоны;
- иметь первичные средства тушения пожаров и противопожарный инвентарь в соответствии с правилами пожарной безопасности;
- выполнять предписания, постановления и иные законные требования должностных лиц пожарной охраны;
- проводить обследования и проверки помещений в целях контроля за соблюдением требований пожарной безопасности.

Помещения должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими нормами, устанавливаемыми отраслевыми правилами пожарной безопасности. К первичным средствам пожаротушения относятся все виды переносных и передвижных огнетушителей, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

#### **4.3 Экологическая безопасность при разработке проектного решения**

Единственным источником загрязнения окружающей среды в ходе деятельности инженера АО «ТомскНИПИнефть» являются твердые бытовые отходы, в основном в виде бумаги. На территории Института расположены контейнеры для мусора, в которых эти отходы хранятся до момента вывоза. Вывоз осуществляется ежедневно компанией, утилизирующей бытовой мусор.

Федеральный закон от 10 января 2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [59] в статье 7 определяет полномочия органов местного самоуправления. К вопросам местного значения городских и сельских поселений относится организация сбора и вывоза бытовых отходов и мусора.

Твердые бытовые отходы могут быть захоронены или переработаны. На данный момент все отходы Института АО «ТомскНИПИнефть» вывозятся на городскую свалку. Документы, представляющие коммерческую тайну, подлежат измельчению в специальном Шредере, либо сжиганию.

Для уменьшения вреда окружающей среде нашего региона рекомендуется бумажные отходы, не содержащие коммерческой тайны, сдавать в пункты приема макулатуры. Остальные виды отходов сортировать и отдавать на переработку в качестве вторсырья.

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения**

Общие требования к пожарной безопасности нормируются ГОСТ 12.1.004–91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [60]. В соответствии с общесоюзными нормами технологического проектирования все производственные здания и помещения по взрывопожарной опасности подразделяются на категории А, Б, В, Г и Д. Кабинеты АО «ТомскНИПИнефть» относятся к категории Д (пониженная пожароопасность – негорючие вещества и материалы в холодном состоянии).

Рабочее место инженера АО «ТомскНИПИнефть» для предотвращения распространения пожара оборудовано противопожарной сигнализацией и огнетушителем (ОУ – 3). Огнетушитель углекислотный ОУ-3 предназначен для: тушения возгорания горючих веществ и материалов, горение которых не может происходить без доступа воздуха; возгораний электроустановок, находящихся под напряжением не более 100 В. Предназначены для тушения возгорания жидких и газообразных веществ класса В.

Весь персонал ознакомлен с правилами пожарной безопасности и маршрутами эвакуации из здания на случай чрезвычайной ситуации. У каждого сотрудника имеется индивидуальный Самоспасатель фильтрующий ГДЗК «ГАРАНТ-1».

Согласно единой схеме распределения землетрясений на земном шаре, Западная Сибирь входит в число сейсмически спокойных материковых областей, т.е. где почти никогда не бывает землетрясений с магнитудой разрушительной величины свыше 5 баллов. Ближайшими к Кузбассу сейсмоопасными территориями являются республика Алтай и Прибайкалье. Здание БЦ «Вертикаль», где размещаются сотрудники АО «ТомскНИПИнефть» относится к кладке С (обычное качество, устойчивость к горизонтальной нагрузке проектом здания не предусмотрена). Работникам АО «ТомскНИПИнефть» землетрясения не угрожают.

Борьба с террористическими актами. Наиболее эффективный метод борьбы с террористическими актами – это их предупреждение.

В институте приняты следующие меры для снижения террористической угрозы:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию университета;
- организация и проведение инструктажей и практических занятий по действиям в условиях возможных террористических актов;
- информирование студентов и сотрудников (проведение регулярных инструктажей, размещение информационных стендов и т.д.).

Защита персонала от воздействия всевозможных поражающих факторов чрезвычайных ситуаций представляет собой комплекс мероприятий, осуществляемых в целях недопущения или максимального ослабления поражения людей и уменьшению ущерба экономике.

Комплекс защитных мероприятий включает:

- оповещение и информирование персонала о чрезвычайной ситуации;
- эвакуацию персонала;
- обеспечение персонала средствами индивидуальной защиты;
- обеспечение устойчивости функционирования объекта;
- установление и поддержание необходимого режима работы и жизнедеятельности;
- оказание необходимой помощи пострадавшему персоналу;
- проведение аварийно-спасательных работ;
- ликвидацию последствий чрезвычайных ситуаций.

В заключение раздела можно сделать вывод о том, что задача безопасности жизнедеятельности заключается в том, чтобы свести к минимуму вероятность поражения или заболевания работающего с одновременным обеспечением комфорта при максимальной производительности труда.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В России проекты CCUS, направленные на улавливание и утилизацию/ геологическое захоронение диоксида углерода, на сегодняшний день находятся на стадии исследования, нет опыта промышленной реализации такого проекта. Учитывая высокую стоимость разработки и внедрения подобных решений, а также фактическое отсутствие доходной части необходимо проводить модельные исследования по выявлению возможностей снижения капитальных и эксплуатационных затрат. Особо стоит сконцентрировать внимание на установке улавливания углекислого газа, т.к. стоимость процесса секвестрации CO<sub>2</sub> может составлять до ¾ всей стоимости проекта.

В результате проведенных исследований на разработанной модели в ПО Aspen Hysys были установлены следующие основные характеристики подготовки входного потока дымовых газов перед абсорбером:

- 1) давление дымовых газов на уровне атмосферного, без предварительного компримирования после котлов-утилизаторов или ГТЭС,
- 2) температура дымовых газов перед абсорбером не выше 45 °С, с применением предварительного охлаждения в АВО,
- 3) состав исходного потока дымовых газов – без изменений (в случае отсутствия внешнего источника диоксида углерода).

Полученные значения характеристик потока дымовых газов позволяют сократить эксплуатационные расходы на процесс извлечения диоксида углерода, тем самым снизить общую стоимость установки аминовой очистки.

Проведение исследований на модели позволяет оценить приблизительную капиталоемкость проекта, энергетические и эксплуатационные затраты на установку. Подобные исследования наиболее актуальны на стадии концептуальной проработки технических вопросов, когда важно принять взвешенное решения по реализации проекта.

Основные недостатки модельных исследований, которые следует отметить, - достаточно идеализированные условия тепломассообмена в колонне, использование различных корреляций для описания процесса взаимодействия амина с газами.

Сложность проектирования установок аминовой очистки для извлечения диоксида углерода из дымовых газов заключается, во-первых, в том, что нет отечественных аналогов, во-вторых, процесс сильно зависит от исходного состава дымовых газов, концентрации CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub>, входного давления и температуры процесса абсорбции, типа амина, поэтому отсутствует возможность масштабирования технологии на разные объемы и объекты. Каждый проект уникален. В связи с этим разработка и настройка схемы аминовой очистки

производится отдельно под каждый конкретный случай с учетом всех особенностей и параметров исходного потока дымовых газов.

