

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт инженерной и экологической безопасности

(наименование института полностью)

20.04.01 Техносферная безопасность

(код и наименование направления подготовки)

Системы управления производственной, промышленной и экологической  
безопасностью

(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему Экологические риски в нефтегазовой отрасли. Методы снижения

Обучающийся

Р.Р. Шамионова

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный

д.т.н., Н.Г. Яговкин

руководитель

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.э.н., доцент Фрезе Т.Ю.

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Содержание

Введение.....	3
Термины и определения .....	7
Перечень сокращений и обозначений.....	9
1 Анализ экологических рисков в нефтегазовой отрасли.....	11
1.1 Анализ существующих экологических рисков в нефтегазовой отрасли.....	11
1.2 Анализ существующих мер снижения экологических рисков.....	21
2 Анализ системы экологической безопасности предприятия.....	27
2.1 Анализ производственной деятельности предприятия.....	27
2.2 Оценка экологических рисков на предприятии .....	36
3 Разработка технического решения по снижению экологических рисков....	59
3.1 Разработка мер по снижению экологических рисков .....	59
3.2 Анализ и оценка эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков.....	68
Заключение .....	75
Список используемых источников.....	78

## Введение

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что изменение климата, вызванное антропогенной деятельностью, считается одной из самых серьезных проблем, с которыми сталкивается человечество и бизнес в настоящее время и будет сталкиваться в будущие десятилетия. Изменение климата оказывает существенное влияние, также и на природные системы, наличие ресурсов, экономическую деятельность.

Основной причиной изменения климата является выброс парниковых газов (далее – ПГ). Выбросы ПГ, образуемые нефтегазовой отраслью, являются достаточно существенными (12% от общего объема мировых антропогенных выбросов ПГ по сферам охвата 1 и 2, и 33% глобальных выбросов ПГ на сферу охвата 3 [1]). Одной из превентивных мер, направленных на сокращение воздействия, является снижение углеродного следа нефтегазового сектора.

С этой целью данные по выбросам ПГ регистрируются в различных формах и доводятся до сведения заинтересованных лиц. Международная нефтегазовая отрасль также ведет учет и отчетность по выбросам ПГ от своей деятельности [2].

Согласно аналитическим данным средняя глобальная температура в 2022 году была на 1,15 °С выше средней температуры в 1850-1900 гг. Текущее и прогнозируемое изменение климата будет иметь далеко идущие и необратимые последствия для человеческих и природных систем, создавая риск для безопасности и устойчивого развития мировой экономики.

Декарбонизация (от англ. «decarbonization») – это комплекс мероприятий по снижению углеродного следа, тянущегося за большинством промышленных операций [Neftegaz.RU].

На сегодняшний день декарбонизация является одной из самых главных тем мировой энергетической повестки. Политика декарбонизации направлена на энергетический переход по снижению углеродоёмкости ВВП

(сокращение выбросов парниковых газов, постепенное снижение доли углеродного топлива в энергобалансе, внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ), развитие энергоэффективных технологий).

Снижение выбросов необходимо рассматривать в совокупности с другими важными вопросами, такими как модернизация предприятий и инновации, повышение энергоэффективности, экономия энергии и ресурсов. Исследования в этом направлении необходимы.

Для этого необходимо разработать методы оценки атмосферной эмиссии парниковых газов в нефтегазовой отрасли, оценить их эффективность и выбрать современную технологию декарбонизации производственной деятельности предприятия.

Объектом исследования магистерской диссертации будет являться действующий газоперерабатывающий комплекс.

Предмет исследования: экологические риски в нефтегазовой отрасли.

Цель исследования является выбор методов снижения выбросов парниковых газов в нефтегазовой отрасли.

Гипотеза исследования: если внедрить методы организации производственного мониторинга выбросов парниковых газов на объектах нефтегазовой отрасли, то они позволят значительно повысить эффективность существующих мер снижения выбросов парниковых газов на предприятиях нефтегазовой отрасли не менее чем 20%, как итога – повышение энергоэффективности предприятий.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- анализ существующих экологических рисков в нефтегазовой отрасли;
- анализ существующих мер снижения экологических рисков;
- анализ производственной деятельности предприятия и оценка экологических рисков на предприятии;
- анализ и оценка эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков.

Для решения поставленных задач используется комплексный метод исследования, включающий анализ теоретических и практических данных в области снижения выбросов парниковых газов.

Теоретико-методологическую основу исследования составили труды ученых, научные статьи по анализу существующих экологических рисков в нефтегазовой отрасли РФ.

Базовыми для настоящего исследования явились также статистические данные существующих экологических рисков в нефтегазовой отрасли РФ.

Методы исследования: анализ статистических данных, системный анализ, методы оценки последствий возможных экологических рисков, обработки экспериментальных данных.

Опытно-экспериментальная база исследования: действующий газоперерабатывающий комплекс в Республике Узбекистан.

Научная новизна данной работы: предложена методика оценки рисков и принятия мер по снижению экологических рисков, которая позволяет снизить выбросы парниковых газов и отличается от известных тем, что применены наиболее эффективные подходы по качественному и количественному методу снижения выбросов парниковых газов.

Теоретическую значимость будут иметь следующие результаты диссертационной работы:

- разработана система оценка рисков и принятия мер по снижению экологических рисков.
- выполнена оценка эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков для конкретного предприятия и отрасли в целом, повышение энергоэффективности предприятий данного типа.

Практическую значимость заключается в применении теоретической значимости результатов исследований на газоперерабатывающих заводах нефтегазовой отрасли.

Достоверность и обоснованность результатов обеспечивались

корректным применением методов исследований и результатами проведенной оценки эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков.

Апробация и внедрение результатов работы велись в течение всего исследования.

Результаты отражены в статье «Анализ системы экологической безопасности газоперерабатывающего комплекса» в студенческом электронном журнале Студенческий» номер №8(262).

На защиту выносятся:

- результаты анализа существующих экологических рисков в нефтегазовой отрасли;
- результаты анализа производственной деятельности предприятия и оценка экологических рисков на предприятии;
- результаты исследования производственной деятельности предприятия и оценки экологических рисков на предприятии;
- разработанные меры по снижению экологических рисков.

Структура магистерской диссертации работа обусловлена целью и задачами исследования, состоит из трёх разделов и содержит 14 рисунков, 16 таблиц, список используемых источников (34 источника). Основной текст работы изложен на 83 страницах.

## Термины и определения

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями.

Загрязнение атмосферного воздуха – поступление в атмосферный воздух или образование в нем вредных (загрязняющих) веществ в концентрациях, превышающих установленные государством гигиенические и экологические нормативы качества атмосферного воздуха.

Загрязнение водных объектов – сброс или поступление иным способом в водные объекты, а также образование в них вредных веществ, которые ухудшают качество поверхностных и подземных вод, ограничивают использование либо негативно влияют на состояние дна и берегов водных объектов.

Загрязнение окружающей среды – поступление в окружающую среду вещества и (или) энергии, свойства, местоположение или количество которых оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

Загрязнение почв – содержание в почвах химических соединений, радиоактивных элементов, патогенных организмов в количествах, оказывающих вредное воздействие на здоровье человека, окружающую природную среду, плодородие почв сельскохозяйственного назначения.

Загрязняющее вещество – вещество или смесь веществ, количество и (или) концентрация которых превышают установленные для химических веществ, в том числе радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов нормативы и оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

Значимость уровня риска – качественная характеристика уровня риска по степени его влияния на достижение поставленных целей и решение задач.

Мониторинг атмосферного воздуха – система наблюдений за состоянием атмосферного воздуха, его загрязнением и за происходящими в нем природными явлениями, а также оценка и прогноз состояния атмосферного воздуха, его загрязнения.

Мониторинг окружающей среды (экологический мониторинг) – комплексная система наблюдений за состоянием окружающей среды, оценки и прогноза изменений состояния окружающей среды под воздействием природных и антропогенных факторов.

Негативное воздействие на окружающую среду – воздействие хозяйственной и иной деятельности, последствия которой приводят к негативным изменениям качества окружающей среды.

Нормативы допустимых выбросов и сбросов – нормативы, которые установлены для субъектов хозяйственной и иной деятельности в соответствии с показателями массы химических веществ, в том числе радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов, допустимых для поступления в окружающую среду от стационарных, передвижных и иных источников в установленном режиме и с учетом технологических нормативов, и при соблюдении которых обеспечиваются нормативы качества окружающей среды.

Окружающая среда – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов.

Охрана окружающей среды – деятельность органов государственной власти Российской Федерации, органов государственной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, общественных и иных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, направленная на сохранение и восстановление природной среды, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, предотвращение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию ее последствий (далее также – природоохранная деятельность).

Ранжирование рисков – определение относительного ранга рисков с целью определения приоритетных к управлению рисков.

## Перечень сокращений и обозначений

В настоящем отчете применяются следующие сокращения:

АВО – аппарат воздушного охлаждения.

ВВП – Валовой внутренний продукт.

ВД – высокое давление.

ВИЭ – возобновляемые источники энергии.

ВТД – внутритрубная диагностика.

ГПЗ – газоперерабатывающий завод.

ГФУ – горизонтальная факельная установка.

ДГА – дигликоламин.

ЗРА – запорно-регулирующая арматура.

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика.

КП – кустовая площадка.

МГЭИК – Межправительственная группа экспертов по изменению климата (анг. IPCC).

МДЭА – метилдиэтанолламин.

МЭА – Международное энергетическое агентство.

МЭА – моноэтанолламин.

НД – низкое давление.

ООН – Организация Объединенных Наций.

ПГ – парниковые газы.

ПК – предохранительные клапаны.

ПНГ – попутный нефтяной газ.

ППР – планово-предупредительные работы.

ПТУ – паровая турбина.

РОУ – редуционно-охладительная установка.

СП – сборный пункт.

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

УЗОУ – узел запуска очистного устройства.

УПОУ – узел приема очистного устройства.

ФС – фланцевые соединения.

ЦУР – цели устойчивого развития.

CCS – (Carbon capture and storage) – улавливание и захоронение углекислого газа.

CCU – (Carbon capture and usage) – улавливание и утилизация углерода.

CCUS – (Carbon capture, usage and storage) – улавливание, утилизация и захоронение углерода.

GHG – Greenhouse Gas (парниковый газ).

GRI – Global Reporting Initiatives (Глобальные инициативы в области отчетности).

GWP – Global warming potential (потенциал глобального потепления).

NZE – Net Zero Emissions (Сценарий нулевых выбросов).

R&ID – схемы технологического процесса и контрольно-измерительных приборов.

PFD – технологические схемы.

UNECE – Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных Наций.

WHRU – (waste heat recovery unit) – установка рекуперации отходящего тепла.

WWF – Всемирный фонд дикой природы.

## **1 Анализ экологических рисков в нефтегазовой отрасли**

### **1.1 Анализ существующих экологических рисков в нефтегазовой отрасли**

Основной причиной климатических изменений является рост концентрации парниковых газов в атмосфере Земли, связанный с антропогенной деятельностью [IPCC 2013].

«В начале XXI века угроза глобального изменения климата из-за антропогенных выбросов парниковых газов стала очевидной. По мере роста интереса к этой проблеме, усиливаются требования и меры к правительствам и компаниям с целью обеспечения действий, адекватным к масштабам данной угрозы» [1].

Среди антропогенных «парниковых газов основными считаются: диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), закись азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ), гидрофторуглероды (ГФУ), перфторуглероды (ПФУ), гексафторид серы ( $\text{SF}_6$ ) и трифторид азота ( $\text{NF}_3$ )» [1].

«В радиационном воздействии на климатическую систему доминирующая роль принадлежит долгоживущим ПГ - диоксиду углерода ( $\text{CO}_2$ ), метану ( $\text{CH}_4$ ), закиси азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ), гидрофторуглеродам (ГФУ), которые химически стабильны» [1] и сохраняются в атмосфере от десяти до нескольких столетий, поэтому их выбросы оказывают долговременное воздействие на климат. Они перемешиваются в атмосфере гораздо быстрее, чем удаляются, и их глобальные концентрации можно точно оценить по данным метеостанций.

Характерными для нефтегазовой деятельности и подлежащими учету являются следующие виды парниковых газов: диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), закись азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ) [7].

«Нефтегазовая отрасль – это не только добыча ресурсов из недр земли, но и система комплексов по очистке топлива и производству продукции. На

территории Российской Федерации сосредоточена примерно третья часть мировых запасов природного газа. По большому счету основная часть месторождений находится в восточной части страны, на которые приходится 84% добытого газа. Для удобства транспортировки в государстве была создана система газоснабжения, объединяющая компрессорные станции, сеть газопроводов, хранилища ресурса и месторождения» [8].

«По запасам нефти Россия уступает всего пятерым государствам. Но даже этого более чем достаточно, чтобы развивать данный сегмент производства. В транспортировке нефти, как в случае с газом, помогает система нефтепроводов. Практика показала, что это наиболее эффективный транспортный комплекс в нефтегазовой промышленности в России» [8].

Основными целями развития нефтегазовой отрасли являются:

- переход на путь инновационного развития (эффективное использование энергетических ресурсов, повышение уровня жизни населения, трансформация в пользу менее энергоемких отраслей, снижение нагрузки на топливно-энергетический комплекс, особое внимание к проблемам окружающей среды, увеличение доли России на высокотехнологичных рынках мира, развитие традиционных секторов);
- создание конкурентной рыночной среды;
- интеграция в мировую экономику;
- развитие инфраструктуры;
- совершенствование нормативно-правовой базы;
- переход от лидирующей роли топливно-энергетического комплекса к естественной функции стабильного поставщика [12].

«Таким образом, на сегодняшний день переход на путь инновационного развития в нефтегазовой деятельности России является одним из приоритетных направлений развития отрасли и тесно связано с решением экологических проблем, в т.ч. сокращением выбросов парниковых газов» [1].

«Основы регулирования выбросов парниковых газов в России, в том числе и нефтегазовой отрасли, сформировались под влиянием глобальных механизмов ограничения выбросов парниковых газов (Рамочная конвенция ООН об изменении климата, Киотский протокол), которые были разработаны и форматизированы в национальной и отраслевой политиках по всему миру» [10].

«В 2015 году было принято Парижское соглашение, целью которого является «ограничение повышения средней глобальной температуры до 2° выше доиндустриального уровня, стремление ограничить повышение температуры до 1,5°C, научиться адаптироваться к последствиям изменения климата и перейти к низкоуглеродному развитию. В тоже время ООН провозгласила Цели устойчивого развития (ЦУР). В них говорится о срочных мерах по борьбе с изменением климата и его последствиями (ЦУР 13) и об обеспечении всеобщего доступа к недорогой, надёжной, устойчивой и современной энергии для всех (ЦУР 7)» [10].

В теории, экономическое регулирование выбросов парниковых газов направлено на максимизацию социального благосостояния в условиях, когда выбросы имеют как выгоды, так и издержки для общества [13].

С одной стороны, выбросы имеют негативные последствия для экономической системы, которая подвержена климатическим рискам.

С другой стороны, выбросы являются побочным продуктом производства, без которого не может быть ни экономического развития, ни благосостояния. Поэтому, несмотря на снижение ущерба климатической системе, процесс сокращения выбросов будет означать дополнительные издержки для компаний, чья деятельность напрямую связана с выбросами парниковых газов [25].

Россия приняла Парижское соглашение в ноябре 2019 года и заявила, что к «2030 году обеспечит сокращение выбросов ПГ до 70% относительно уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и

сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации» [13].

«В Российской Федерации на сегодняшний день создана необходимая правовая и институциональная база для регулирования различных аспектов климатической» [14] национальной климатической политики. Наиболее важными документами в базе можно отметить следующие документы [15], [17], [18]:

- Федеральный закон №296 «Об ограничении выбросов парниковых газов» [13];
- Федеральный закон №34 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»;
- Указ Президента Российской Федерации №666 «О сокращении выбросов парниковых газов»;
- Распоряжение правительства Российской Федерации от 22.10.2021 г. №2979-р [19];
- Распоряжение правительства Российской Федерации от 29.10.2021 года №3052-р Национальный план действий по снижению выбросов парниковых газов до 2030 года [21].