## Список публикаций

1. Захаревич Ю.С., Эрикссен К.И. Оценка возможностей повышения эффективности технологии секвестрации углекислого газа // Нефтяное хозяйство.- 2022.- № 9.- С. 137-141;
2. Захаревич Ю.С., Юрьев Е.М. Моделирование схемы аминовой очистки дымовых газов от диоксида углерода при пониженном давлении в ПО Aspen Hysys // Нефтегазовое дело. – 2022.- № 4.- С. 117-135
3. Захаревич Ю.С. Особенности применения технологии секвестрации диоксида углерода из дымовых газов газотурбинных электростанций // Технологии обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: сб. тезисов V науч.-технич. конф.- Томск, 20-21 сентября, 2022. — С. 194-198.

## Список используемых источников

1. Федеральный закон № 296-ФЗ от 01.06.2021 г. Об ограничении выбросов парниковых газов, 2021. 8 с.
2. Парижское соглашение. Организация Объединенных Наций, 2015.- 30 с.
3. Указ Президента РФ № 666 от 4.10.2020 г. О сокращении выбросов парниковых газов. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202011040008> (дата обращения 31.07.22)
4. Шам П.И. Влияние углекислого газа атмосферы Земли на потепление климата // Вестник Приазовского государственного технического университета. – 2003.- № 13.- С. 89-95.
5. Швайбер В.М. Из истории исследований парникового эффекта земной атмосферы // Биосфера. – 2013.- Т.5, № 1.- С. 37-44.
6. Специальный доклад МГЭИК. Улавливание и хранение двуокси углерода. Резюме для лиц, определяющих политику, и Техническое резюме.- 2005.- 66 с.
7. Ахметова В.Р., Смирнов О.В. Улавливание и хранение диоксида углерода – проблемы и перспективы // Башкирский химический журнал. – 2020.- Т. 27.- № 3.- С. 103-115.
8. Отчет компании Vygon Consulting. CCUS: Монетизация выбросов CO<sub>2</sub>, 2021.- 48 с. URL: [https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon\\_consulting\\_CCUS.pdf](https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf) (дата обращения 13.07.22).
9. Report of Energy Transition Institute. Carbon Capture Utilization and Storage, 2021.- 166 р. URL: <https://www.kearney.com/documents/17779499/17781864/CCUS-2021+FactBook.pdf/718e94af-1536-b23e-1ac9-a4de74ffef25?t=1623398953000> (дата обращения 01.08.22).
10. Информационная служба Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных наций. Технический обзор. Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS). - 36 с. URL: [https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure\\_RU\\_final.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure_RU_final.pdf) (дата обращение 05.08.2022).
11. Мухин А. Улавливание и хранение углекислого газа (CCS): наилучшие доступные технологии, текущие проекты и глобальные перспективы // Конференция АЕВ «Реализация Киотского протокола в России: точка зрения бизнеса», Москва, 29 сентября 2009 г. URL: <https://aebus.ru/upload/iblock/4ab/4ab6540c0371af467e429ac892c68a30.pdf> (дата обращения 02.08.22).

12. Давлетбаев А.А., Теслюк Л.М. Интенсификация добычи нефти с помощью технологии секвестрации CO<sub>2</sub> // Система управления экологической безопасностью: сб. труд. XV междуна. науч.-практ. конф.— Екатеринбург: УрФУ, 2021. — С. 219-224.
13. Способ газоциклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину. [Электронный ресурс]. – URL: <https://findpatent.ru/patent/265/2652049.html> (дата обращения 02.08.2022).
14. Ромашева, Н. В Особенности мировых проектов секвестрации CO<sub>2</sub> / Н. В. Ромашева, М. Н. Крук, А. Е. Череповицын. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.e-rej.ru/Articles/2018/Romasheva.pdf> (дата обращения 02.08.2022).
15. Афанасьев С. В. «Зеленые» технологии в нефтегазодобыче / С. В. Афанасьев, В. А. Волков, П. Э. Прохоров, А. Н. Турапин // Инновации и «зеленые» технологии: Региональная научно-практическая конференция (Самара, 29 ноября 2017 г.): сборник материалов и докладов. – Самара, 2018. – С. 102–110.
16. Опыт, испытания и перспективы Геоаккумуляции CO<sub>2</sub> с целью интенсификации нефтедобычи. [Электронный ресурс]. – URL: [https://www.academia.edu/37018391/Experience\\_Test\\_and\\_Prospects\\_of\\_Geoaccumulation\\_CO2\\_with\\_Increase\\_Oil\\_Recovery\\_in\\_the\\_Samara\\_Region](https://www.academia.edu/37018391/Experience_Test_and_Prospects_of_Geoaccumulation_CO2_with_Increase_Oil_Recovery_in_the_Samara_Region) (дата обращения 02.08.2022).
17. За дымовой завесой. Как утилизация углекислого газа изменит мир. - URL: <https://www.forbes.ru/biznes/352641-za-dymovoy-zavesoy-kak-utilizaciya-uglekislogo-gaza-izmenit-mir> (дата обращения 02.08.2022).
18. Углекислый газ в промышленности, его получение и применение [Электронный ресурс]. – URL: <https://uglekislygaz.ru/dioksid-ugleroda/co2-v-promyshlennosti/> (дата обращения 02.08.2022).
19. Жигулина Д.И. Дизайн пилотного проекта улавливания и хранения углерода на примере Салымской группы месторождений – от геологии до обустройства / Д.И. Жигулина, М.Ю. Прудский, Б.В. Малышев, В.Ю. Климов, А.В. Лютков, А.Н. Литра, И.Н. Руднов, А.В. Черявко // Нефтяное хозяйство. - 2022.- № 12.- С. 64-69.
20. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. М.: Химия.- 1987 . – 256 с.
21. Фахрутдинов Р.З., Закиев Ф.А., Гарифуллин Р.Г., Аминов М.Х., Зайнуллов Ф.Р., Султанов А.Х. Абсорбент для очистки газа от сероводорода и углекислого газа. Патент на изобретение RU 2416458 С1, 20.04.2011. Заявка № 2009148258/05 от 24.12.2009.
22. Тительман Л.И., Соболевский В.С., Семенова Т.А., Дильман В.В., Маркина М.И., Штейнберг Б.И., Кухарев Д.И. Способ очистки газа от окиси углерода и углекислого газа // Авторское свидетельство SU 486766 А1, 05.10.1975. Заявка № 1948017 от 23.07.1973.

23. Окунев А.Г., Лысиков А.И., Нестеренко С.С. Поглотитель углекислого газа и способ очистки газовой смеси от углекислого газа. Патент на изобретение RU 2379102 С1, 20.01.2010. Заявка № 2008140002/15 от 08.10.2008.

24. Ушакова А.А. Извлечение углекислого газа из дымовых газов на предприятии АО «Алтайвагон» // Технологии и оборудование химической, биотехнологической и пищевой промышленности. Сбор. матер. XIII Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием. Бийск, 2020. С. 47-78.

25. Аминовья очистка [Электронный ресурс] URL: <https://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/oborudovanie/modelnyj-ryad/item/aminovaya-ochistka> (дата обращения 11.05.2022).

26. Таркин А.А., Лаврентьев И.А., Александров В.М. Успешное решение проблемы импортозамещения на примере установки аминной очистки от сероводорода попутного нефтяного газа в ПАО «Оренбургнефть» // Газовая промышленность. – 2016.- № 2. - С. 20-25.

27. Разработка процесса глубокой абсорбционной очистки технологического газа от CO<sub>2</sub> в производстве NH<sub>3</sub> с помощью абсорбента на основе МДЕА отечественного производства [Электронный ресурс] URL: [https://sintez-oka.com/solution/articles/gas\\_treatment/](https://sintez-oka.com/solution/articles/gas_treatment/) (дата обращения 11.05.22).

28. Mofarahi M., Khojasteh Y., Khaledi H., Farahnak A. Design of CO<sub>2</sub> absorption plant for recovery of CO<sub>2</sub> from flue gases of gas turbine// Energy - 2008.- V. 33 (8). - P.1311-1319. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.02.013>

29. Chavez R-H., Guadarrama J.J. Numerical Evaluation of CO<sub>2</sub> Capture on Post-combustion Processes // Chemical engineering transactions.- 2015.- V.45.- P. 271- 276.

30. Богомолов А.Р., Дворовенко И.В., Крюков С.В., Чемакин М.А. Экспериментальный стенд по снижению вредных выбросов и углекислого газа в дымовых газах тепловых электростанций // Сборник материалов III Всероссийской конференции «Химия и химическая технология: достижения и перспективы», 2016.- С. 78-81.

31. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Электронный журнал Neftegaz.ru, 2019.- № 9. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/pererabotka/497100-uglekislyy-gaz-kak-syre-dlya-krupnotonnazhnoy-khimii/> (дата обращения 03.08.2022).

32. Weiland R.H., Hatcher N.A. What are the benefits from mass transfer rate-based simulation? // Hydrocarbon processing, July, 2011.- P. 43-49.

33. Roy Vardheim. How Technology Centre Mongstad (TCM) plays a central role in progressing carbon capture globally. URL: [https://ieaghg.org/docs/General\\_Docs/PCCC3\\_PDF/3\\_PCCC3\\_Vardheim.pdf](https://ieaghg.org/docs/General_Docs/PCCC3_PDF/3_PCCC3_Vardheim.pdf) (дата обращения 01.08.2022).
34. Результаты моделирования установки улавливания CO<sub>2</sub> из дымовых газов ГТЭС, н. Уренгой. [Электронный ресурс] URL: [https://sintez-oka.com/solution/articles/gas\\_treatment/](https://sintez-oka.com/solution/articles/gas_treatment/) (дата обращения 11.05.22)
35. Лейтес И.Л. Исследование физико-химических свойств модифицированного МДЭА-абсорбента для тонкой очистки синтез-газа от диоксида углерода в производстве аммиака / И.Л. Лейтес, А.К. Аветисов, Н.В. Язвикова, С.В. Суворкин, Ю.К. Байчток, Н.В. Дудакова, К.Н. Деев., Г.В. Косарев // Химическая промышленность сегодня. – 2003. – № 1. – С. 34.
36. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. А.М. Мазгаров, О.М. Корнетова. Учебно-методическое пособие, Казань. -2015.- 70 с.
37. Горяинова Е.С. Модернизация системы очистки конвертированного газа от диоксида углерода при производстве аммиака на примере ПАО «Тольяттиазот» // бакалаврская работа, Тольятти.- 2019.- 73 с.
38. Андреев, Ф.А. Технология связанного азота /Ф.А. Андреев, С.И. Карагин, Л.И. Козлов, В.Ф. Приставка. — изд. 2-е перераб. — Москва: Химия, 1974. — 464с.
39. Щукин Н.Ю., Матросов Н.П. и др. Новые абсорбенты в очистке от CO<sub>2</sub> // Химическая промышленность, 2005, № 9, стр. 32-52.
40. ГОСТ 12.4.021-75 «Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Общие требования».
41. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
42. Конституция РФ,
43. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018),
44. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования,
45. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы,
46. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды и обитания,
47. ТОИ Р-45-084-01 «Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере»,

48. СанПин 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
49. ГОСТ 12.0.003-84 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
50. «Методические рекомендации по установлению уровней освещенности (яркости) для точных зрительных работ с учетом их напряженности от 5 мая 1985 г. N 3863-85.
51. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»
52. Берлин М.А., Переработка нефтяных и природных газов / М.А. Берлин, В.Г. Гореченков, Н.П. Волков.-М.:Химия, 1981.-472 с.
53. Афанасьев А.И. Применение МДЭА для очистки природного газа / А.И. Афанасьев,С.П. Малютин, В.М. Стрючков // Газовая промышленность. – 1986. – № 4. – С. 20–21.
54. Афанасьев А.И. Промышленный опыт очистки малосернистого природного газа МДЭА / А.И. Афанасьев, В.М. Стрючков, В.С. Прокопенко // Газовая промышленность. – 1987. – № 5. – С. 14–16.
55. Гриценко А.И. Физические методы переработки и использования газа/ А.И. Гриценко, И.А. Александров, И.А. Галанин. \_М.: Недра, 1981. \_224 с.
56. Патент № 4368178 США В01D53/34. Процесс очистки газа от сероводорода и углекислого газа / Diaz Z., Заявитель и патентообладатель Shell Oil Corp.- 836451; заявл.26.05.1981; опубл. 11.01..1983; НКИ 423/226.
57. IslamM.S., Yusoff R. and Ali B.S. Role of acid and heat stable salt in the degradation process of alkanolamine during sour gas sweetening process // Engineering e-Transaction. – 2010. – Vol. 5. – No. 2. Pp 53–60. Online at <http://ejum.fsktm.um.edu.my>
58. Федеральный закон от 10 января 2002 года № 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"
59. Федеральный закон РФ от 4 мая 1999г. № 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха"
60. ГОСТ 12.1.004–91 «Пожарная безопасность. Общие требования»
61. Салаватов Т.Ш., Байрамова А.С., Воробьев К.А. Использование диоксида углерода в качестве химического сырья. // Вестник Евразийской науки, 2021.- № 2, Т. 13.- С.

## Приложение А

(справочное)

### Increasing the efficiency of carbon dioxide sequestration from fuel gases of power plants using amines

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ14	Захаревич Ю.С.		

Консультант школы ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Юрьев Е.М.	К.Т.Н		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Надеина Л.В.	к.филол.н.		

## 1. Introduction

After the release of Federal Law No. 296-FZ of June 1, 2021 “On Limiting Greenhouse Gas Emissions” [1] and the signing of the Paris Agreement on Climate Change by Russia on April 22, 2016 [2], the task of decarbonization and “carbon neutrality” has become relevant for large industrial companies. Decree of the President of the Russian Federation No. 666 dated October 4, 2020 [3] obligated all socio-economic sectors of the country to ensure a reduction in greenhouse gas emissions by 70% by 2030 compared to 1990, and also to develop Strategies for the "low-carbon" development of enterprises up to 2050. It is known that carbon dioxide can accumulate in the atmosphere, causing a greenhouse effect, which in turn leads to global climate change throughout the planet. In 2020, atmospheric carbon dioxide for the first time in a long time reached a record concentration, which amounted to 417,1 ml/m<sup>3</sup> [4]. It is predicted that the concentration of carbon dioxide may double by the end of the century [5].