Также необходимо «отметить, что в рамках международных обязательств по РКИК ООН и Киотскому протоколу антропогенные выбросы ежегодно оцениваются по методологии, разработанной МГЭИК. Методология едина для всех стран, что обеспечивает универсальную применимость и сопоставимость количественных оценок между странами» [25].

Анализ перечисленных документов позволяет сформулировать цели и основные задачи по развитию низкоуглеродной экономики в России. Основной целью является создание национальной системы учета выбросов парниковых газов и введение требований к отчетности крупных организаций, выбрасывающих в год более 150 тысяч CO<sub>2</sub>-экв. до 2024 года и более 50

тысяч тонн после 2024 года [20], . Также предусматривается, что компании могут осуществлять «климатические проекты» и выпускать «углеродные единицы» для их реализации [17].

Таким образом, «актуальность проблемы снижения выбросов парниковых газов в нефтегазовой отрасли зависит не только от государственной политики, но и от глобальных тенденций в области корпоративного управления выбросами парниковых газов, торговых ограничений на энергоемкую продукцию и отраслевых ограничений на выбросы» [23].

Сегодня, формирование отчетности устойчивого развития (ESG) и использование данных по выбросам парниковых газов для корпоративного управления выбросами являются обязательным элементом политики ведущих мировых компаний [31].

Отчет ESG позволяет раскрыть информацию о вкладе компаний в достижении ЦУР, в том числе [22]:

- позицию компании в области регулирования климата;
- информацию о мониторинге инициатив по регулированию климата и декарбонизации;
- формированию позиции компании по вопросам, связанным с изменением климата;
- реализацию программ и проектов по декарбонизации, развитие систем энергоменеджмента и общей экологической эффективности производства [11].

Ключевыми факторами качества отчетов в области устойчивого развития являются руководящие принципы Глобальной инициативы по отчетности (GRI), поскольку это наиболее широко используемый ориентир компаниями по всему миру, учитывающий стандарты ЦУР [27].

В результате добычи, транспортировки и переработки нефти и газа было получено 5,1 млрд тонн (Гт) CO<sub>2</sub>-экв. в 2022 году. Эти выбросы «охвата 1 и 2» от нефтегазовой деятельности составляют чуть менее 15% от общего

объема выбросов парниковых газов (ПГ), связанных с энергетикой. Использование нефти и газа приводит к еще 40% выбросов [31].

На рисунке 1 представлены данные по сферам охвата 1 и 2 в соответствии с отчетами по устойчивому развитию каждой из представленных компаний.

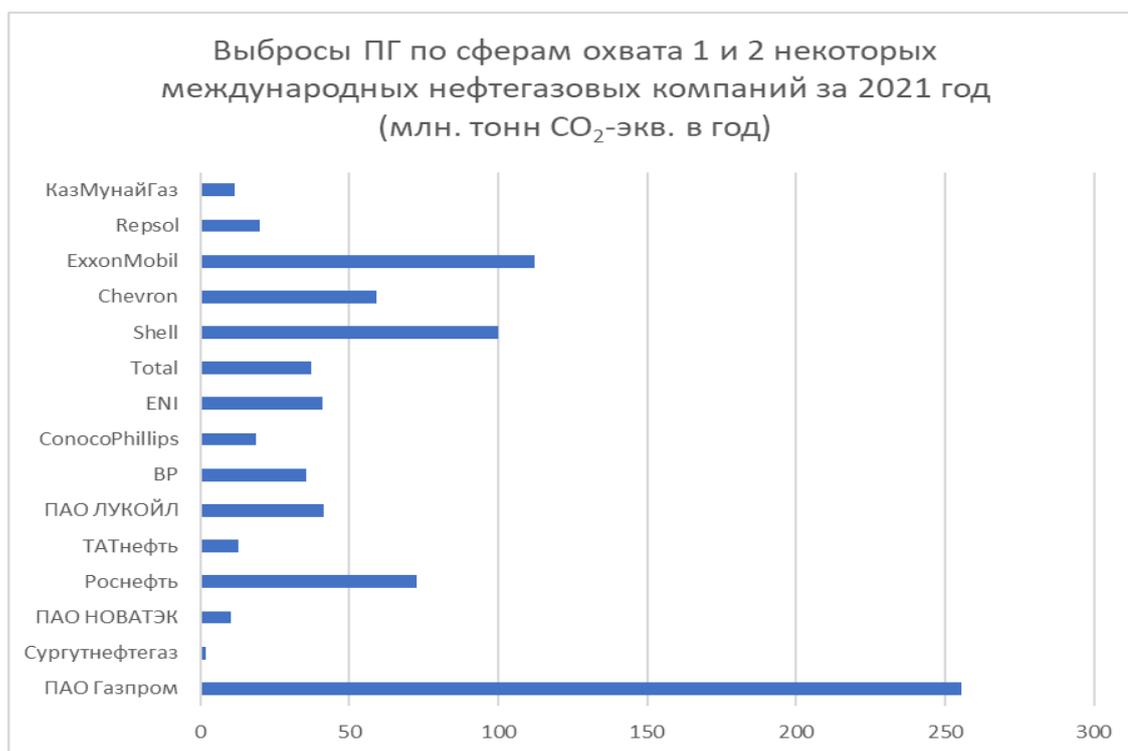


Рисунок 1 – Выбросы ПГ по сферам охвата 1 и 2 некоторых международных компаний.

«Обзор законодательства и анализ выбросов парниковых газов в нефтегазовой отрасли показывает необходимость повышения энергетической и экологической эффективности предприятий отрасли» [11].

В течении последних нескольких лет ряд «компаний нефтегазового сектора добровольно взяли на себя обязательство по сокращению выбросов ПГ» [24], относящиеся к сферам охвата 1 и 2 (среднегодовой темп сокращения составляет 0,3–1,7%) [5]. Удельный показатель выбросов ПГ крупнейших нефтегазовых компаний за 2021 и 2021 гг. по данным ТРІ

(Transition Pathway Initiative) представлен на рисунке 2 [34].

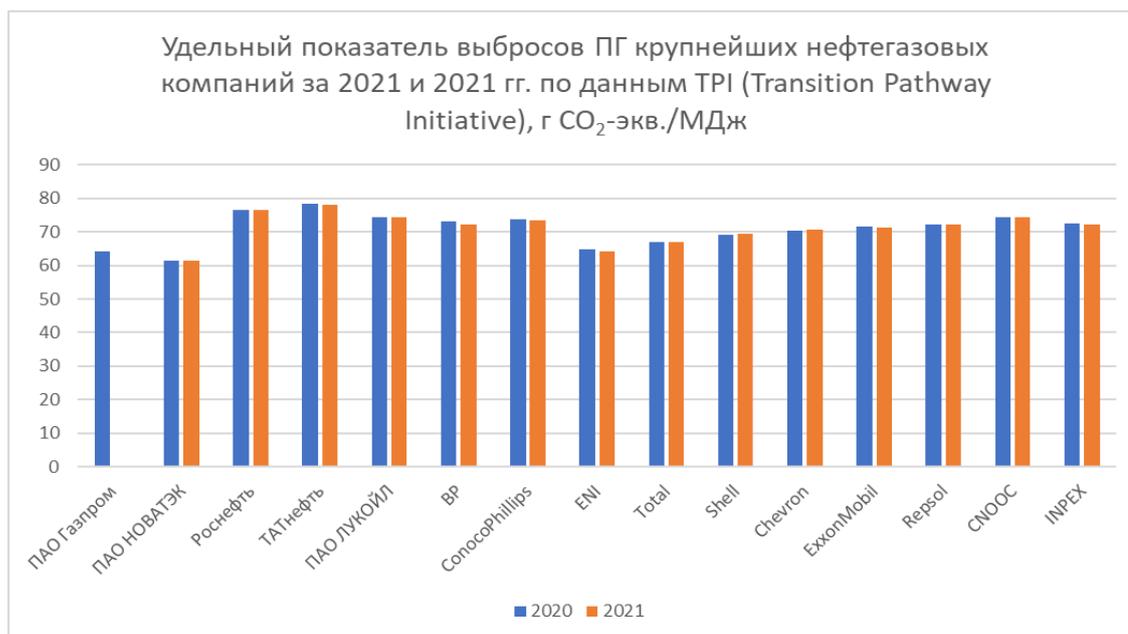


Рисунок 2 – Удельный показатель выбросов ПГ крупнейших нефтегазовых компаний за 2020 и 2021 гг. по данным TPI

На сегодняшний день ряд компаний объявили о своих целях по сокращению выбросов категорий 1 и 2. Они заметно различаются по своему охвату и срокам осуществления. Лишь часть этих обязательств соответствует темпам снижения, наблюдаемым в сценарии NZE, и большинство из них планируют использовать компенсации для достижения своих целей. Климатические обязательства крупнейших нефтегазовых компаний представлены в таблице 1 [29], [30].

Таблица 1 – Климатические обязательства крупнейших нефтегазовых компаний

Компании	Климатические обязательства
BP	<ol style="list-style-type: none"> <li>«Оптимизация производственной деятельности компании для достижения нулевых выбросов к 2050 г. или ранее, нулевые выбросы углеродсодержащих соединений при производственной деятельности нефтегазового сектора к 2050 г. или ранее (сферы охвата 1 и 2)» [9].</li> <li>«Сокращение углеродоемкости реализуемой продукции на 50% и сокращение выбросов метана на 50% (сфера охвата 3)» [9].</li> <li>«Рост использования электроэнергии из ВИЭ до 50 ГВт» [9].</li> </ol>

Продолжение таблицы 1

Компании	Климатические обязательства
Total	1. «Достижение нулевых выбросов при осуществлении производственных операций к 2050 году или ранее (сферы охвата 1 и 2)» [9]. 2. «Снижение уровня выбросов ПГ в мировом масштабе к 2030 году по сравнению с 2015 годом (сфера охвата 3)» [9]. 3. «Сокращение углеродоемкости на 60% или более к 2050 году (сферы охвата 1, 2, 3)» [9]. 4. «Достижение нулевых нетто-выбросов в разрезе потребления производимой продукции в Европе к 2050 году (сферы охвата 1, 2, 3) и сокращение выбросов на 30% к 2030 году (сфера охвата 3)» [9].
ENI	«Достижение 80% сокращения нетто-эмиссий от всего жизненного цикла продаваемой продукции к 2050 г. (сферы охвата 1, 2 и 3) и 55% снижение интенсивности эмиссий» [9].
Shell	1. «Достижение нулевых выбросов к 2050 г. или ранее (сферы охвата 1 и 2)» [9]; 2. «снижение углеродоемкости на 30% к 2035 году и на 65% к 2050 г оду по сравнению с 2016 г. (сфера охвата 3); соответствие ожиданиям общества» [9].
Equinor	Достижение нулевых выбросов к 2050 г., сокращение абсолютных выбросов ПГ (сферы охвата 1 и 2) при осуществлении производственных операций в Норвегии на 40% к 2030 г., на 70% к 2040 г.; сокращение выбросов более чем на 5 млн т к 2030 г. по сравнению с 2005 г.
Repsol	«Достижение нулевых нетто-выбросов к 2050 г.» [9].
ExxonMobil	«Снижение углеродоемкости выбросов ПГ на 10% к 2023 г. по сравнению с 2016 годом» [9].
Chevron	1. «40% сокращение углеродоемкости производства нефти и 26% - производства газа к 2028 году (по сравнению с 2016 годом)» [9]. 2. «53% сокращение удельной эмиссии метана к 2028 г.» [9]. 3. «Сокращение удельных эмиссии ПГ на 15% CO <sub>2</sub> -экв.» [9]
ConocoPhillips	«Сокращение удельных эмиссии ПГ на 15% (CO <sub>2</sub> -экв. на баррель) к 2030 г. по сравнению с 2017 г.» [9]
PetroChina	«Достижение нулевых выбросов к 2050 г.44 в соответствии с разработанной стратегией низкоуглеродного и «зеленого» развития (уже создано специальное подразделение по управлению низкоуглеродным производством); деятельности OGCI45» [9].
ПАО «Газпром»	Целевые показатели снижения удельных выбросов парниковых газов относительно 2018 года: Газовый бизнес к 2032 году – 12,1% Электроэнергетика к 2032 году – 9,9%
ПАО «НОВАТЭК»	Климатические цели на период до 2030 года: 1. снижение удельного выброса метана в сегментах добычи, переработки и СПГ на 4%, т/млн. бнэ; 2. снижение удельных выбросов парниковых газов в сегменте добычи на 6%, т CO <sub>2</sub> -экв. /тыс. бнэ; 3. снижение удельных выбросов парниковых газов при производстве СПГ на 5%, т CO <sub>2</sub> -экв. /СПГ; 4. увеличение уровня рационального использования ПНГ до 99%.

Продолжение таблицы 1

Компании	Климатические обязательства
ПАО «ЛУКОЙЛ»	Сокращение контролируемых выбросов на 20% (Охват 1+Охват 2) относительно уровня 2017 года
ТАТНЕФТЬ	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сокращение выбросов парниковых газов и снижение углеродного следа.</li> <li>2. Применение экологически чистых и альтернативных источников энергии.</li> <li>3. Увеличение коэффициента полезного использования попутного нефтяного газа.</li> <li>4. Контроль воздействия на окружающую среду в цепочке поставок и меры по минимизации такого воздействия.</li> </ol>

Дальновидные компании должны признать необходимость двигаться быстрее, чем в среднем по миру, и создать более широкую коалицию компаний, готовых сыграть свою роль [32].

Как видно из таблицы 2, ведущие компании нефтегазового сектора для реализации поставленных задач, «разрабатывают или уже внедрили самые разнообразные методы сокращения выбросов» [9].

Все эти инициативы «можно распределить по сферам охвата – некоторые позволяют снизить эмиссии только в одной сфере охвата, другие – сразу в нескольких» [1]. Методы декарбонизации нефтегазовой отрасли и их применимость по сферам охвата представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Методы декарбонизации нефтегазовой отрасли и их применимость по сферам охвата

Сфера охвата	Описание выбросов	Предлагаемые мероприятия
Сфера охвата 1 – прямые выбросы	«Выбросы при сжигании топлива и попутного нефтяного газа (ПНГ), технологические выбросы, из источников, находящихся в собственности или управлении компании (например, сжигание на факелах, стационарное сжигание топлива, выбросы от утечек, сжигание топлива от транспорта)» [9]	<ul style="list-style-type: none"> <li>– применение энергоэффективного оборудования, технологий;</li> <li>– повышение операционной эффективности предприятия (использование установок рекуперации отработанного тепла и регенерации пара);</li> </ul>

Продолжение таблицы 2

Сфера охвата	Описание выбросов	Предлагаемые мероприятия
-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>- «переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов;</li> <li>- сокращение сжигания ПНГ и утечек метана с использованием диагностических устройств и проведением испытаний трубопроводов на прочность и герметичность;</li> <li>- применение технологий по улавливанию и хранению углекислого газа /CCS (Carbon capture and storage)</li> <li>- применение технологий по улавливанию, использованию и хранению углекислого газа/CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage);</li> <li>- уменьшение утечек метана из больших резервуаров» [9]</li> </ul>
Сфера охвата 2 – косвенные выбросы	«Энергетические выбросы, связанные с обеспечением производственных процессов электрической и тепловой энергии» [9] (приобретенной со стороны)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- повышение тепло- и энергоэффективности зданий, промышленных сооружений;</li> <li>- применение низкоуглеродных источников энергии (ВИЭ, биоэнергетика);</li> <li>- применение геоисточников электроснабжения</li> </ul>
Прочие косвенные выбросы	Транспортировка вниз по цепочке поставок (выбросы ПГ, связанные с транспортировкой товарной продукции в адрес третьих лиц транспортными средствами, не принадлежащими компании и не контролируемые ими) и использование проданной продукции (выбросы ПГ, связанные с использованием проданной продукции потребителями, включая конечных потребителей)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- производство, продажа и использование водорода;</li> <li>- оптимизация процесса производства (применение ВИЭ, водорода и т.д.);</li> <li>- прямое улавливание диоксида углерода из воздуха.</li> </ul>

Так как у большинства компаний нефтегазового сектора основной климатической целью является снижение прямых выбросов, рассмотрим наиболее часто применяемые и широко известные способы декарбонизации, применяемые для газового производства.