One of the main sources of carbon dioxide emissions into the atmosphere is the combustion of natural fuels for the purpose of industrial generation of electrical energy [6]. In this regard, producing oil companies utilizing associated petroleum gas (APG) at flare installations or at local gas turbine power plants (GTPPs) to generate electricity for their own needs, have to search for effective technologies of CO<sub>2</sub> sequestration from flue gases, to evaluate the possibility of adapting known methods for cleaning natural gases from acid components for selective extraction of carbon dioxide from flue gases. At present, Rosneft has developed the Development Strategy until 2050, which includes provisions to reduce carbon dioxide emissions into the Earth’s atmosphere by 2030 and achievements full "carbon neutrality" of production by 2050.

There are various methods of purification of natural gases (GHG) from acidic components, which are widely used in preparation for processing and transport. In [7], the advantages and disadvantages of each process, application limitations and other features are described in sufficient detail. However, all known purification technologies are applied for hydrocarbons with compositions and thermobaric conditions corresponding to natural and associated gases before combustion. At the same time, the task of cleaning gases from CO<sub>2</sub> after burning hydrocarbon fuels is less studied.

Flue gases compared to NG and APG (mainly N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>), have a specific composition, high temperature (about 120-180 °C after waste heat boilers) and pressure close to atmospheric one. These features impose restrictions on the use of gas treatment technologies that have been developing over the years.

According to some data [8], the process of capturing carbon dioxide from flue gases is the most capital-intensive part of the project, it accounts for about 2/3 of all investments. In this regard,

it is rational to focus on finding ways to improve the efficiency of available technologies for extracting CO<sub>2</sub> from flue gases.

**The aim of the work** is to search opportunities in order to improve the energy efficiency of the CO<sub>2</sub> sequestration process, reduce the capital intensity of the project, taking into account ensuring the degree of CO<sub>2</sub> extraction from flue gases at least 90%.

## **2. General information about CCUS**

Technical projects related to the industrial method of decarbonization got their name - CCUS projects - Carbon Capture Utilization and Storage technology.

CCUS projects first began to develop in the USA since 1972. The first 5 projects were aimed at capturing CO<sub>2</sub> and injection into an oil and gas reservoir in order to increase oil recovery. Norway was the first European country to implement the Sleipner project to capture and utilize CO<sub>2</sub> in a dedicated geological storage facility in the North Sea (Fig. 1). Active development of CCUS projects in European countries falls on the period 2000-2020. During this time, about 60 active projects have been implemented. The most developed and well-known foreign projects implemented in the period up to 2020 are presented in Figure 1.

**Project name**  
 – Plant owner  
 – Plant type  
 – CO<sub>2</sub> storage rate  
 – Rationale for investment

 Oil and gas processing plant  
 EOR storage

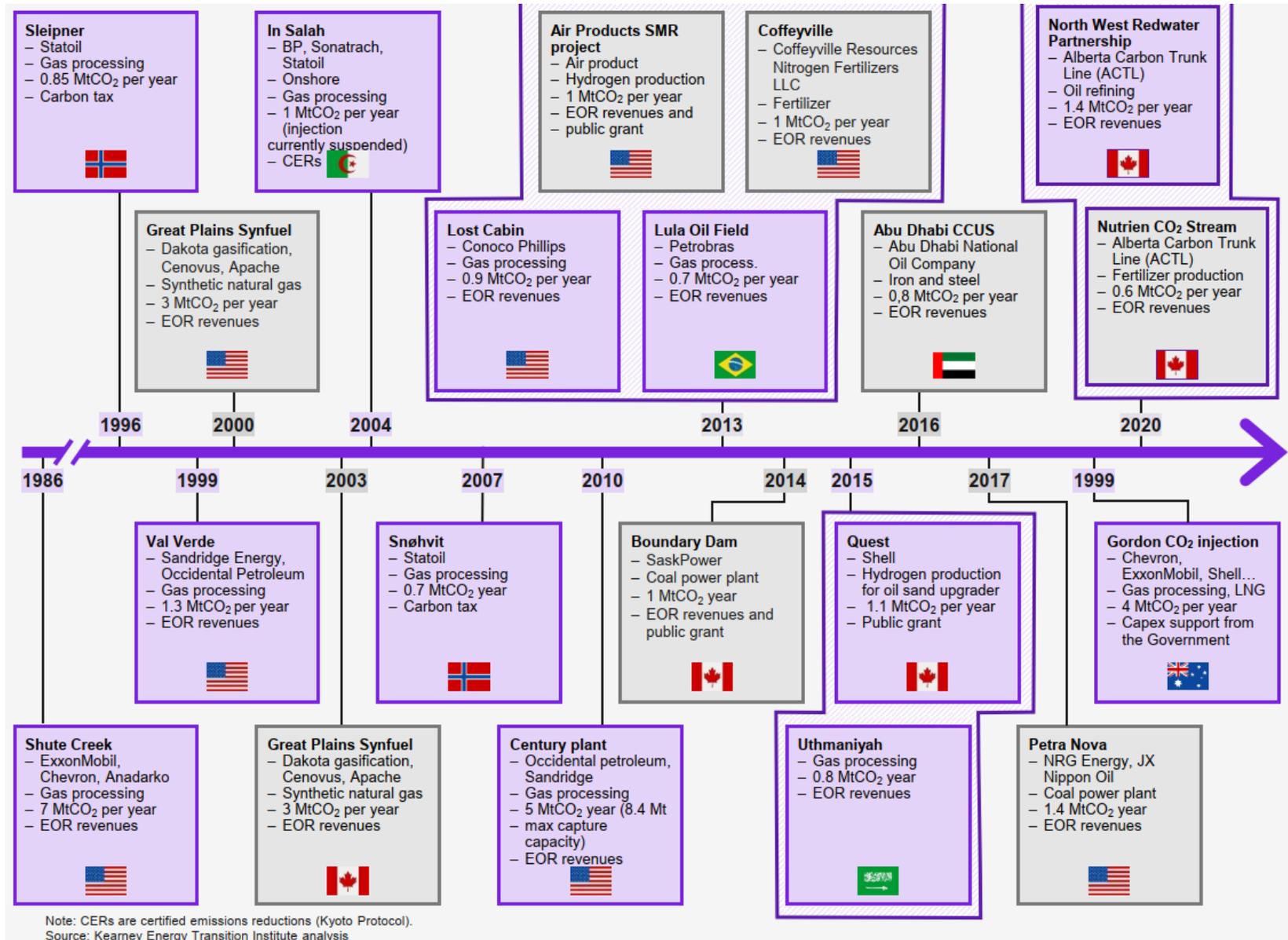


Fig. 1. Known foreign projects for the capture and storage of CO<sub>2</sub>, implemented for the period up to 2020

Currently, about 50% of the active CCUS projects in the world are implemented in North America, in second place is China with 14% of the total number of CCUS facilities. In Europe, projects are mainly developed in the UK and Norway. Australia has one of the largest operating storage facilities (Project Gorgon). In Russia today there is no experience in the development and industrial implementation of such projects [9].

CCUS projects consist of four main stages (Fig. 2) [8]:

**Stage 1:** CO<sub>2</sub> capture from flue gases,

**Stage 2:** preparation of CO<sub>2</sub>,

**Stage 3:** CO<sub>2</sub> transport,

**Stage 4:** CO<sub>2</sub> utilization.

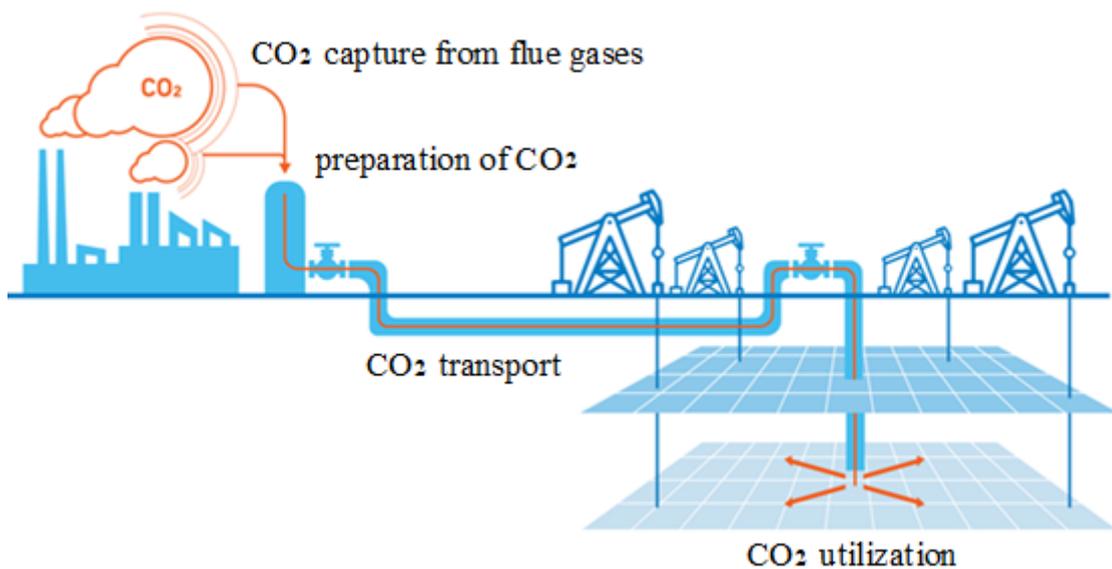


Fig. 2. Scheme of the CCUS project with geological disposal of CO<sub>2</sub>

## 2.1 The first stage of CCUS

The first stage is the separation of CO<sub>2</sub> molecules from the flue gases. This is the most capital intensive part of the project. The cost of its implementation is about 70 % of all investments [8]. In this regard, it is rational to focus on the search for effective technologies of capturing CO<sub>2</sub> from flue gases, which will reduce the operating costs of the project.

The following CO<sub>2</sub> capture technologies are currently available (Fig. 3).

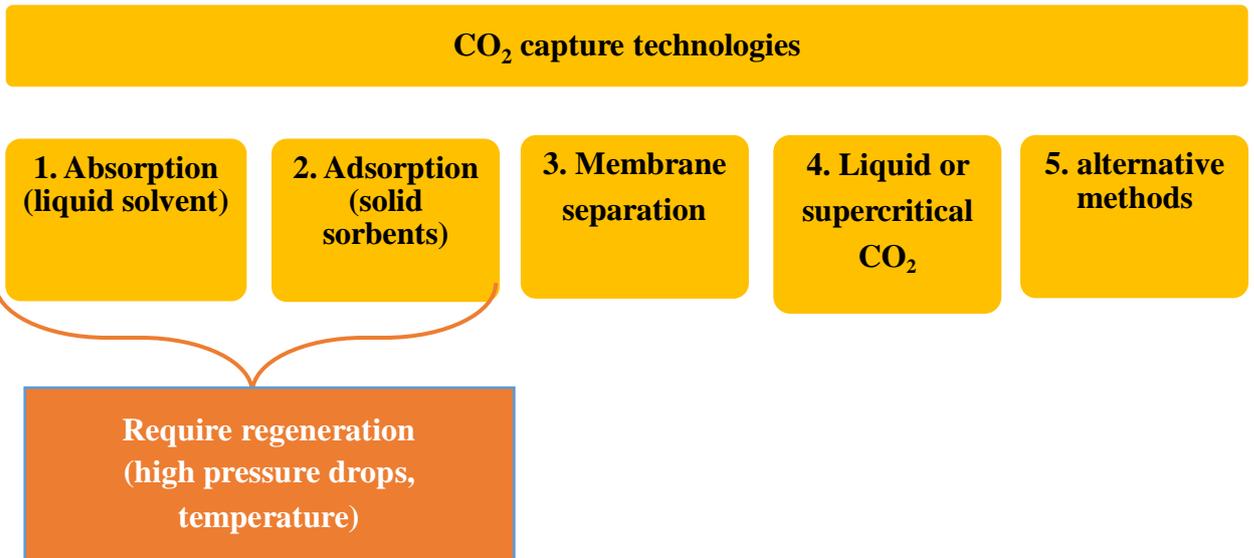


Fig. 3. CO<sub>2</sub> capture technologies

The fundamental differences between the described technologies are illustrated in Figure 4.