## **1.2 Анализ существующих мер снижения экологических рисков**

Существует три метода количественного определения выбросов ПГ, которые могут использоваться организациями, это:

- расчеты;
- измерения;
- комбинации измерения.

«Улавливание и захоронение углекислого газа (CCS), улавливание и утилизацию углерода (CCU) и улавливание, утилизацию и захоронение углерода (CCUS) [6, 26-28]. Этот набор технологий предполагает улавливание выбросов от сжигания топлива и других промышленных процессов (до 90% может быть уловлено, сожжено или повторно переработано) и дальнейшую транспортировку и использование этих ресурсов для создания новых продуктов и услуг или хранение их в геологических формациях» [6] (рисунок 3).

«В данном случае, технология CCUS стала ключевой движущей силой этой тенденции» [6].

«По прогнозам МЭА, для того, для достижения климатических целей, предусмотренных сценарием устойчивого развития, улавливание и хранение» [6] CO<sub>2</sub> к 2050 году должны достичь объема в 4,6 Гт CO<sub>2</sub>-экв. в год, что сопоставимо с размерами нынешней нефтяной промышленности. Это означает, что в течение следующих «30 лет будет создана отрасль по улавливанию, хранению и утилизации CO<sub>2</sub> такого же размера как нефтегазовая промышленность (при условии, что будет введено соответствующее углеродное регулирование и ценообразование на CO<sub>2</sub>). Это

представляет собой новую и амбициозную бизнес возможность для нефтегазовых компаний» [6].

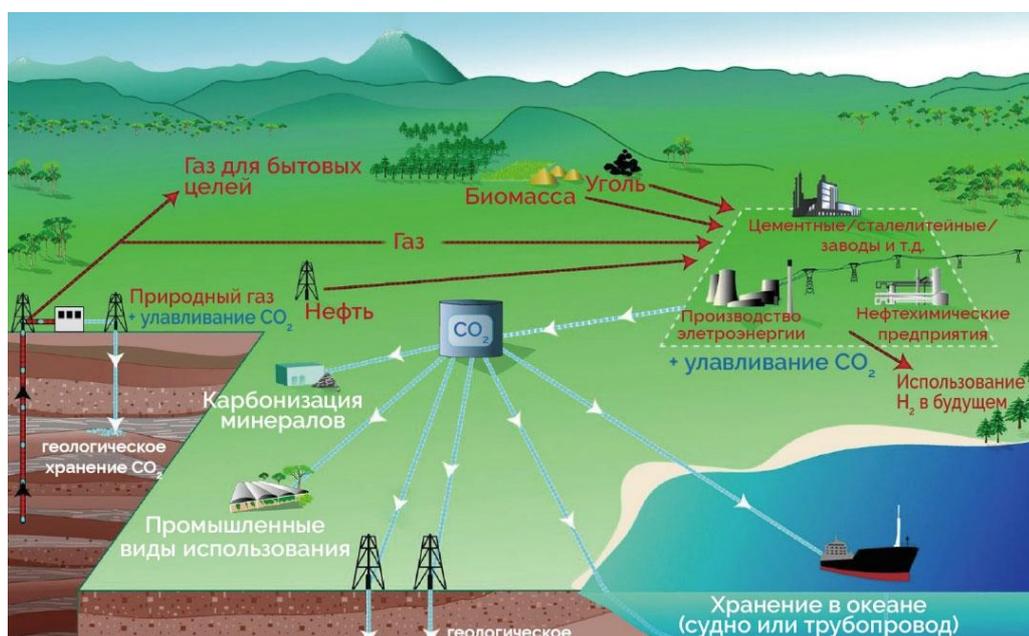


Рисунок 3 – Схематичная схема технологии CCUS.

«Уже сегодня разработан ряд технологий CCUS, включая различные запатентованные технологии (наименование патентов приведено в таблице 1), использующие различные решения с применением мембранных технологий и использованием сорбентов» [6]. Каждая из них имеет как преимущества, так и недостатки (таблица 3).

Таблица 3 – Преимущества и недостатки технологии улавливания  $CO_2$ .

Технология улавливания $CO_2$	Преимущества	Недостатки
Мембранные установки	<ul style="list-style-type: none"> <li>– относительно недорогие;</li> <li>– имеют меньшие операционные затраты;</li> <li>– маленькие сроки из-за модульного исполнения.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– при больших расходах очищаемого газа установка становится громоздкой;</li> <li>– при превышении по скорости газа мембраны склонны к разрыву.</li> </ul>

Продолжение таблицы 3

Технология улавливания CO <sub>2</sub>	Преимущества	Недостатки
Абсорбционные установки	– рассчитаны на большие расходы и давление очищаемого газа.	– относительно дорогие; – используют теплоноситель, при нагреве которого выделяется CO <sub>2</sub> в атмосферу.

Несмотря на то, что до сих пор «CCUS считается весьма спорной бизнес-моделью: хотя она сможет снизить выбросы ПГ, она не считается «зеленой» технологией и предполагает значительные инвестиции» [6] без гарантированной отдачи. «Тем не менее, CCUS уже рассматривается как важная часть декарбонизации» [6].

На действующих предприятиях также возможно внедрение энергоэффективных технологий, например установки по рекуперации отработанного тепла и система регенерации пара (установка турбинной установки) [28].

Установка для рекуперации отработанного тепла (WHRU) представляет собой теплообменник рекуперации энергии, который передает тепло от продуктов процесса при высокой температуре другой части процесса для некоторой цели, обычно для повышения эффективности. Принцип действия практически для всех установок рекуперации идентичен, данная технология также запатентована многими исследователями (наименование патентов приведено в таблице 1).

Отработанное тепло, содержащееся в выхлопных газах различных технологических процессов, может быть использовано для предварительного нагрева поступающего газа. Это один из основных методов утилизации отработанного тепла. Многие производства постепенно начинают внедрять этот процесс как экономичный метод для увеличения производительности установки при снижении потребности в топливе [31].

Использование на газоперерабатывающих предприятиях пара высокого

и низкого давления подразумевает значительное потребление топлива на выработку пара разного давления. Суть повышения энергоэффективности на промышленных предприятиях заключается в использовании потенциала пара высокого давления путем модернизации процесса дросселирования пара с внедрением энергосберегающей паровой турбины, выработка электрической энергии для обеспечения собственных нужд. Такая технология позволяет снизить косвенные выбросы парниковых газов. Эта технология также была запатентована рядом исследователей [33].

Выбросы «метана выделяются в процессе добычи, сбора, подготовки, транспортировки углеводородов. Этот парниковый газ вносит в 28 раз больший вклад в изменение климата, чем углекислый газ, с суммарным вкладом в глобальное потепление в 25%, поэтому он заслуживает особого внимания» [2]. «Около 13% совокупных выбросов метана приходится на нефтегазовый сектор» [1].

Выбросы метана в атмосферу являются результатом многих процессов цикла добычи газа. К ним относятся работа различных вентиляционных систем, трубопроводы, компрессоры, продувка скважин, а также «утечки из-за неплотностей конструкции и негерметичности оборудования, сброс давления природного газа, состоящего в основном из метана, перед ремонтом или аварийными ситуациями» [2].

«По оценкам МЭА, нефтегазовые компании могут достичь 75% уровня сокращения эмиссий метана без внедрения новых технологий» [26].

«Способами сокращения выбросов метана включают:

- выявление и устранение утечек метана,
- модернизация или замена оборудования с высоким уровнем выбросов метана,
- сокращение использования углеводородного сырья» [26].

Инновационным подходом к выявлению и устранению утечек являются технологии цифровой инвентаризации утечек и применение беспилотных летательных аппаратов с сенсорами.

В качестве цифровой инвентаризации, автоматизированное решение Leucіra компании Baker Hughes, позволяющее полностью автоматизировать значительное количество операций по добыче нефти и газа, что в свою очередь повышает эффективность производства, снижает риски безопасности и практически исключает выбросы от неорганизованных источников, такие как утечки от оборудования.

Аэрофотосъемка становится все более используемым методом, особенно для обнаружения крупных утечек. Данная технология неоднократно встречается в патентных изобретениях (наименование патентов приведено в таблице 1).

Беспилотники контролируют участки промышленных объектов, проверяют состояние трубопроводов и следят за запасами нефти и газа. Преимуществом использования дронов является то, что их можно применять в труднодоступных местах. Управление дронами может быть полностью дистанционным и автоматизированным благодаря высоким техническим характеристикам аппарата. Основное назначение дронов:

- поиск утечек по всей длине трубопровода, даже в труднодоступных местах;
- обнаружение мест несанкционированного доступа к трубопроводу с целью хищения;
- предотвращение аварий и воздействия на окружающую среду;
- оценка технического состояния существующих систем;
- обнаружение магистральных линий в местах, отличающихся от их проектного расположения;
- подготовка и поддержание в актуальном состоянии карт местности, по которой проложены трубопроводы; Экологический мониторинг территории прокладки трубопровода;
- выявление наклона грунта, эрозии и других природных явлений, которые могут помешать плановой эксплуатации трубопровода.

Беспилотные летательные аппараты получают все большее

распространение, и спрос на использование беспилотников также растет. Решения, основанные на данных, находящихся в воздухе, и их быстрой обработке системами и программным обеспечением на земле, дают огромные преимущества. При средней эффективности более 80% компании могут получить преимущество перед своими конкурентами, генерируя новый опыт и накапливая уроки, полученные на производстве и в отрасли.

Представленные выше технологии описывают только незначительную часть методов декарбонизации на сегодняшний день. Но при этом можно отметить, что внедрение даже этих нескольких технологий позволит сократить выбросы парниковых газов не менее чем на 20%.

Вывод по разделу.

Так как во многих случаях прямые измерения выбросов ПГ, возникающих в результате определенной деятельности, практически нецелесообразны, к рассматриваемому объекту был применен расчетный метод количественного определения выбросов ПГ.

Результатом исследования в разделе является анализ и изучение современных технологий декарбонизации, а также анализ производственной деятельности исследуемого объекта с точки зрения выбросов парниковых газов. Следующим этапом исследования будет проведение количественной оценки выбросов парниковых газов на действующем газоперерабатывающем комплексе для выявления наиболее значимых из них.

Также последующим шагом для исследования разработка инициатив для снижения выбросов ПГ на наиболее значимых источниках выбросов ПГ на исследуемом объекте.

Таким образом, можно сделать вывод, что декарбонизация – это длительный процесс с множеством неизвестных, поиск наиболее оптимальных решений и технологий по снижению выбросов.

## **2 Анализ системы экологической безопасности предприятия**

### **1.2 Анализ производственной деятельности предприятия**

Объектом исследования магистерской диссертации является газоперерабатывающий комплекс, который состоит из объектов площадок скважин, системы сбора газа, газоперерабатывающего завода, сопутствующих инженерных коммуникаций и трубопроводов, вспомогательных объектов инфраструктуры.

Система сбора продукции скважин газа состоит из  $n$ -го количества скважин, соединенных трубопроводами с кустовыми площадками (далее – КП), кустовые площадки подключаются к сборным пунктам (далее – СП), сборные пункты к газоперерабатывающему заводу (далее – ГПЗ).

Каждая газодобывающая скважина имеет идентичное оборудование, в том числе устьевую фонтанную арматуру, рассчитанную на рабочее давление, в соответствии со Стандартом предприятия.

Все кустовые площадки аналогичны по набору оборудования и отличаются только по числу подключаемых скважин. На каждой площадке предусматривается установка следующего оборудования:

- входной манифольд;
- замерной сепаратор;
- факельная система (факельный сепаратор, ствол факела с панелью управления горения);
- блок подачи ингибитора гидратообразования;
- блок подготовки топливного газа;
- закрытая дренажная система.

Газ со скважин по трубопроводам поступает на входной манифольд кустовой площадки, предназначенный для объединения газа с нескольких добывающих скважин. На каждом трубопроводе от скважины до входного манифольда предусматриваются дроссельные клапаны в начале и конце

участка для регулирования режима течения флюида в шлейфе каждой скважины.

На территории каждой кустовой площадки имеется факельная установка, на которой осуществляется сжигание газов при продувке скважин перед началом ремонтных работ, сжигания аварийных выбросов, а также сжигание топливного газа на поддержание дежурного огня. Также каждая кустовая площадка является источником утечек через неплотности запорно-регулирующей арматуры (ЗРА), фланцевых соединений (ФС) и предохранительных клапанов (ПК).

Сборные пункты предназначены для сбора и подготовки сырого газа и оснащены необходимым набором технологического оборудования, обеспечивающего подготовку газа к подаче на ГПЗ. Схема сбора газа – коллекторно-лучевая. По набору оборудования все сборные пункты идентичны, отличаются по количеству подключаемых напрямую скважин и производительности. На каждом сборном пункте предусмотрено следующее оборудование:

- манифольд для скважин;
- манифольд для коллекторов с КП;
- замерной сепаратор;
- факельная система (факельный сепаратор, ствол факела с панелью управления горения);
- система подачи ингибитора гидратообразования;
- система топливного газа (сепаратор, средства измерения и регулирования давления);
- закрытая дренажная система (включающая подземную емкость).

На территории каждого сборного пункта имеется факельная установка, на которой осуществляется сжигание сырого газа (сравливаемый при продувке скважин перед началом ремонтных работ, из участка трубопровода перед началом процесса остановки технологического оборудования, при продувке скважин после капитального ремонта), а также топливного газа,

расходуемого на поддержание дежурного огня. Также каждая площадка сборного пункта является источником утечек через неплотности ЗРА, ФС и ПК.

Помимо кустовых площадок и сборных пунктов на системе сбора имеются площадки узлов запуска и приема очистных устройств (далее УЗОУ и УПОУ), на которых имеются факельные установки для сжигания сырого газа, периодически подаваемого при ингибировании и очистке газопроводов, а также топливного газа, подаваемого на поддержание дежурного огня.

Далее с системы сбора сырой газ поступает на газоперерабатывающий завод, который состоит из:

- системы сепарации на входе;
- системы стабилизации конденсата;
- системы удаления кислых компонентов газа;
- системы удаления меркаптанов и осушки;
- системы регенерации агента очистки газа;
- системы низкотемпературной сепарации;
- системы пропанового хладагента;
- системы транспортировки и учета товарного газа;
- системы получения серы;
- системы хранения серы;
- системы очистки пластовой и нефтесодержащей воды;
- вспомогательных систем (система пароснабжения, система теплоснабжения, система воздуха КИПиА и технического воздуха, система азота, система топливного газа, система хранения и отгрузки продукции, факельное хозяйство, водозаборная система и другие).

Система сепарации на входе (система 40) предназначена для приема сырого газа и его сепарации от жидкости, нагрев до требуемых параметров для дальнейшей оптимальной переработки, разделения пластовой воды от углеводородного конденсата, удаление твердых, взвешенных механических

примесей.

Сепарированный в пробкоуловителе газ, отводимый с верха, поступает в систему удаления кислых компонентов газа (система 55) для удаления  $H_2S$  и  $CO_2$  через нагреватель газа. После удаления твердых частиц нестабилизированный конденсат направляется в систему стабилизации конденсата (система 50), а пластовая вода направляется в систему очистки пластовой и нефтесодержащей воды (система 160) через дополнительную сепарацию в сепараторе пластовой воды.

Система удаления кислых компонентов газа (система 55) предназначена для удаления кислых газов, таких как сероводород ( $H_2S$ ) и диоксид углерода ( $CO_2$ ) из сырьевого газа путем химической абсорбции. Система включает в себя блоки удаления  $H_2S$  и  $CO_2$  из сырьевого газа с помощью аминовой очистки. Очищенный газ, насыщенный водой, направляется в систему удаления меркаптанов и осушки газа (система 65).

В испарительной емкости происходит испарение углеводородов с некоторым объемом  $H_2S$  и  $CO_2$ . Кислые компоненты  $H_2S$  и  $CO_2$  повторно абсорбируются в секции повторного контакта. Углеводороды газовой фазы направляются в систему топливного газа установки получения серы (система 70).

Система стабилизации конденсата (система 50) предназначена для трехфазной сепарации нестабилизированного конденсата, его обессоливания с удалением кислых компонентов газа. Предварительно отделенный (сепарированный) от природного газа и пластовой воды нестабильный конденсат из системы 40 поступает на установку стабилизации (система 50), где проходит стадии:

- предварительного подогрева до температуры  $75^{\circ}C$ ;
- сепарации с выделением газа и отделением воды;
- процесса обессоливания с промывкой углеводородного конденсата питательной водой;
- вторичного подогрева, обессоленного нестабильного

углеводородного конденсата до температуры 107 °С перед проведением стабилизации;

- стабилизации конденсата (процесс дистилляции).

Система удаления меркаптанов и осушки газа (система 65) служит для удаления воды и меркаптановой серы из сырья, поступающее в установку из продукта системы удаления кислых компонентов газа (система 55) и очищенного газа из системы регенерации агента очистки газа (система 60).

Очищенный газ из системы 55 проходит отбойный сепаратора сырьевого газа и поступает в фильтр-коагулятор, после чего отправляется в верхнюю часть двух осушителей, работающих параллельно в режиме адсорбции. В качестве осушителей газа используются печи нагреватели газа регенерации, в качестве топлива, которых используется топливный газ. Отработанный газ регенерации поступает в систему регенерации агента очистки газа (система 60).

Система регенерации агента очистки газа (система 60) предназначена для очистки отходящего газа регенерации от серосодержащих примесей (меркаптанов,  $H_2S$ ) и влаги. Отходящий (серосодержащий) газ регенерации направляется в систему регенерации агента очистки газа для очистки, где предварительно охлаждается и образовавшийся конденсат воды и углеводородов удаляются в сепараторе газа регенерации. Далее газ очищается растворителем SELEXOL от основной массы меркаптана,  $H_2S$  и  $CO_2$  после чего сернистые компоненты, отделенные от регенерационного газа, направляются в установку получения серы (система 70). Очищенный газ регенерации подается обратно в систему перед системой удаления меркаптанов и осушки (система 65) после компримирования компрессором газа регенерации.

Сухой сырьевой очищенный газ от установки системы 65 поступает на установку системы 45 на стадию предварительного охлаждения, после которой охлажденный газ сепарируют. Для охлаждения используют скрытую теплоту испарения жидкого пропана. Низкотемпературная сепарация – процесс обработки (охлаждение и сепарация) природного газа с целью

извлечения из него газового конденсата и удаления следов влаги.

Система получения серы (система 70) предназначена для утилизации кислого газа, вырабатываемого системой удаления кислых компонентов газа (система 55) и системой регенерации агента очистки газа (система 60), с преобразованием сероводорода ( $H_2S$ ) в элементарную серу ( $S$ ) при общей эффективности регенерации серы 99,0%.

Система производит дегазированную серу в жидком состоянии, которая подается в систему хранения комовой серы (система 75).

Сырьём для установки производства серы (система 70) является кислый и меркаптансодержащий газ, поступающий с установок 55 и 60, который сжигается в определенном соотношении в присутствии воздуха, подаваемого в главную камеру сгорания реакционной печи Клауса. Остаточные хвостовые газы из ступеней Клауса и SUPERCLAUS® поступают в печь дожига для утилизации. В качестве топлива в печи используется топливный газ системы 125 и экспанзерные газы. Жидкая сера перекачивается в систему хранения комовой серы (система 75) для дальнейшего технологического процесса, а именно в емкости хранения твердой серы, и должна пройти дегазацию от сероводорода до остаточного содержания последнего не выше 10 мг/кг серы.

На заводе предусмотрено факельное хозяйство (система 150), состоящее из двух факельных систем – высокого давления (ВД) и кислого газа (низкого давления – НД). Факельная установка ВД предназначена для сброса газа с трубопроводов и технологических аппаратов с высоким давлением среды. Факельная установка кислого газа предназначена для сброса газа на факел с трубопроводов и аппаратов с низким давлением среды и с высоким содержанием кислых компонентов ( $H_2S$  и  $CO_2$ ). Холодная факельная система предназначена для обработки газов, сбрасываемых от системы низкотемпературной сепарации (система 45) и системы пропанового хладагента (система 130). Система холодного факела имеет общий с факельной системой ВД факельный сепаратор: коллектор холодного факела

соединен с коллектором факела ВД до факельного сепаратора ВД.

Для предотвращения сажеобразования и копоти на факельной установке ВД предусмотрена подача пара низкого давления к оголовнику и в ствол факела (безсажевое горение). Для факела кислого газа ввод пара не требуется вследствие состава и характеристик кислого газа.

Блок предварительной очистки сырой воды (система 120) предназначен для очистки сырой воды из резервуара сырой воды для дальнейшего производства деминерализованной и хозяйственно-питьевой воды. Данный блок состоит из системы предварительной очистки, системы ультрафильтрации (состоящей из мембран ультрафильтрации и сопутствующего оборудования) и системы очистки воды обратной промывки.

Система питьевой воды (система 105) предназначена для очистки воды до качества, соответствующего стандарту нормативной документации. Питьевая вода подается потребителям площадки ГПЗ, предзаводской зоны, караульного городка, Вахтового городка. Вода проходит стадию очистки до достижения соответствия стандартам хозяйственно-питьевой воды.

Система деминерализованной воды (система 110) предназначена для очистки воды до качества, отвечающего требованиям к питательной воде для паровых котлов ВД, определенных нормативными документами.

Система пропанового хладагента (система 130) обеспечивает охлаждающую среду для системы низкотемпературной сепарации (система 45), системы регенерации агента очистки газа (система 60).

Система 140 состоит из резервуаров хранения кондиционного стабильного конденсата предназначены для приема, хранения, подготовки, учета (качественного и количественного) и выдачи товарного стабильного конденсата.

Система воздуха КИПиА и технического воздуха (система 90) предназначена для производства чистого осушенного воздуха и обеспечения КИПиА технологических систем завода. Система пароснабжения (система

85) состоит из трех котлов (два в работе, один в резерве) с вспомогательным оборудованием, трубопроводной системы топливного газа, воды и пара, деаэраторов и насосного оборудования. Система пароснабжения предназначена для выработки и распределения потребителям пара высокого (ВД) и низкого (НД) давлений, в сборе и очистке обратного парового конденсата от потребителей, подготовке и распределении котловой питательной воды. В паровых котлах ВД системы пароснабжения в качестве топлива используется топливный газ НД из системы топливного газа (система 125).

Основными потребителями топливного газа низкого давления (система 125) являются горелки паровых котлов, установка получения серы и топливный газ для продувки факела. Выделяемый топливный газ от испарителя амина системы удаления кислых компонентов газа, подается непосредственно на сепаратор топливного газа системы получения серы, и при очень высоком давлении, топливный газ сбрасывается на факел.

Система противопожарного водоснабжения (установка 100) предназначена для подачи воды для пожаротушения ко всем сооружениям завода, включая технологические установки, площадки резервуаров для хранения и не технологические сооружения ГПЗ, объекты предзаводской зоны.

Все образуемые стоки на площадках комплекса, производственные и хозяйственно-бытовые, подвергаются предварительной очистке на соответствующих системах. Собранные потоки пластовой воды от установок ГПЗ направляются в систему очистки пластовой воды и нефтесодержащей воды (160). Функция данной системы заключается в удалении кислых компонентов и нефтепродуктов из собираемой пластовой воды для соответствия требуемому качеству воды для закачки в скважину. В целом, технологический процесс, используемый для очистки кислой воды, включает в себя физические методы дегазации, гидроциклона и дистилляции.

Стравливание кислого газа на всех процессах очистки осуществляется

на факел кислых газов (факел НД).

Система очистки сточных вод (система 165) предназначена для сбора, очистки и утилизации хозяйственно-бытовых и углеводородсодержащих стоков, образующихся в процессе производственной деятельности рассматриваемого объекта.

Очистка углеводородсодержащих стоков осуществляется на напорной флотационной установке. Для очистки хозяйственно-бытовых стоков применяется система биологической очистки хозяйственно-бытовых стоков (мембранный биореактор).

Также на территории ГПЗ и объектах инфраструктуры рассматриваемого объекта имеются аварийные дизельгенераторы, дизельные мотопомпы, установки мачтового освещения, работающие на дизельном топливе.

Переработанный газ на заводе направляется на экспорт через соответствующий газопровод. Технологическая площадка газопровода экспортного газа является линейным источником утечек через неплотности ЗРА и ФС. На площадке газопровода экспортного газа также имеются камеры запуска и приема очистных устройств, со сбросом газа через свечи.

Для обеспечения комфортных условий работы и проживания обслуживающего персонала, предусмотрен вахтовый городок. Территория вахтового городка условно делится на три зоны: служебная и жилая зона, хозяйственная зона, зона инженерных коммуникаций.

Источником теплоснабжения зданий и сооружений вахтового городка является водогрейная котельная, расположенная на площадке вахтового городка. Для покрытия тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение предусматривается котельная водогрейная газовая автоматизированная в блочно-модульном исполнении с тремя котлами. Основным топливом для котельной является топливный газ, резервное – дизельное топливо.

## 2.2 Оценка экологических рисков на предприятии

Экологические риски предприятия связаны с выбросами парниковых газов из различных стационарных и нестационарных источников.

Выбросы ПГ возможно классифицировать по 23 категориям согласно [16]. В ходе тщательного анализа перечней проектного оборудования, технологических схем (PFD), схем технологического процесса и контрольно-измерительных приборов (P&ID) были определены следующие классификации выбросов ПГ:

- прямые «выбросы (охват 1), которые включают в себя выбросы при горении на стационарных технических средствах; выбросы при горении на подвижных технических средствах; выбросы, связанные с техпроцессом; неконтролируемые выбросы» [16];
- косвенные энергетические выбросы ПГ, которые включают в себя выбросы от потребления закупленной электроэнергии.

На исследуемом объекте в категорию прямых выбросов при горении на стационарных технических средствах входит сжигание топливного газа и дизтоплива в стационарных установках. Основные потребители топливного газа приведены в таблице 4, потребители дизельного топлива приведены в таблице 5 [5, 8].

Таблица 4 – Потребители топливного газа

Наименование системы	Описание
Система 170	Комплектная установка нагревателя горячей воды А
Система 170	Комплектная установка нагревателя горячей воды В
Система 170	Комплектная установка нагревателя горячей воды С
Система 185	Комплектная установка парового котла высокого давления А
Система 185	Комплектная установка парового котла высокого давления В
Система 165	Нагреватель газа регенерации
Система 165	Нагреватель газа регенерации
Система 70	Главная горелка
Система 70	Горелка печи дожига

Таблица 5 – Потребители дизельного топлива

Наименование системы	Описание
Система 100	Насосы водяного пожаротушения
Система 190	Аварийные дизельгенераторы
Система 195	Аварийный дизельгенератор
Система 185	Аварийный дизельгенератор
Система 170	Комплектная установка нагревателя горячей воды А
Система 170	Комплектная установка нагревателя горячей воды В

Измерение топливного газа осуществляется централизованно посредством расходомеров (расходомер топливного газа ВД и расходомер топливного газа НД). Для исключения возможного двукратного измерения топливного газа, измерение расхода топливного газа осуществлялось у каждого источника сжигания топливного газа.

Помимо топливного газа, подаваемого на горелку печи дожита системы 70, в печь подаются экспанзерные газы с системы 55 и хвостовые (остаточные) газы, образующиеся на ступени SUPERCLAUS. Хвостовые газы содержат остаточное количество сернистых соединений.

Поскольку комплектные установки нагревателей горячей воды системы 170 являются двухтопливными устройствами, потребление топлива в них учитывается обоих видов.

Потребление дизельного топлива на исследуемом объекте определяется по изменению уровня в расходном баке дизтоплива (или по учетным записям материально-технического снабжения) для каждого источника потребления.

На балансе исследуемого объекта числится n-ое количество автотранспортной техники и спецтехники, такие как легковые автомобили, автобусы, грузовые и специальные машины, а также прицепы. Транспортные средства работают на дизельном топливе. При проведении расчетов прямых выбросов ПГ при горении на подвижных технических средствах будут использоваться фактические данные потребления топлива каждым типом транспортных средств, задействованных в работе исследуемого объекта.

В результате протекания химических и физических производственных

процессов происходит сжигание заводского и других видов газа на факеле, продувки и опорожнения. Такие выбросы можно охарактеризовать как прямые выбросы ПГ, связанные с техническим процессом. Продувки на факел, работа запальных горелок и подача вспомогательного газа (факел кислого газа) имеют важнейшее значение для безопасной работы данного объекта.

Факельные установки, на которых происходит сжигание того или иного вида газа, приведены в таблице 6 [5, 8].

Таблица 6 – Потребители топливного газа

Наименование системы	Описание
Система 20	Запальные горелки факелов кустовых площадок
Система 20	Факельные комплектные установки
Система 20	Запальные горелки факелов кустовых площадок
Система 20	Факельные комплектные установки
Система 20	Продувка факелов
Система 30	Запальные горелки факелов сборных пунктов
Система 30	Факельные комплектные установки
Система 30	Продувка факелов
Система 150	Продувка факела ВД
Система 150	Запальная горелка факела ВД
Система 150	Запальная горелка факела КГ
Система 150	Продувка факела КГ
Система 150	Продувка факела ВД
Система 150	Продувка холодного факела
Система 150	Продувка факела КГ
Система 150	Вспомогательный газ на факел КГ
Система 25	Запальные горелки факелов УЗОУ/УПОУ
Система 25	Факельные комплектные установки
Система 25	Продувка факелов
Система 35	Запальные горелки факелов УЗОУ/УПОУ
Система 35	Факельные комплектные установки
Система 35	Продувка факелов

Подача топливного газа на факельные установки исследуемого объекта происходит постоянно для поддержания дежурного огня. Исключение составляют только площадки УЗОУ/УПОУ, находящиеся на системе сбора газа, на которые топливный газ подается периодически только во время проведения работ. Помимо топливного газа на все факельные установки в

зависимости от назначения системы подается той или иной технологический газ (сырой, заводской, кислый). Расходы всех типов газов по исследуемым установкам измеряются при помощи соответствующих расходомеров каждой системы.

Утечки и фугитивные выбросы (прямые неконтролируемые выбросы) составляют малую часть всего объема выбросов с исследуемого объекта [6].

На исследуемом объекте на производственных площадках имеется технологическое оборудование (запорно-регулирующая арматура, фланцевые соединения и предохранительные клапана) которое является источником утечек метана ( $\text{CH}_4$ ). Количество утечек на объекте на основании актов потерь газа на собственные нужды предприятия по категории «утечки».

Также к данной категории выбросов ПГ можно отнести отведение газа через свечи УЗОУ/УПОУ на экспортном газопроводе. Данный сброс газа происходит только при проведении внутритрубной диагностики (ВТД), которая проводится с периодичностью 1 раз в 3 года.

К категории косвенных выбросов ПГ относятся выбросы от потребления закупленной электроэнергии. На рассматриваемый объект электроэнергия (220 кВ, 50 Гц, 3 фазы) подается по трем силовым кабелям, два из которых запитаны от одной подстанции и один от другой подстанции.

Подачу электроэнергии по каждому из этих кабелей измеряются по коммерческому учету, и эти данные могут использоваться для расчета косвенных выбросов ПГ на рассматриваемых объектах [6]. Так как эти линии подключены к одной и той же сети, то могут использоваться одинаковые коэффициенты выбросов. Приобретаемая электроэнергия на газоперерабатывающем комплексе не перепродается.