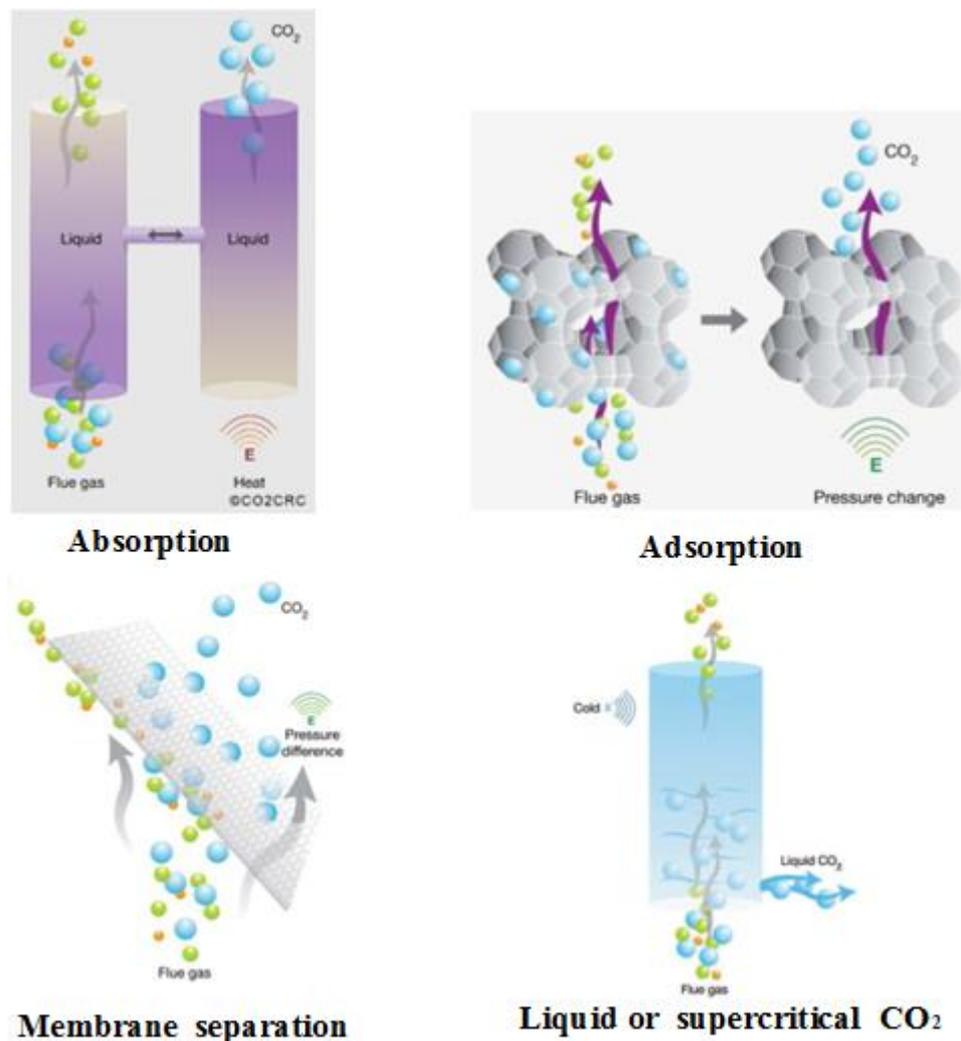


Fig. 4. The fundamental difference in technology [9]

The advantages and disadvantages of carbon dioxide capture technologies are presented in Table 1.

Table 1 - Features of carbon dioxide capture technologies

<b>Technology</b>	<b>Advantages</b>	<b>Disadvantages</b>	<b>Scale</b>	<b>Applications</b>
<b>Absorption</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Reacts rapidly</li> <li>– Flexible</li> <li>– High capacities possible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Equipment corrosion</li> <li>– High energy requirements</li> </ul>	– Industrial	– Suitable for flue gases from post-combustion capture
<b>Adsorption</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Low energy consumption</li> <li>– Lower cost of CO<sub>2</sub> capture</li> <li>– Suitable for separating CO<sub>2</sub> from dilute stream</li> </ul>	– Low adsorption capacities (in flue gases conditions)	– Pilot	– Suitable for flue gases from post-combustion capture
<b>Membrane separation</b>	– Continuous, steady state technology	– Require high energy for Post-combustion CO <sub>2</sub> capture	– Pilot / Industrial	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Not suitable for post-combustion capture</li> <li>– Works with oxy-fuel combustion capture</li> </ul>
<b>Liquid or supercritical CO<sub>2</sub> (Inherent CO<sub>2</sub> capture)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Liquid CO<sub>2</sub> production</li> <li>– Not requiring solvents or other components</li> <li>– Can be scaled up</li> </ul>	– Require a large amount of energy	– Experimental	– Efficient for gas streams with high CO <sub>2</sub> concentration (for pre-combustion and oxy-fuel combustion capture)

Adsorption-absorption trapping is the dominant technology, but membranes and cryogenic trapping have great potential.

## 2.2 The second stage of CCUS

The second stage involves the preparation of carbon dioxide before transport (Fig. 5). In many ways the process of preparing CO<sub>2</sub> is similar to the preparation of natural gas. Before transportation, carbon dioxide has to be dried in order to prevent corrosion and hydrate formation, and also it has to be compressed to a pressure corresponding to the intended method of further utilization of CO<sub>2</sub>.

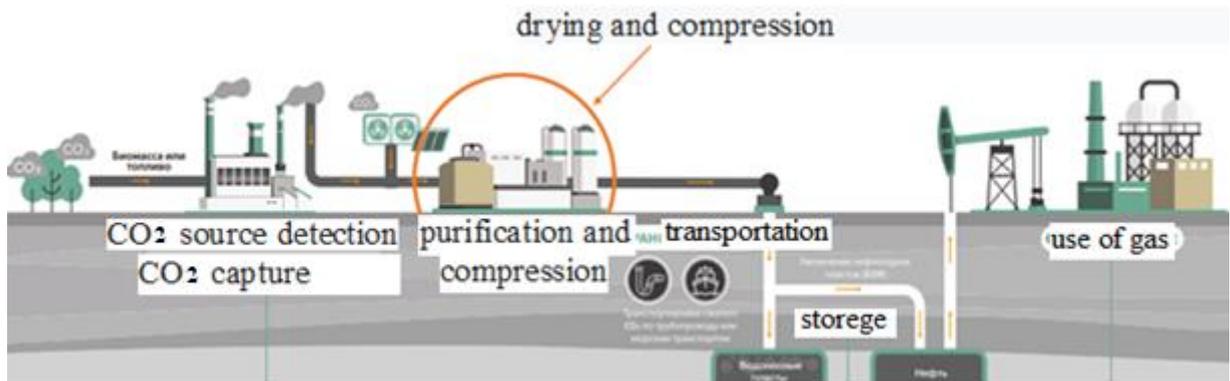


Fig. 5. Stage 2 CCUS. Preparing for transport

## 2.3 The third stage of CCUS

The third stage provides various options for transportation of CO<sub>2</sub>, in many ways which are also similar to the transport of natural gas: pipeline transport, sea vessels, railway and tank cars for the transport of LPG (Fig. 6).

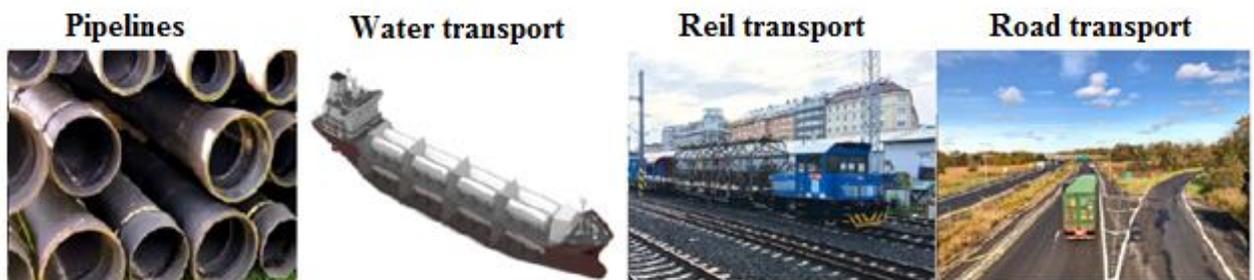


Fig. 6. CO<sub>2</sub> transportation options

Pipeline transport is the main way to transport large volumes of carbon dioxide for the purpose of utilization and disposal. Currently, 50 pipelines with a total length of 6600 km are already operating in North America, annually they transport more than 60 million tons of CO<sub>2</sub>,

mainly for enhanced oil recovery [10]. In the world, the length of carbon dioxide pipelines is about 7 thousand km, with a pipe diameter of up to 921 mm [8], which is comparable to the diameter of main gas pipelines.