Таким образом, на исследуемом объекте можно идентифицировать как прямые выбросы ПГ, так и косвенные энергетические выбросы. Конечно, такой учет не будет являться достаточно полным, поэтому необходима идентификация «других косвенных выбросов». В идеале, проведение идентификации «других косвенных выбросов» показывает наиболее полную

картину выбросов ПГ по организации. Но также необходимо учитывать, что на такие выбросы сложнее влиять в плане их снижения. Поэтому в данном исследовании данная идентификация учитываться не будет.

В операционные границы количественного определения выбросов ПГ для организаций включаются прямые выбросы (Охват 1) и энергетические косвенные выбросы (Охват 2) парниковых газов.

Прямые выбросы ПГ включают выбросы от источников, являющихся собственностью организации или контролируемых ею на основе принципа операционного управления.

Энергетические косвенные выбросы включают выбросы ПГ от производства на сторонних энергоисточниках электрической и тепловой энергии, приобретенной отчитывающейся организацией и использованной на ее собственные нужды. Внешняя энергия может быть получена организацией из сети (от энергоснабжающих организаций) и/или от конкретных объектов генерации: котельная, ТЭЦ, т.д. Энергия, купленная для перепродажи и транзита, не учитывается.

В таблице 7 приведены категории источников выбросов и виды выбрасываемых ПГ для прямых и энергетических косвенных выбросов ПГ, характерные для нефтегазодобываемых предприятий.

Таблица 7 – Операционные границы для добровольной международной отчетности

Охват выбросов ПГ	Категории источников выбросов ПГ	Подкатегории	Виды парниковых газов
Прямые выбросы ПГ (Охват 1)	Стационарное сжигание топлива	Выработка тепловой и электрической энергии	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
		Технологические нужды	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
	Сжигание топлива в передвижных установках	Автотранспорт	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
		Водный транспорт	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
		Прочие передвижные установки	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O

Продолжение таблицы 7

Охват выбросов ПГ	Категории источников выбросов ПГ	Подкатегории	Виды парниковых газов
Прямые выбросы ПГ (Охват 1)	Производственные процессы	Сжигание в факелах	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
		Продувки и опорожнения	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>
		Переработка и обезвреживание отходов (сжигание)	CO <sub>2</sub>
	Фугитивные выбросы (утечки)	Утечки через неплотности	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>
Энергетические косвенные выбросы ПГ (Охват 2)	Использование электроэнергии со стороны	-	CO <sub>2</sub> (CO <sub>2</sub> -экв)
	Использование тепловой энергии со стороны	-	CO <sub>2</sub> , (CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)

Рассмотрим более подробно каждую подкатегорию.

Рассмотрим стационарное сжигание топлива.

Данная категория включает выбросы ПГ от «топлива, сжигаемого в стационарных установках (котлах, турбинах, печах, нагревателях и др. установках) для выработки тепловой, механической и электрической энергии для собственных энергетических нужд организации и/или отпуска сторонним потребителям (энергетические нужды), а также для осуществления технологических операций (технологические нужды)» [5].

В технологические нужды не включаются расходы на факельные установки, закачки в пласт, а также прочие нетопливные нужды.

Учитываются выбросы ПГ от сжигания топлива собственного производства (добычи) и приобретаемого со стороны.

Выбросы ПГ от стационарного сжигания топлива являются основными выбросами ПГ для большинства организаций, поэтому точности количественного определения этих выбросов следует уделять повышенное внимание.

Количественное определение выбросов от стационарного сжигания топлива в соответствии с Руководящими принципами МГЭИК 2006 [1] производится для трех видов парниковых газов:

- «диоксида углерода CO<sub>2</sub>;
- метана CH<sub>4</sub>;
- закиси азота N<sub>2</sub>O» [6].

Расчет выбросов CO<sub>2</sub> выполняется по формуле 1:

$$E_{\text{CO}_2, \text{стац}, j} = FC'_{\text{стац}, j} \cdot EF'_{\text{CO}_2, \text{стац}, j} \quad (1)$$

где  $E_{\text{CO}_2, \text{стац}, j}$  – выбросы CO<sub>2</sub> от стационарного сжигания топлива за  $j$  за отчетный период, т CO<sub>2</sub>;

$FC'_{\text{стац}, j}$  – расход стационарно сжигаемого топлива  $j$  (включая покупное) за отчетный период в натуральных единицах, т, тыс. м<sup>3</sup>.

$EF'_{\text{CO}_2, \text{стац}, j}$  – коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> от стационарного сжигания топлива  $j$ , т CO<sub>2</sub>/т, т CO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>.

Коэффициент выбросов  $EF'_{\text{CO}_2, \text{стац}, j}$  для газообразного, твердого и жидкого топлива может рассчитываться на основании компонентного состава или на основе справочных значений коэффициента выбросов CO<sub>2</sub>. В случае применения справочных коэффициентов расчет выбросов CO<sub>2</sub> производится по формуле 2:

$$E_{\text{CO}_2, \text{стац}, j} = FC'_{\text{стац}, j} \cdot NCV_j \cdot EF'_{\text{CO}_2, \text{стац}, j} \times 10^{-3} \quad (2)$$

где  $E_{\text{CO}_2, \text{стац}, j}$  – выбросы CO<sub>2</sub> от стационарного сжигания топлива за  $j$  за отчетный период, т CO<sub>2</sub>;

$FC'_{\text{стац}, j}$  – расход стационарно сжигаемого топлива  $j$  (включая покупное) за отчетный период в натуральных единицах, т, тыс. м<sup>3</sup>.

$NCV_j$  – низшая теплота сгорания топлива, ГДж/т, ГДж/тыс.м<sup>3</sup>.

Определяется на основании результатов лабораторного анализа пробы топлива или на основании данных поставщиков топлива. В случае отсутствия таких данных теплота сгорания принимается в

соответствии с таблицей 2;

$EF'_{CO_2, \text{стац},j}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  от стационарного сжигания топлива  $j$ , т  $CO_2$ /т, т  $CO_2$ /тыс. м<sup>3</sup> (принимается в соответствии с таблицей 8).

Таблица 8 – Теплота сгорания топлива и коэффициент выбросов  $CO_2$  для стационарного сжигания (на основании МГЭИК).

Вид топлива	Единица измерения	Теплота сгорания, ГДж/ед. изм.	Коэффициент выбросов $CO_2$ $EF'_{CO_2}$ , кг $CO_2$ /ГДж
Природный газ	тыс.м <sup>3</sup>	38,4	56,1
Дизельное топливо	т	43,0	74,1
Примечание – в таблице перечислены виды топлива, используемые в данной работе			

Расчет выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  выполняется по формулам 3 и 4:

$$E_{CH_4, \text{стац},j} = FC'_{\text{стац},j} \cdot NCV_j \cdot EF'_{CH_4, \text{стац},j} \times 10^{-3} \quad (3)$$

$$E_{N_2O, \text{стац},j} = FC'_{\text{стац},j} \cdot NCV_j \cdot EF'_{N_2O, \text{стац},j} \times 10^{-3} \quad (4)$$

где  $E_{CH_4, \text{стац},j}$ ,  $E_{N_2O, \text{стац},j}$  – «соответственно выбросы  $CH_4$  и  $N_2O$  от стационарного сжигания топлива за  $j$  за отчетный период, т  $CH_4$ , т  $N_2O$ ;

$FC'_{\text{стац},j}$  – расход стационарно сжигаемого топлива  $j$  (включая покупное) за отчетный период в натуральных единицах» [6], т, тыс. м<sup>3</sup>.

$NCV_j$  – низшая теплота сгорания топлива, ГДж/т, ГДж/тыс. м<sup>3</sup>.

Определяется на основании результатов лабораторного анализа пробы топлива или на основании данных поставщиков топлива. В случае отсутствия таких данных теплота сгорания принимается в соответствии с таблицей 3;

$EF'_{CH_4, \text{стац},j}$ ,  $EF'_{N_2O, \text{стац},j}$  – коэффициент выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$ , кг  $CH_4$ /ГДж, кг  $N_2O$ /ГДж (принимается в соответствии с таблицей 9).

Таблица 9 – Коэффициенты выбросов CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O для стационарного сжигания топлива (МГЭИК 2006)

Вид топлива	Коэффициент выбросов CH <sub>4</sub> EF' <sub>CH4</sub> , кг CH <sub>4</sub> / ГДж	Коэффициент выбросов N <sub>2</sub> O EF' <sub>N2O</sub> , кг N <sub>2</sub> O/ ГДж
Природный газ	1·10 <sup>-3</sup>	0,1·10 <sup>-3</sup>
Дизельное топливо	3·10 <sup>-3</sup>	0,6·10 <sup>-3</sup>
Примечание – в таблице перечислены виды топлива, используемые в данной работе. Источник: Руководящие принципы МГЭИК 2006 (6, Таблица 2,2)		

Найденное количество выбросов парниковых газов (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O), выраженное в натуральных единицах (тоннах), переводится в выбросы, эквивалентные выбросам диоксида углерода CO<sub>2</sub> определяем по формуле 5:

$$E_{CO_2, i, \text{стац}, j} = E_{i, \text{стац}, j} \cdot GWP_i \quad (5)$$

где  $E_{CO_2, i, \text{стац}, j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от стационарного сжигания топлива  $j$  за отчетный период, выраженные в т CO<sub>2</sub>-экв;

$E_{i, \text{стац}, j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от стационарного сжигания топлива  $j$  за отчетный период, т;

$GWP_i$  – потенциал глобального потепления для  $i$ -го газа (таблица 10).

Таблица 10 – Потенциал глобального потепления

Вид парникового газа	Формула	Потенциал глобального потепления, GWP <sub>i</sub>
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	1
Метан	CH <sub>4</sub>	28
Заись азота	N <sub>2</sub> O	265
Примечание – Источник данных Пятый оценочный доклад МГЭИК		

Суммарное количество выбросов ПГ от стационарного сжигания топлива  $j$  определяется по формуле 6:

$$E_{\text{стац}, j} = \sum_{i=1}^n E_{CO_2, i, \text{стац}, j} \quad (6)$$

где  $E_{\text{стац},j}$  – выбросы ПГ от стационарного сжигания топлива  $j$  за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$E_{\text{COe},i,\text{стац},j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от стационарного сжигания топлива  $j$  за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$n$  – количество учитываемых видов ПГ.

Если на предприятии стационарно сжигается более чем один вид топлива ( $j > 1$ ), то выбросы ПГ считаются для каждого вида топлива, а затем суммируются (формула 7):

$$E_{\text{стац}} = \sum_{i=1}^n E_{\text{стац},j} \quad (7)$$

где  $E_{\text{стац}}$  – выбросы ПГ от стационарно сжигаемого топлива в отчитывающейся организации за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$E_{\text{стац},j}$  – выбросы ПГ от стационарного сжигания топлива  $j$  за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$n$  – количество стационарно сжигаемых видов топлива.

Рассмотрим сжигание топлива в передвижных установках.

«В соответствии с Руководящими указаниями МГЭИК 2006 в данную категорию включаются выбросы ПГ, возникающие при сжигании топлива на автомобильном, железнодорожном, водном, воздушном и внедорожном видах транспорта» [4]. Примерами внедорожного транспорта являются, тракторы, погрузчики, экскаваторы, снегоходы.

Количественное определение выбросов от сжигания топлива в передвижных установках (мобильное сжигание) производится для трех видов парниковых газов:

- диоксида углерода  $\text{CO}_2$ ;
- метана  $\text{CH}_4$ ;
- закиси азота  $\text{N}_2\text{O}$ .

Расчет выбросов каждого газа производится по формуле 8:

$$E_{i, \text{моб}, k, j} = FC_{\text{моб}, k, j} \cdot NCV_j \cdot EF_{i, \text{моб}, k, j} \cdot 10^{-3} \quad (8)$$

где  $E_{i, \text{моб}, k, j}$  – выбросы  $i$ -го газа от мобильного сжигания топлива  $j$  транспортом вида  $k$  за отчетный период, т;

$FC_{\text{моб}, k, j}$  – расход топлива  $j$  в натуральных единицах транспортом вида  $k$  за отчетный период, т или тыс. м<sup>3</sup>;

$NCV_j$  – низшая теплота сгорания топлива, ГДж/т, ГДж/тыс. м<sup>3</sup>.

Определяется на основании результатов лабораторного анализа пробы топлива или на основании данных поставщиков топлива. В случае отсутствия таких данных теплота сгорания принимается в соответствии с таблицей 2;

$EF_{i, \text{моб}, k, j}$  – коэффициент выбросов  $i$ -го парникового газа от мобильного сжигания топлива  $j$  транспортом вида  $k$ , кг/ГДж.

Определяется по справочным данным (таблица 11).

Таблица 11 – Коэффициенты выбросов ПГ для мобильного сжигания топлива (МГЭИК 2006)

Вид топлива	Коэффициенты выбросов ПГ		
	$EF_{CO_2}$ , кг CO <sub>2</sub> /ГДж	$EF_{CH_4}$ , кг CH <sub>4</sub> /ГДж	$EF_{N_2O}$ , кг N <sub>2</sub> O/ГДж
Дорожный транспорт (автомобили)			
Бензин	69,3	$33 \cdot 10^{-3}$	$3,2 \cdot 10^{-3}$
Дизельное топливо	74,1	$3,9 \cdot 10^{-3}$	$3,9 \cdot 10^{-3}$
Внедорожный транспорт			
Бензин	69,3	$50 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$
Дизельное топливо	74,1	$4,15 \cdot 10^{-3}$	$28,6 \cdot 10^{-3}$
Примечание – Источник данных: Руководящие принципы МГЭИК 2006			

Найденное количество выбросов парниковых газов, выраженное в натуральных единицах (тоннах) переводится в выбросы, эквивалентные выбросам диоксида углерода CO<sub>2</sub> (формула 9):

$$E_{CO_2, i, \text{моб}, k, j} = E_{i, \text{моб}, k, j} \cdot GWP_i \quad (9)$$

где  $E_{CO_2, i, \text{моб}, k, j}$  – «выбросы  $i$ -го парникового газа от стационарного сжигания топлива  $j$  за отчетный период, выраженные в т  $CO_2$ -экв.;

$E_{i, \text{моб}, k, j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от стационарного сжигания топлива  $j$  за отчетный период» [4], т;

$GWP_i$  – потенциал глобального потепления для  $i$ -го газа (таблица 4).

Суммарное количество выбросов ПГ от стационарного сжигания топлива  $j$  определяется по формуле 10:

$$E_{\text{моб}, k, j} = \sum_{i=1}^n E_{CO_2, i, \text{моб}, k, j} \quad (10)$$

где  $E_{\text{моб}, k, j}$  – выбросы ПГ от мобильного сжигания топлива  $j$  транспортом вида  $k$  за отчетный период, т  $CO_2$ -экв.;

$E_{CO_2, i, \text{моб}, k, j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от мобильного сжигания топлива  $j$  транспортом вида  $k$  за отчетный период, т  $CO_2$ -экв.;

$n$  – количество учитываемых видов ПГ.

Если на транспорте вида  $k$  сжигается более чем один вид топлива, то выбросы ПГ считаются для каждого вида топлива, а затем суммируются (формула 11):

$$E_{\text{моб}, k} = \sum_{j=1}^n E_{\text{моб}, k, j} \quad (11)$$

где  $E_{\text{моб}, k}$  – суммарные выбросы ПГ от мобильного сжигания топлива транспортом вида  $k$  за отчетный период, т  $CO_2$ -экв.;

$E_{\text{моб}, k, j}$  – выбросы ПГ от мобильного сжигания топлива  $j$  транспортом вида  $k$  за отчетный период, т  $CO_2$ -экв.;

$n$  – количество учитываемых видов ПГ.