The thermobaric properties of carbon dioxide are significantly more favorable for transportation than those ones of natural gases and methanol. At temperatures from -20 to +30 0C 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 given parameters is mainly in the gaseous state. A number of experts note [8] the technological simplicity of transporting carbon dioxide in a reduced or supercritical state in comparison with transport by a pure gas phase.

## **2.4 The fourth stage of CCUS**

The fourth stage covers two main uses of captured carbon dioxide:

1) Oil and gas industry:

- burial in underground geological storages in deep aquifers or depleted oil traps. CO<sub>2</sub> is injected into the formation in the supercritical state in the liquid phase.
- injection of CO<sub>2</sub> into an oil and gas bearing formation to increase oil recovery (EOR).
- - production of methanol.

2) In industry:

- chemical,
- food,
- pharmaceutical,
- agriculture,
- metallurgy.

A complete list of CO<sub>2</sub> utilization methods is presented in Figure 7.



Fig. 7. Possible ways of CO<sub>2</sub> utilization [10]

The most common of all uses for carbon dioxide is to pump it into underground storage. Options for underground storage of carbon dioxide are presented in Figure 8 [11].

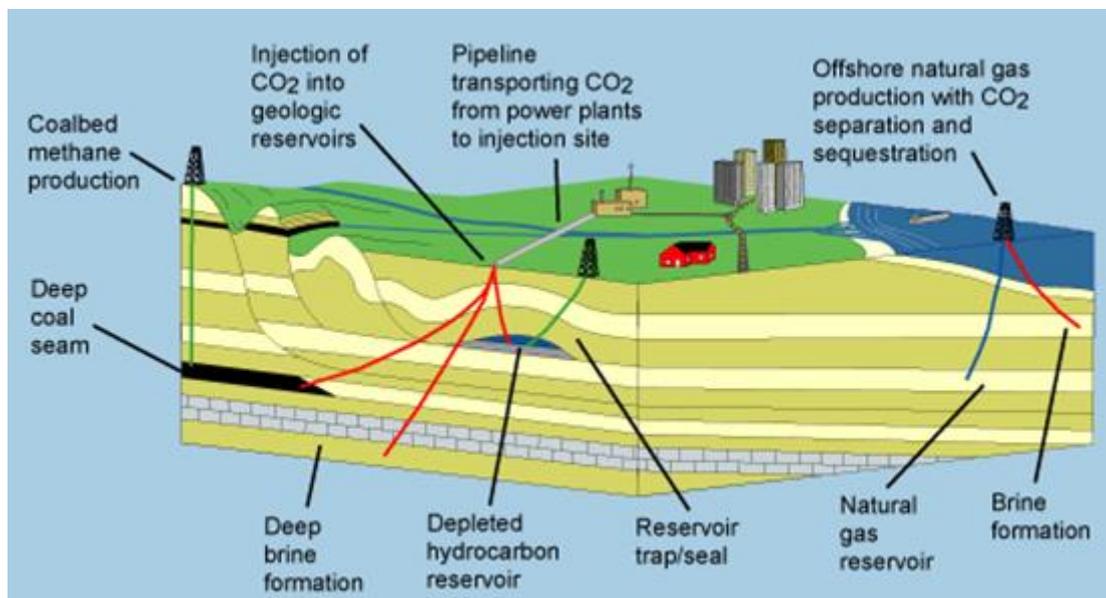


Fig. 8. Types of storage for CO<sub>2</sub> [11]

When carbon dioxide is injected into suitable salt formations or oil and gas fields at depths greater than 800 m, various physical and geochemical trapping mechanisms prevent it from

reaching the surface. Typically, the underlying physical capture mechanism is the presence of overburden.

Storage in a coal seam can be carried out at shallow depths and is based on the adsorption of CO<sub>2</sub> on coal, however, the technical feasibility largely depends on the permeability of the coal seam.

When CO<sub>2</sub> is injected into an aquifer under reservoir conditions, CO<sub>2</sub> interacts with minerals dissolved in groundwater, forming solid insoluble salts. Thus, carbon dioxide gas binds and remains underground.

### 3 The choice of scheme for chemisorption purification of flue gases from carbon dioxide

To purify hydrocarbon gases from carbon dioxide, alkanolamine processes using aqueous solutions of amines as absorbents are widely used. The following alkanolamines have found the widest application: primary - MEA, secondary - DEA and tertiary - MDEA, DIPA, as well as alkali solutions, solutions of alkali metal salts (potash cleaning - 25-30% aqueous solution of  $K_2CO_3$  or  $Na_2CO_3$ ) and cleaning with a hydroxide solution iron  $Fe(OH)_3$ . Primary and secondary amines, unlike tertiary ones, are capable of directly interacting with  $CO_2$  to form carbamate (salt of carbamic acid).

The processes of absorption of  $CO_2$  by amine are based on the chemisorption interaction of absorbents with carbon dioxide to form salts that are easily decomposed upon heating. The maximum absorption capacity of aqueous solutions of chemical absorbents is limited by stoichiometry. Chemical absorption processes are characterized by high selectivity with respect to acidic components and make it possible to achieve a high degree of gas purification from  $CO_2$ .

There are two schematic diagrams of industrial chemisorption plants:

1) with a single use of the absorbent (i.e., desorption of the absorbed components is not performed);

2) with repeated use of the absorbent (i.e. with regeneration of the absorbent by desorption).

Single-use absorption schemes (Fig. 9) are used when the absorption product is a gas mixture cleaned of the absorbent. So removal of the absorbent from the absorbent is not required. Single-use schemes are often used to remove harmful impurities from gases. In this case, the absorber should be inexpensive, and the concentration of absorbed impurities should be insignificant. Then the used absorber cannot be desorbed, but used for some other purposes or discarded as waste (if this is permissible according to sanitary standards).



This scheme was used as the basis for the process modeling of amine cleaning of flue gases from carbon dioxide in the Aspen Hysys software. The schematic diagram of the model of the process under consideration is shown in Figure 11.

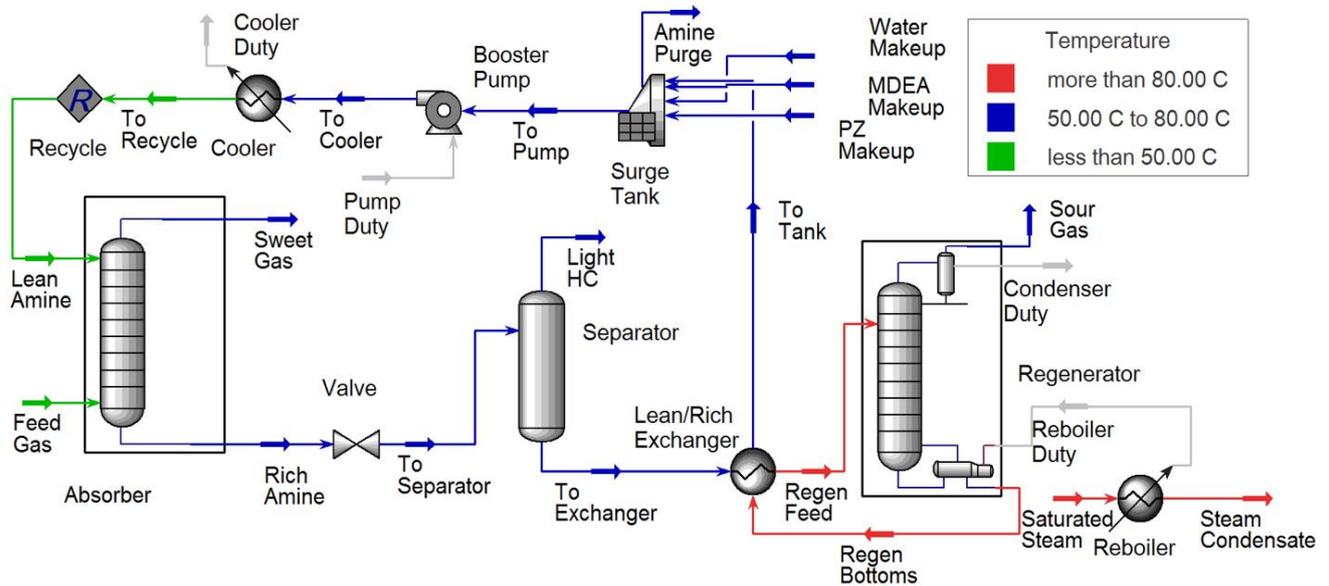
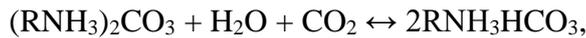