В случае использования в организации нескольких видов транспорта

( $k > 1$ ) выбросы ПГ считаются для каждого вида транспорта, а затем суммируются (формула 12):

$$E_{\text{моб}} = \sum_{k=1}^n E_{\text{моб},k} \quad (12)$$

где  $E_{\text{моб}}$  – суммарные выбросы ПГ от мобильного сжигания топлива всеми видами используемого транспорта за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв;

$E_{\text{моб},k}$  – суммарные выбросы ПГ от мобильного сжигания топлива транспортом вида  $k$  за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$n$  – количество видов транспорта, используемого в организации за отчетный период.

Рассмотрим сжигание в факелах. В данную категорию источников выбросов ПГ включаются выбросы, возникающие в результате сжигания на факельных установках природного газа, попутного нефтяного газа и других углеводородных смесей от продувки скважин, опорожнения и продувки технологического оборудования и трубопроводов, утилизации некондиционных или невостробованных углеводородных смесей и других технологических операций.

В соответствии с Руководящими принципами МГЭИК [8] количественная оценка выбросов ПГ от сжигания в факелах осуществляется для трех видов ПГ:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}$ .

Расчет выбросов  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}$  в натуральных единицах (тоннах) выполняется по следующей формуле 13:

$$E_{i, \text{факел}, j} = FC_{\text{факел}, j} \cdot EF_{i, \text{факел}, j} \quad (13)$$

где  $E_{i, \text{факел}, j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период, т;

$FC_{\text{факел}, j}$  – расход углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период, тыс.  $\text{м}^3$ ;

$E_{i, \text{факел}, j}$  – коэффициент выбросов  $i$ -го парникового газа от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке, т/тыс. м<sup>3</sup>. Определяется на основании компонентного состава углеводородной смеси или на основании справочных данных (таблица 12).

Таблица 12 – Коэффициенты выбросов ПГ для факельного сжигания углеводородных смесей (МГЭИК 2006)

Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> , т/тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициент выбросов CH <sub>4</sub> , т/тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициент выбросов N <sub>2</sub> O, т/тыс. м <sup>3</sup>
2,0	12·10 <sup>-3</sup>	23·10 <sup>-3</sup>

Найденное количество выбросов парниковых газов, выраженное в натуральных единицах (тоннах) переводится в выбросы, эквивалентные выбросам диоксида углерода CO<sub>2</sub> (формула 14):

$$E_{\text{CO}_2, i, \text{факел}, j} = E_{i, \text{факел}, j} \cdot \text{GWP}_i \quad (14)$$

где  $E_{\text{CO}_2, i, \text{факел}, j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период, выраженные в т CO<sub>2</sub>-экв.;

$E_{i, \text{факел}, j}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период, т;

$\text{GWP}_i$  – потенциал глобального потепления для  $i$ -го газа (таблица 4).

Суммарное количество выбросов ПГ от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период определяется по формуле 15:

$$E_{\text{факел}, j} = \sum_{i=1}^n E_{\text{CO}_2, i, \text{факел}, j} \quad (15)$$

где  $E_{\text{факел},j}$  – выбросы ПГ от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$E_{\text{CO}_2e,i,\text{факел},j}$  – выбросы  $i$ -го газа от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$n$  – количество учитываемых видов парниковых газов.

«Если в организации на факельной установке сжигается более чем один вид углеводородной смеси ( $j>1$ ) то выбросы ПГ считаются для каждого вида смеси, а затем суммируются» [4] (формула 16):

$$E_{\text{факел}} = \sum_{j=1}^n E_{\text{факел},j} \quad (16)$$

где  $E_{\text{факел}}$  – выбросы ПГ от сжигания углеводородных смесей на факельной установке за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$E_{\text{факел},j}$  – выбросы ПГ от сжигания углеводородной смеси  $j$  на факельной установке за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$n$  – количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке в отчетном периоде.

При использовании в организации нескольких факельных установок с различной эффективностью сжигания углеводородных смесей расчет выполняется для каждой отдельной установки.

Рассмотрим утечки. Выбросы ПГ, связанные с утечками, учитываются только для добровольной международной отчетности.

В данной категории количественному определению подлежат неорганизованные выбросы  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ , возникающие в результате утечек из технологического оборудования через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов.

Расчет выбросов  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  от утечек выполняется по формуле 17:

$$E_{i, \text{ут}} = \sum_{j=1}^n (FC_{\text{ут},j} \cdot w_{i,j} \cdot \rho_i \cdot 10^{-2}) \quad (17)$$

где  $E_{i, \text{ут}}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа, возникающие при утечках через неплотности за отчетный период, т;

$FC_{\text{ут},j}$  – количество углеводородного газа  $j$  выпущенного в атмосферу в результате утечек за отчетный период, тыс. м<sup>3</sup>;

$w_{i,j}$  – «содержание  $i$ -го парникового газа в углеводородном газе  $j$ , % об. Определяется на основании данных о компонентном составе углеводородного газа или, при отсутствии таких данных, по справочным данным (таблица 13);

$\rho_i$  – плотность  $i$ -го парникового газа» [6], кг/м<sup>3</sup>, принимается на основании табличных данных [4] и равно  $\rho_{\text{CO}_2}=1,8393 \text{ кг/м}^3$ ,  $\rho_{\text{CH}_4}=0,668 \text{ кг/м}^3$  (при  $t=20^\circ\text{C}$ ,  $P=101,325 \text{ кПа}$ );

$n$  – количество видов углеводородных газов, выпускаемых в атмосферу в результате утечек.

Таблица 13 – Содержание CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> в газах

Вид углеводородного газа	Содержание CH <sub>4</sub> , %об.	Содержание CO <sub>2</sub> , %об.
Газ природный	98,4	0,04
Примечание – Источник данных: Методические указания Минприроды России [3]		

Найденное количество выбросов  $i$ -го парникового газа, выраженное в натуральных единицах (т), переводится в выбросы, эквивалентные выбросам диоксида углерода CO<sub>2</sub> (формула 18):

$$E_{\text{CO}_e, i, \text{ут}} = E_{i, \text{ут}} \cdot \text{GWP}_i \quad (18)$$

где  $E_{\text{CO}_e, i, \text{ут}}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа, возникающие при утечках за отчетный период, выраженные в т CO<sub>2</sub>-экв.;

$E_{i, \text{ут}}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа, возникающие при утечках за отчетный период, т;

$GWP_i$  – потенциал глобального потепления для  $i$ -го газа (таблица 4).

Суммарное количество выбросов ПГ от утечек определяется по формуле 19:

$$E_{\text{ут}} = \sum_{i=1}^n E_{\text{CO}_2\text{e},i,\text{ут}} \quad (19)$$

где  $E_{\text{ут}}$  – выбросы ПГ, возникающие при утечках за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$E_{\text{CO}_2\text{e},i,\text{ут}}$  – выбросы  $i$ -го парникового газа, возникающие при утечках за отчетный период, т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$n$  – количество видов ПГ, подлежащих количественной оценке.

Рассмотрим выбросы ПГ, связанные с использованием электроэнергии со стороны.

В данной категории учитываются выбросы ПГ, связанные с потреблением электрической энергии от сторонних источников для собственных нужд организации. Электроэнергия, приобретаемая для перепродажи и транзита, в данной категории не учитывается.

Расчет косвенных выбросов ПГ от потребления электроэнергии со стороны для собственных нужд организации для добровольной международной выполняется по формуле 20:

$$E_{\text{л}} = E_{\text{Ск}} \cdot E_{\text{Ф}_{\text{эл},k}} \cdot 10^{-3} \quad (20)$$

где  $E_{\text{л}}$  – косвенные выбросы ПГ, связанные с использованием электроэнергии со стороны за отчетный период, т  $\text{CO}_2$  или т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$E_{\text{Ск}}$  – количество электрической энергии со стороны, использованной для собственных нужд организации, находящейся энергосистеме  $k$ , за отчетный период, МВтч;

$E_{эл,к}$  – национальный региональный коэффициент энергетических косвенных выбросов ПГ для сетевой электроэнергии в энергосистеме к для отчетного периода, кг  $CO_2$ /МВт ч или кг  $CO_2$ -экв./МВтч.

Так как в Республике Узбекистан нет официального достоверного источника информации о региональных коэффициентах выбросов для сетевой электроэнергии, в качестве одного из вариантов возможно использование интернет-ресурса Carbon Footprint (Углеродный след) (carbonfootprint.com – International Electricity Factors) в котором приводятся ежегодно обновляемые данные о сетевых коэффициентах различных стран, включая Узбекистан.

Произведём количественную оценку выбросов ПГ на исследуемом объекте.

В соответствии с [4] «существует три метода количественного определения выбросов ПГ, которые могут использоваться организациями, это:

- расчеты;
- измерения;
- комбинации измерения» [4].

«Так как во многих случаях прямые измерения выбросов ПГ, возникающих в результате определенной деятельности, практически нецелесообразны» [4], к рассматриваемому объекту был применен расчетный метод количественного определения выбросов ПГ.

Выбросы ПГ оценивались по результатам расчетов с «использованием методики, приведенной выше» [4].

«Таким образом, для расчетов выбросов ПГ каждой категории были реализованы следующие шаги:

- идентификация источников ПГ для каждой категории;
- выполнение сбора данных на соответствующем уровне;

- разбивка по категориям источников;
- умножение значения данных на соответствующие;
- коэффициенты выбросов для получения объемов выбросов ПГ» [4].

«На объекте были чётко идентифицированы все учитываемые источники для каждой категории выбросов. Особое внимание было уделено по недопущению двойного учета одного и того же выброса в разных категориях» [4]. Наиболее важные источники ПГ сведены в реестр.

Для количественной методики определения выбросов ПГ использовались первичные данные о деятельности, связанные с ПГ (такие как, объем израсходованного топлива по видам, количество закупленной электроэнергии). Разбивка первичных данных обеспечивает максимальную точность в формировании реестра ПГ. Исходя из выбранной методики расчетов выбросов парниковых газов [5] для исследуемого объекта были получены следующие количественные значения выбросов парниковых газов (таблица 2).

Краткий реестр источников выбросов ПГ, идентифицируемых на исследуемом объекте, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Количественная оценка выбросов ПГ на объекте

Тип выбросов	Категория	Источник эмиссии	Эквивалент CO <sub>2</sub> , тонн
Прямые выбросы	Прямые выбросы при горении на стационарных средствах	Сжигание различных видов топлива, в том числе:	-
		топливный газ	
		Система 170	65303
		Система 185	1361
	Система 165	14045	
		Система 70	60213
		дизельное топливо (Система 100, 190, 195, 185, 170)	50
	Прямые выбросы при горении на подвижных средствах	Сжигание топлива от транспорта (бензин, дизельное топливо)	2065

Продолжение таблицы 14

Тип выбросов	Категория	Источник эмиссии	Эквивалент CO <sub>2</sub> , тонн
Прямые выбросы	Прямые выбросы, связанные с техпроцессом	Штатное сжигание на факелах, в том числе: Система 20, 30, 150, 25, 35	238 584
		Сжигание хвостовых газов, в том числе: Система 170	69132
Прямые выбросы	Прямые неконтролируемые выбросы	Источники неорганизованных выбросов всех установок (ЗРА, ФС и ПК; свеча на УЗОУ/УПОУ экспортного газопровода)	7 669
Косвенные энергетические выбросы	Косвенные выбросы при потреблении закупленной электроэнергии	Потребление электроэнергии	81 512
Косвенные выбросы	Не применимо для данной работы	Не применимо для данной работы	-

Распределение выбросов по вкладу выглядит следующим образом (рисунок 4).

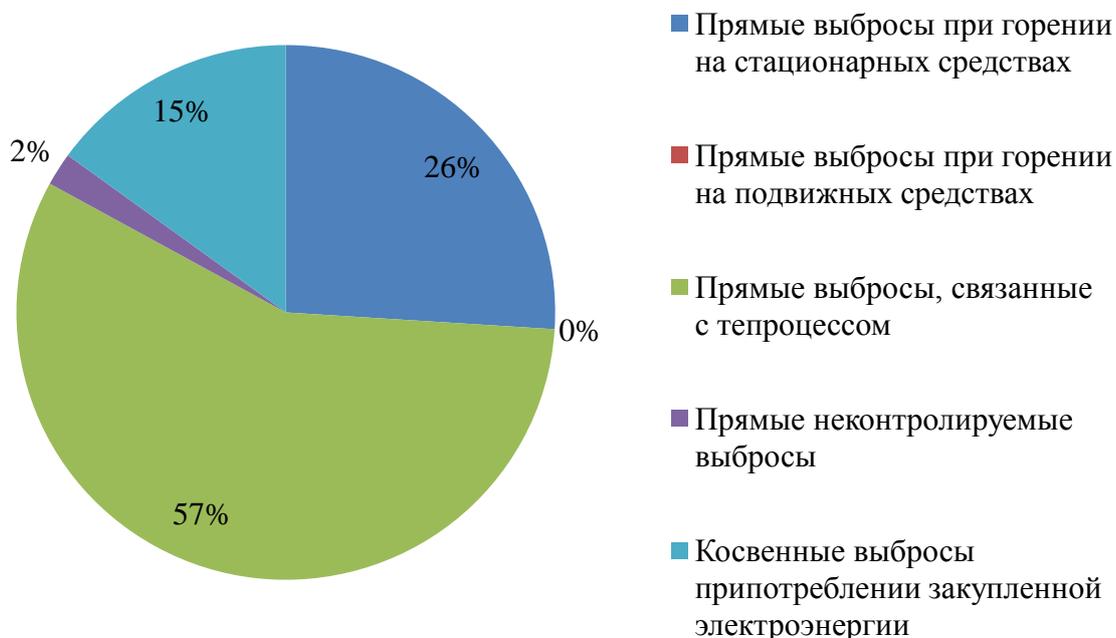


Рисунок 4 – Ранжирование источников выбросов по вкладу

Как видно из приведенной диаграммы, наибольший вклад в выбросы вносят прямые выбросы, связанные с техпроцессом (57%), прямые выбросы при горении на стационарных источниках (26%) и косвенные выбросы при потреблении закупленной электроэнергии (15%).

Рассмотрим более подробно вклад каждой группы источников.

В прямые выбросы, связанные с техпроцессом, входят два источника выброса ПГ – это сжигание на факельных установках и сжигание хвостовых газов после установки Super Claus. При этом значительно больший вклад (78%) в данную категорию выбросов вносит сжигание газа на факельных установках (рисунок 5).

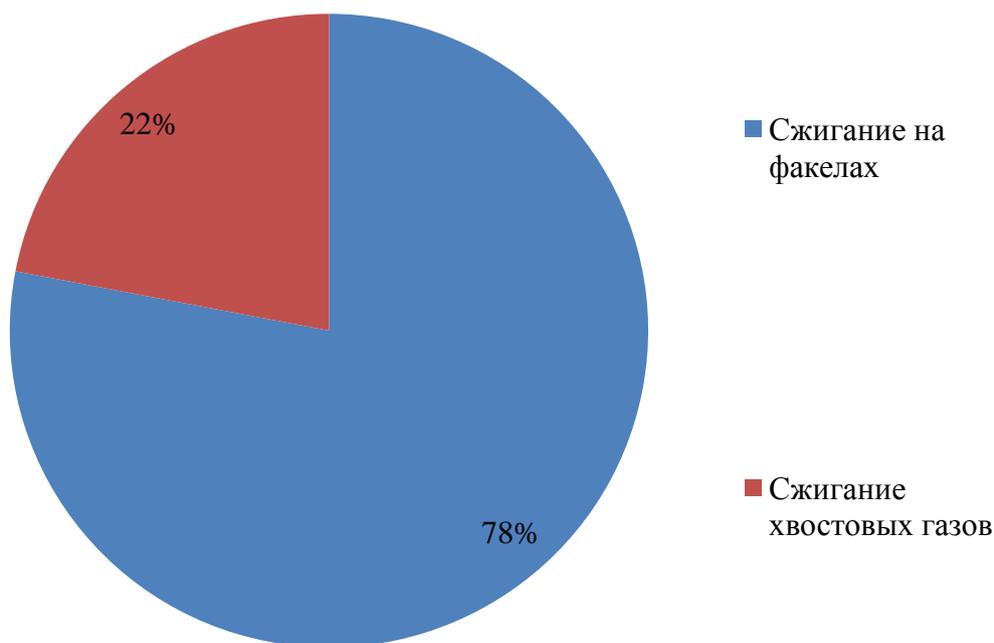


Рисунок 5 – Ранжирование выбросов связанных с техпроцессом

В прямые выбросы при горении на стационарных источниках, входят все источники ПГ, где происходит сжигание природного газа в качестве топливного для выработки энергии.