Fig. 11. Scheme of amine flue gas cleaning with recycle of captured CO<sub>2</sub>

Chemisorption technology for gas purification from acid impurities is based on absorption of carbon dioxide by alkanolamines to form carbonates and bicarbonates by following exothermic reactions:



where RNH<sub>2</sub> – alkanolamine.

The reaction is bidirectional, the shift of equilibrium towards the absorption or release of CO<sub>2</sub> is provided by thermobaric conditions: at  $t = 30\text{--}50^\circ\text{C}$  and  $p = 2\text{--}7\text{ MPa}$ , the reaction equilibrium shifts to the right and CO<sub>2</sub> is intensively absorbed. Moreover, the higher the pressure from the allowable range, the higher the equilibrium yield of carbonates.

at  $t > 105^\circ\text{C}$  and  $p = 0,1\text{ MPa}$  (atmospheric pressure) the reaction shifts to the left, CO<sub>2</sub> is released.

In the scheme of amine purification of gases from acidic impurities, the main elements are an absorber - it absorbs CO<sub>2</sub> by an aqueous solution of amine at an elevated pressure and relatively low temperature, and a desorber (regenerator) - it regenerates (purifies) amine at a high temperature and a pressure close to atmospheric, separation of CO<sub>2</sub> and its utilization.

The initial flue gas flow (Fig. 11), which mainly contains N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, and CO<sub>2</sub>, pre-cooled with an air cooler to the temperature of 45<sup>0</sup> C, is directed to the lower part of absorber.

The absorber consists of 20 theoretical plates. In the absorber, the gas is irrigated from above with an aqueous solution of amine at the temperature of 45 °C.

From the upper part of the absorber, the “Cleaned Flue Gases” stream, purified from carbon dioxide, leaves mainly N<sub>2</sub> and O<sub>2</sub>.

From the lower part of the absorber, CO<sub>2</sub>-saturated amine with the temperature of 40–50<sup>0</sup> C enters the separator for degassing, then into a recuperative heat exchanger, where it is heated to the temperature of 95–99<sup>0</sup> C by the regenerated amine solution, which flows countercurrently from the desorber. From the heat exchanger, the vapor-gas mixture enters the desorber for regeneration.

The regenerator consists of 20 theoretical plates, operates at a pressure close to atmospheric, and the temperature of the bottom of the column is about 110-130<sup>0</sup> C. The heat needed to regenerate the amine is supplied to the desorber reboiler. A condenser is located in the upper part of the column, cooling the separated CO<sub>2</sub> to a temperature of 45-55<sup>0</sup> C with recycled water. Carbon dioxide, water vapor, and small amount of nitrogen and oxygen (Table 2) are discharged from the top of the column in the “Captured CO<sub>2</sub>” stream for disposal (injection into underground storage facilities, as a raw material for methanol production, into bioreactors with algae, etc.).

Table 2 - Characteristics of the main gas flows of the scheme

Parameter	Unit	Fuel gas	Purified flue gases	Captured CO <sub>2</sub>
Flow	t/h	3050	3032	80,2
Component composition:				
CO <sub>2</sub>	%	2,39	0,79	88,78
N <sub>2</sub>	%	71,96	70,98	0,08
O <sub>2</sub>	%	16,69	16,47	0,03
H <sub>2</sub> O	%	8,95	11,76	11,1

Regenerated amine leaves the bottom of the regenerator column with the temperature of about 110-130<sup>0</sup> C, passes through a heat exchanger and heats the saturated amine at the desorber inlet. Then, the amine losses are replenished to the predetermined concentration on the “Feed” element (Fig. 11), it is cooled in the heat exchanger to the amine temperature at the absorber inlet (45 °C), then fresh amine is again fed into the upper part of the absorber column for flue gas irrigation and absorption of CO<sub>2</sub> from them.

## **4 Conclusion**

Therefore, the search of optimal settings for the operation of the absorber column in the amine treatment scheme, which will reduce the operating costs for the process of extracting CO<sub>2</sub> from flue gases and achieve a given degree of purification of flue gases from carbon dioxide, is the key task of this final qualification work.

## References

1. Federal Law No. 296-FZ dated June 1, 2021 On limiting greenhouse gas emissions, 2021. 8 p.
2. Paris Agreement. United Nations, 2015.- 30 p.
3. Decree of the President of the Russian Federation No. 666 of October 4, 2020 On reducing greenhouse gas emissions. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202011040008> (accessed 31.07.22)
4. Sham P.I. Influence of carbon dioxide of the Earth's atmosphere on climate warming // Bulletin of the Priazov State Technical University. – 2003.- No. 13.- P. 89-95.
5. Shvaiber V.M. From the history of studies of the greenhouse effect of the earth's atmosphere // Biosphere. - 2013.- V.5, No. 1.- P. 37-44.
6. IPCC Special Report. Capture and storage of carbon dioxide. Summary for Policy Makers and Technical Summary. - 2005. - 66 p.
7. Akhmetova V.R., Smirnov O.V. Capture and storage of carbon dioxide - problems and prospects // Bashkir chemical journal. – 2020.- Vol. 27.- No. 3.- P. 103-115.
8. Vygon Consulting report. CCUS: Monetization of CO2 emissions, 2021.- 48 p. URL: [https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon\\_consulting\\_CCUS.pdf](https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf) (accessed 13.07.22).
9. Report of Energy Transition Institute. Carbon Capture Utilization and Storage, 2021.- 166 p. URL: <https://www.kearney.com/documents/17779499/17781864/CCUS-2021+FactBook.pdf/718e94af-1536-b23e-1ac9-a4de74ffef25?t=1623398953000> (accessed 01.08.22).
10. United Nations Economic Commission for Europe Information Service. Technical review. Carbon capture, use and storage (CCUS). - 36 p. URL: [https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure\\_RU\\_final.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure_RU_final.pdf) (Accessed 08.05.2022).