Вклад источников данной группы выбросов ПГ представлена на

рисунке 6.

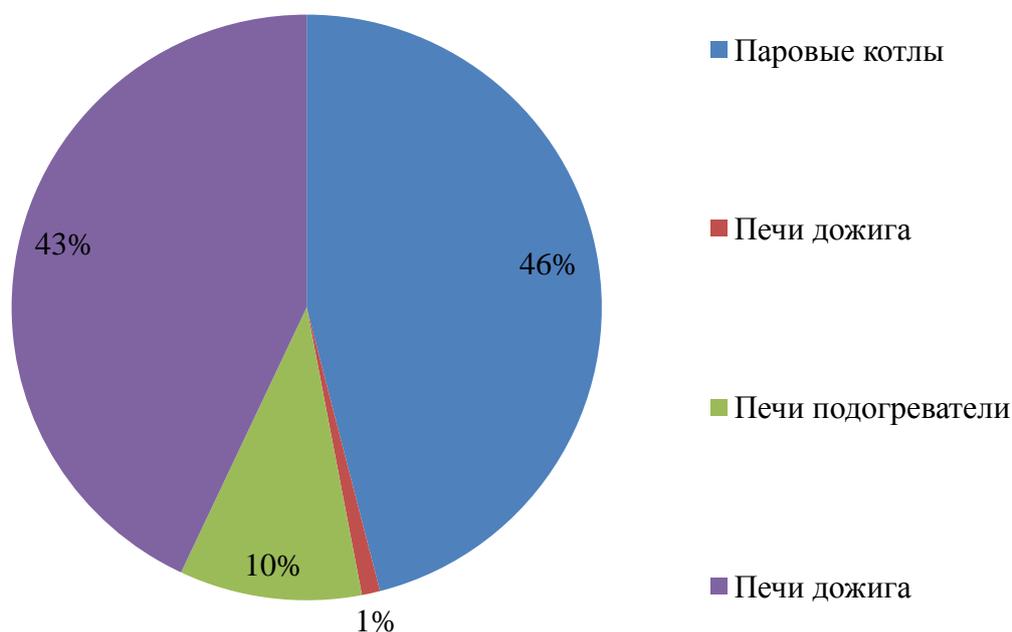


Рисунок 6 – Ранжирование выбросов, связанных со стационарным горением

При этом как видно из рисунка 3, наиболее значительный вклад вносят паровые котлы системы 170 – 46%, печи дожига системы 70 – 43% и печи-подогреватели газа регенерации системы 165 – 10%.

И наконец, третий наиболее значительный вклад, в формирование выбросов ПГ на исследуемом объекте составляет покупная электроэнергия, которая составляет 15% от общего количества выбросов парниковых газов (81512 тонн).

Вывод по разделу.

В разделе установлено, что все образуемые стоки на площадках комплекса, производственные и хозяйственно-бытовые, подвергаются предварительной очистке на соответствующих системах.

Экологические риски предприятия связаны с выбросами парниковых

газов из различных стационарных и нестационарных источников.

На исследуемом объекте в категорию прямых выбросов при горении на стационарных технических средствах входит сжигание топливного газа и дизтоплива в стационарных установках.

В результате протекания химических и физических производственных процессов происходит сжигание заводского и других видов газа на факеле, продувки и опорожнения. Такие выбросы можно охарактеризовать как прямые выбросы ПГ, связанные с техническим процессом. Продувки на факел, работа запальных горелок и подача вспомогательного газа (факел кислого газа) имеют важнейшее значение для безопасной работы данного объекта.

На исследуемом объекте на производственных площадках имеется технологическое оборудование (запорно-регулирующая арматура, фланцевые соединения и предохранительные клапана) которое является источником утечек метана ( $\text{CH}_4$ ). Количество утечек на объекте на основании актов потерь газа на собственные нужды предприятия по категории «утечки».

Таким образом, на исследуемом объекте можно идентифицировать как прямые выбросы ПГ, так и косвенные энергетические выбросы. Конечно, такой учет не будет являться достаточно полным, поэтому необходима идентификация «других косвенных выбросов». В идеале, проведение идентификации «других косвенных выбросов» показывает наиболее полную картину выбросов ПГ по организации. Но также необходимо учитывать, что на такие выбросы сложнее влиять в плане их снижения.

### 3 Разработка технического решения по снижению экологических рисков

#### 3.1 Разработка мер по снижению экологических рисков

Для выявленных источников выбросов парниковых газов на исследуемом объекте подберем наиболее оптимальные методы декарбонизации, наиболее часто встречающиеся в нефтегазовой отрасли (таблица 15).

Таблица 15 – Методы снижения парниковых газов.

Хвостовые газы	Факельные установки	Паровые котлы	Подогреватели газа регенерации	Покупная электроэнергия
Улавливание и закачка CO <sub>2</sub> (CCUS) -К-	Улавливание и закачка CO <sub>2</sub> (CCUS) -К-	Оптимизация расхода и контроль -З-	Оптимизация расхода и контроль -С-	Газовая электростанция комбинированного типа -Ж-
Оптимизация расхода и контроль -З-	Оптимизация расхода и контроль -С-	Рекуперация тепла дымовых газов -З-	Рекуперация тепла дымовых газов -Ж-	Солнечная энергетика -З-
Рекуперация тепла дымовых газов -Ж-	Утилизация факельного газа -Ж-	Водородное топливо -К-	Водородное топливо -К-	Ветровая энергетика -З-
-	-	Электричество -Ж-	Электричество -Ж-	Водородное топливо -К-
-	-	Гибридные установки -К-	Гибридные установки -К-	Геотермальная энергетика -К-

При этом (-К-) обозначены методы, которые являются наиболее затратными, и не приемлемыми способами снижения ПГ для исследуемого

объекта.

Обозначением (-Ж-) выделены методы, которые возможно рассмотреть, но при этом необходимо учитывать и экономическую составляющую применяемых методов.

Обозначением (-З-) цветом обозначены методы, которые являются наиболее оптимальными для данного объекта, и могут быть рассмотрены в качестве методов снижения выбросов ПГ.

Обозначением (-С-) обозначены методы, которые применяются на объекте и не требуют какой-то доработки.

Рассмотрим подробнее методы, обозначенные зеленым и синим цветами.

Самый большой вклад выбросов ПГ на объекте составляют выбросы от факелов и сжигание хвостовых газов (15% от общего количества выбросов ПГ на объекте).

Сжигание на факелах являются частью технологического процесса, также, как и сжигание хвостовых газов. Полностью исключить данные выбросы не представляется возможным. Тем не менее для данной категории выбросов предлагаются следующие способы декарбонизации, приведенные в таблице 8.

Исходя из мирового опыта, технологии улавливания и закачки  $\text{CO}_2$  (CCUS), рекуперации тепла дымовых газов и утилизации факельного газа, применяются в основном на производственных объектах, где годовой выброс парниковых газов от факельных установок составляет не менее 1,5 – 2,0 млн.т  $\text{CO}_2$ -экв. Данный критерий обусловлен тем, что технологии сами по себе являются очень дорогостоящими, и применение на факельных установках, где выбросы ПГ составляют в сумме около 300 т будут являться в первую очередь экономически не целесообразными [5].

Тем не менее, в условиях исследуемого объекта для снижения выбросов ПГ от сжигания хвостовых газов возможно провести декарбонизацию путем разбавления экспортного (товарного) газа диоксидом

углерода в регламентируемых рамках (стандарт O'zDST 948:2016) [3].

Предлагается следующий метод декарбонизации. Хвостовой газ после поступления в коагулятор, компрессором будет прожиматься через сосуд молекулярного сита, наполненного цеолитами, имеющего селективные свойства к молекулам  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Четыре сосуда молекулярных сит, будут работать по следующей схеме. Два сита будут применяться в качестве адсорбента, одно сито в качестве охладителя и одно сито будет работать в режиме регенерации.

Хвостовые газы после прохождения через цеолиты  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$  адсорбируются, а остаточный поток, насыщенный в основном азотом, направляется на печь дожигания и далее выбрасывается в дымовую трубу. Сгорание хвостового газа необходимо в связи с присутствием токсичных элементов как Аргон.

Для проведения планово-предупредительных работ (ППР) необходимо предусмотреть байпасную линию. При ППР газ из коагулятора будет напрямую поступать в печь дожигания.

Для регенерации цеолитов и освобождения  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , требуется товарный газ, поступающий из узла топливного газа. Предварительно топливный газ должен пройти через нагреватель газа регенерации, чтобы нагреться до  $280^\circ\text{C}$ .

После регенерации цеолитов, поток товарного газа насыщенный паром и  $\text{CO}_2$ , поступает в аппарат воздушного охлаждения (АВО). В АВО, паро- $\text{CO}_2$ -содержащий газ охлаждается до температуры  $50^\circ\text{C}$  и поступает в сепаратор, оборудованный демистром, где сепарируется вода, которая затем поступает в дренажную емкость.

$\text{CO}_2$ -содержащий газ при помощи компрессора транспортируется в систему экспортного газопровода.

Упрощенная схема технологии декарбонизации приведена на рисунке 7.

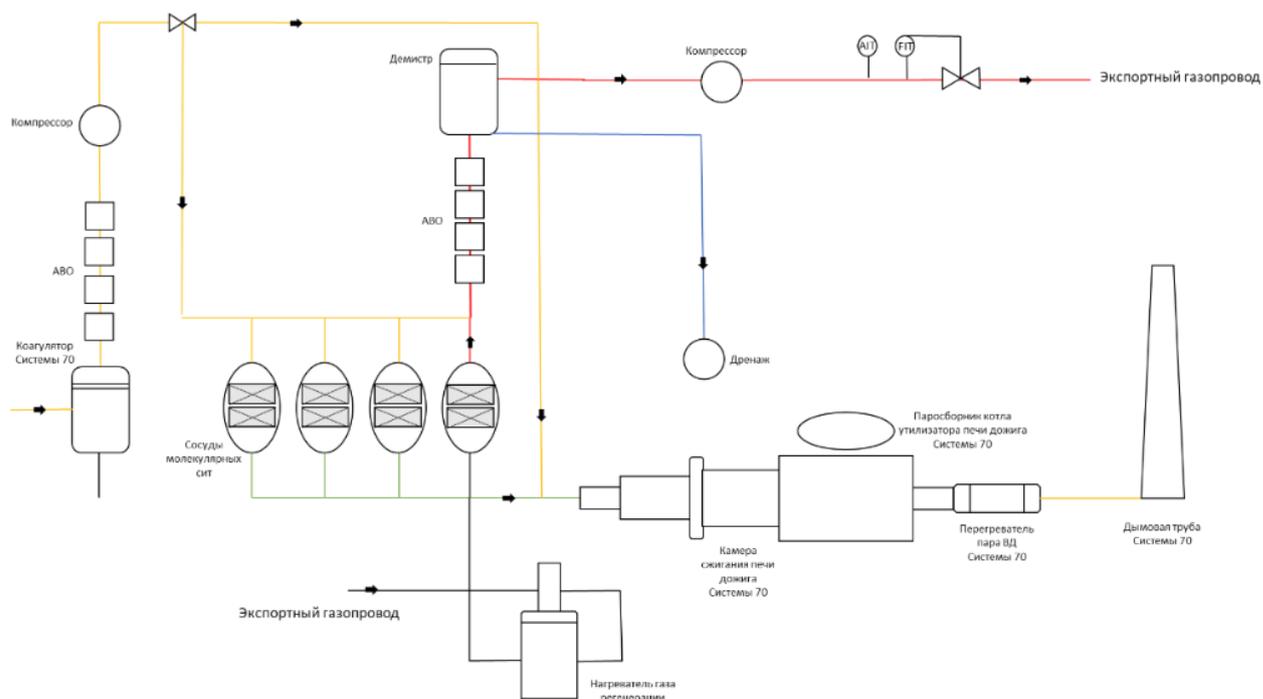


Рисунок 7 – Упрощенная схема технологии декарбонизации хвостовых газов

Данный метод декарбонизации является не стандартным, и относится больше к методу оптимизации расхода и контроля, а также возможен только в случае не превышения концентрации  $\text{CO}_2$  в экспортном газе (не более 2,5% молл.масс), т.е. напрямую зависит от состава добываемого газа и степени очистки газа. На момент исследования концентрация  $\text{CO}_2$  в очищенном газе составляет 2,0% молл., что позволяет практически в полном объеме утилизировать хвостовые газы вышеописанным методом, а также сократить выбросы парниковых газов на 13%.

Еще одним методом декарбонизации, являющимся не стандартным методом декарбонизации, является контроль за параметрами проведения очистки и подготовки газа. Со временем, в период эксплуатации любого объекта, возможно внедрение организационных мер, способных достичь какие-либо энергоэффективные или энергосберегающие методы на производстве. Данные методы не всегда будут являться методами декарбонизации, но есть такие которые напрямую влияют на потребление и сжигание топлива в различных установках.

Природный газ очищают даже при малом количестве в нем сероводорода. Текущий состав сырьевого газа, поступающего на объект исследования, отличается меньшим содержанием  $H_2S$  и большим содержанием  $CO_2$  от проектного, что требует меньшего количества тепловой энергии для регенерации насыщенного раствора амина (МДЭА), который используется для поглощения кислых компонентов газа.

На основании данного фактора на исследуемом объекте были проведены исследования по оптимизации удельного расхода пара в ребойлеры десорберов системы 55.

В ходе исследования (опытно-промышленно испытаний) были конкретизированы фактические условия работы системы 55 при изменениях наружной температуры воздуха, потока сырого газа, температуры и раствора расхода амина (МДЭА) и прочих технологических параметров. Далее определены оптимальные параметры, обеспечивающие регламентные показатели качества очистки сырого газа, разработаны алгоритмы и проведена корректировка логики управления регенераторов. Финальным этапом исследования явилось подтверждение полученных результатов на полной загрузке технологической нитки и обеспечение стабильной работы системы 55 после изменения логики управления.

Изменение температуры регенерированного МДЭА, подаваемого на орошение в адсорбер, оказывает мгновенное и существенное влияние на качество очистки сырьевого газа от  $H_2S$ .

В связи с этим, на фоне большого перепада температуры регенерированного МДЭА в ночное и дневное время ( $\Delta T = 8-10^\circ C$ ), эффект от постепенного изменения удельного расхода пара в ребойлеры регенератора малым шагом не показателен. Поэтому, для равнозначного сравнения эффекта от изменения удельного расхода пара, фиксирование параметров работы системы 55, производилось на каждом этапе при минимально одинаковых температурах регенерированного МДЭА.

На протяжении исследования в разные периоды (летний и осенний)

постепенно производили изменения удельного расхода пара путем изменения уставки в ЦПУ и расхода сырьевого газа согласно планам добычи.

Количество потребления пара на системе 55, которая является самым крупным потребителем пара на исследуемом объекте, регулируется в автоматическом режиме от расхода циркулирующего раствора МДЭА, что напрямую зависит от расхода сырьевого газа на систему 55. Таким образом, количество выработки пара на системе 170 пропорционально объемам добычи газа на исследуемом объекте.

Сокращение удельного расхода пара на ребойлеры регенератора системы 55 за период исследования с исходного значения  $140 \text{ кг/м}^3$  до оптимального  $120 \text{ кг/м}^3$  позволяет экономить каждые сутки  $27,8 \text{ тыс.м}^3$  топливного газа (от проектного объема) при 100% загрузке завода по газу, при этом обеспечивается регламентное качество очистки газа на выходе из системы 55. Внедрение результатов исследования позволит сократить потребление топливного газа на системе пароснабжения на 32% при 100% загрузке завода. Таким образом, снижение выбросов  $\text{CO}_2$  составит или  $26,7 \text{ тыс. т CO}_2$ .

Для печей регенерации, являющихся источником потребления топлива, возможно применение также и других способов декарбонизации (таблица 6). В условиях исследуемого объекта, данные методы являются дорогостоящими и не такими эффективными, по сравнению с вышеописанным методом. Например, для реализации технологии рекуперации или, например внедрения использования водородного топлива, потребуется вложение значительных капитальных затрат, которые в свою очередь не дадут значительного эффекта в снижении выбросов ПГ. Использование электричества вместо сжигания природного газа, даст обратный эффект, произойдет снижение выбросов в охвате 1, при этом в охвате 2 произойдет рост выбросов за счет увеличения потребления электроэнергии.

Немаловажным источником выбросов парниковых газов является потребление электроэнергии.

Широкое распространение в мире на текущий момент отдается возобновляемым источникам электроэнергии (ВИЭ), таким как солнечная энергетика, ветровая энергетика, геотермальная энергетика. Применение солнечной и ветровой энергетика на исследуемом объекте возможно, однако данные варианты имеют некоторые риски связанные с неравномерным поступление электроэнергии на производство, что недопустимо в условиях непрерывного производства. Потребление электроэнергии возможно только в вахтовом городке, тогда такой метод декарбонизации не даст существенного снижения выбросов ПГ.

Рассмотрение таких вариантов, как использование водородного топлива или геотермальной энергетика в условиях данного региона не представляется возможно. Во-первых, это значительные капитальные вложения, во-вторых, применение геотермальной энергетика имеет множество недостатков связанных с технологией, например:

- необходимость бурения глубоких скважин для подачи жидкости и пара при температуре не менее +150 °С;
- ограниченные территории с естественными источниками горячей воды, расположенными открыто либо на небольшой глубине от земной поверхности;
- необходимость утилизации отработавшей жидкости с повышенной минерализацией.

Следующим методом декарбонизации является применение газовой станции комбинированного типа. Но так как электроэнергия на объект поступает извне, строительство собственной газовой станции не является наиболее оптимальным вариантом снижения выбросов охвата 2.

Наиболее эффективным решением в условиях действующего завода является повышение эффективности производства.

Одним из таких методов, возможно внедрение мероприятия по сокращению потерь тепловой энергии и преобразовании ее в электрическую, или рекуперация отработанного тепла.

Мировой опыт показывает, что наиболее эффективным энергосберегающим решением в случаях потерь потенциала теплоносителя является замена редуционно-охладительной установки на паровую турбину малой мощности с электрогенератором. При установке турбогенераторных установок, пропускаемый через энергосберегающую турбину пар будет сбрасываться от начальных параметров до требуемого давления и температуры, нужного потребителю, и в результате бесполезно теряемый до этого потенциал пара может быть использован для выработки малозатратной электрической энергии.

Согласно текущего режима работы системы пароснабжения на исследуемом объекте, пар низкого давления (далее – НД) получается посредством преобразования пара высокого давления (далее – ВД) от блочных котельных установок и от системы получения серы в РОУ, две нитки со 100% производительностью каждая.

После РОУ пар НД подается в общезаводской распределительный коллектор пара НД.

В РОУ происходит потеря (рассеивание) высокопотенциальной тепловой энергии.

Таким образом, наиболее эффективным решением в условиях действующего завода является подключение паровой турбины (ПТУ) параллельно с РОУ, которая позволяет работать турбине с номинальной нагрузкой, а РОУ параллельно с турбиной с возможностью обеспечения дополнительного количества пара НД при необходимости.

Замена постоянно действующих редуционно-охладительных установок турбинами с противодавлением блочного исполнения с электрическим генератором (когенерационной установки), соответствующим необходимому давлению технологического пара НД, позволяет вырабатывать дополнительно электроэнергию, которая может быть использована на производственные нужды.

Принципиальная схема подключения паровой турбины с

электрогенератором параллельно с РОУ приведена на рисунке 8.

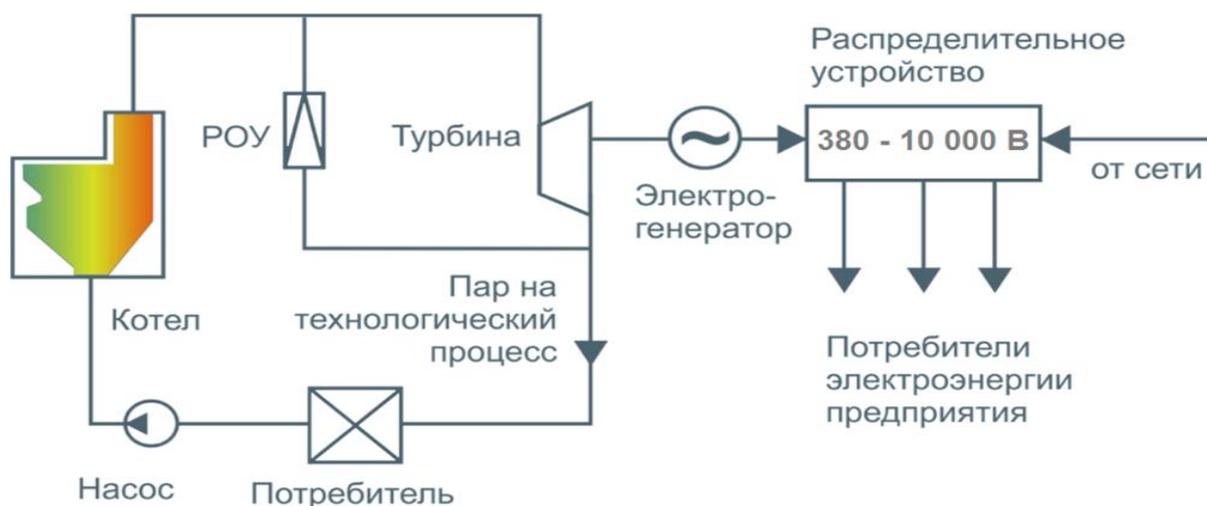


Рисунок 8 – Принципиальная схема подключения паровой турбины

Схема паровой турбины работает следующим образом:

- пар высокого давления подается на вход турбины к регулирующим клапанам сопловой группы (Сопловая группа предназначена для регулирования требуемой скорости вращения вала турбины при запуске перед включением генератора в сеть и в момент отключением генератора от сети);
- сработанный пар низкого давления с требуемыми параметрами давления и температуры направляется к выходному коллектору;
- к валу турбины подключен редуктор, предназначенный для обеспечения маневренности и высокой эффективности маломощных турбин. Электрический генератор подключается к валу редуктора.

Регулирование турбины обеспечивается электрогидравлическим агрегатом высокого давления, также может осуществляться ручное управление электромеханического привода клапаном перерасхода пара.

Комбинированное производство тепловой и электрической энергии с применением паровой турбины мощностью 4,25 МВт с противодавлением

позволит решить в значительной мере задачи энергосбережения и повышения энергоэффективности, а также способствует снижению косвенных выбросов парниковых газов.

Реализация данного метода декарбонизации позволит выработать собственную электроэнергию в количестве до 33 тыс. МВт·ч, что в свою очередь позволит сократить косвенные выбросы парниковых газов до 20%.

В результате этого можно сделать следующий вывод, что в случае применения одной из выбранного метода декарбонизации возможно снижение выбросов ПГ в среднем до 20%.

Таким образом, выбранные методы действительно решают поставленные задачи.

### 3.2 Анализ и оценка эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков

Рассмотрим эффективность внедренных методов декарбонизации.

Для проведения анализа внедрения алгоритма работы ребойлеров десорберов системы 55 на исследуемом объекте были проведены опытно-промышленные исследования (рисунок 9).

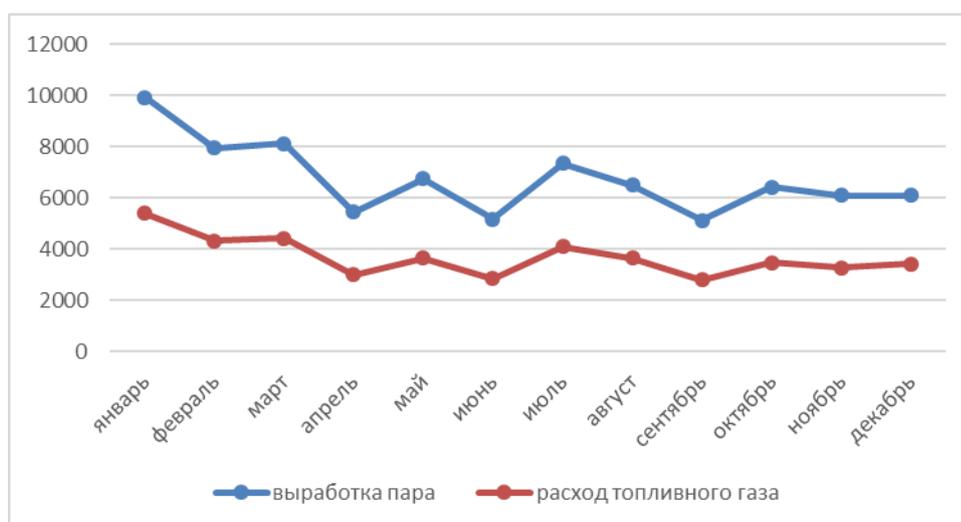


Рисунок 9 – Работа установки очистки и подготовки газа

В начале года установка очистки и подготовки газа работала на исходном значении  $140 \text{ кг/м}^3$ , а уже в последние месяцы расход был сокращен до оптимального  $120 \text{ кг/м}^3$ .

Как видно из рисунка 9, что практически при одинаковой добыче природного газа производство и потребление пара в первые месяцы года и последние месяцы года существенно отличается.

На следующих схемах (рисунок 10 и 11) представлены достигнутые показатели выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов.

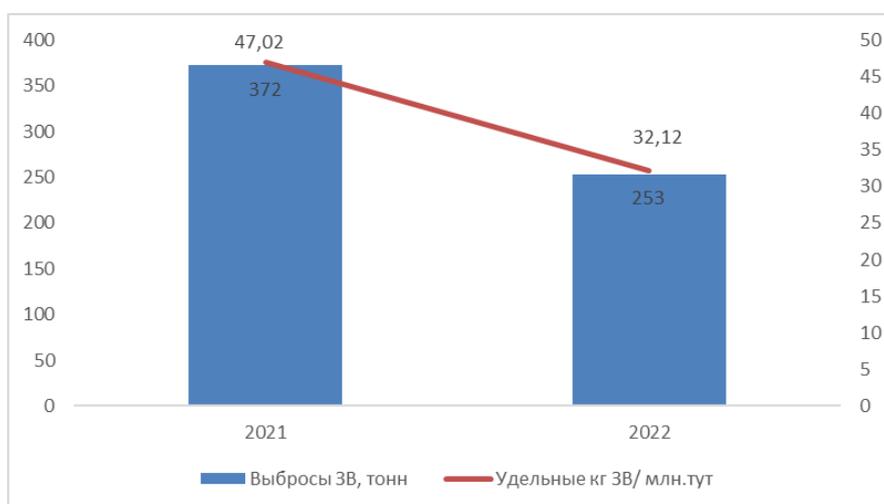


Рисунок 10 – Показатели выбросов загрязняющих веществ

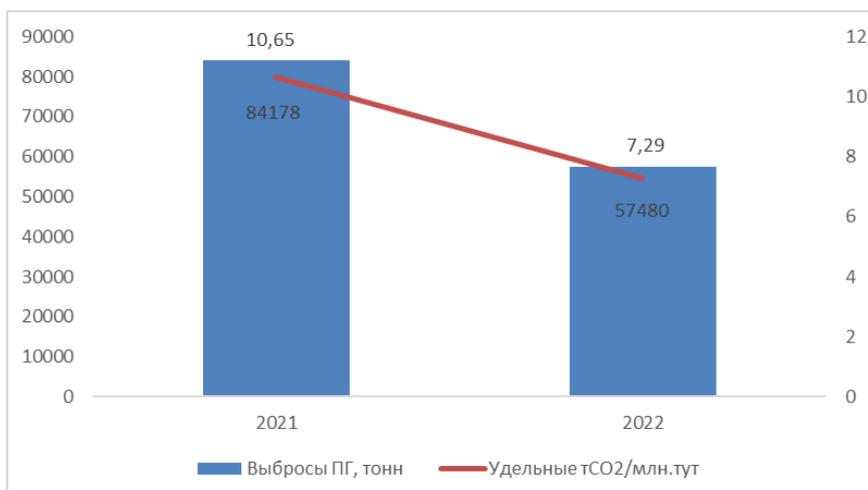


Рисунок 11 – Показатели выбросов парниковых газов

Как видно и представленных рисунков, имеется сокращение не только выбросы парникового газа, но и выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, таких как, окислы азота, углерода оксид, сернистый ангидрид.

На рисунке 12 представлены достигнутые показатели экономии топливного газа после внедрения мероприятия.

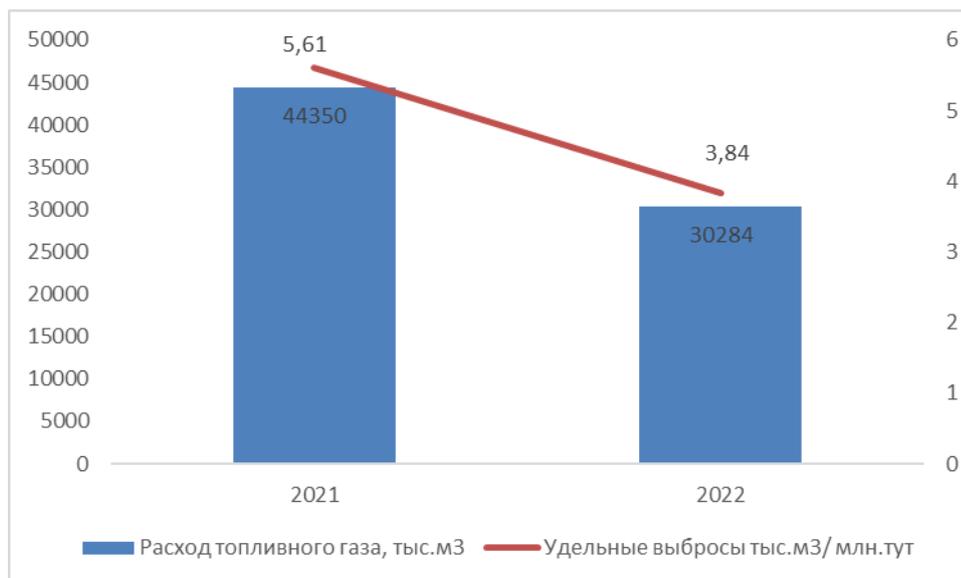


Рисунок 12 – Показатели экономии топливного газа после внедрения мероприятия

Финансовые затраты на реализацию данного мероприятия не требуются. Экономическая эффективность данного мероприятия может быть выражена следующим образом.

При сокращении расхода топливного газа, используемого для выработки пара, неиспользованный газ отправляется обратно в экспортный газопровод. Таким образом, экономическая эффективность мероприятия напрямую зависит от стоимости 1 м<sup>3</sup> газа, подготовленного на исследуемом объекте и определяется по формуле 21.

$$\mathcal{E}_I = V_{\text{сокр.газа}} \cdot C_{\text{газа}} \quad (21)$$

где  $V_{\text{сокр. газа}}$  – объём сокращенного расхода топливного газа,  $\text{м}^3$ ;

$C_{\text{газа}}$  – стоимость газа, руб.

Условно, если  $1000 \text{ м}^3$  газа стоит, например 100 рублей, то экономический эффект от мероприятия за год может составить:

$$\mathcal{E}_1 = 14066000 \cdot 100 = 1406600 \text{ руб.}$$

Эффективность внедрения турбогенераторных установок можно оценить следующим образом – снижением потребления электроэнергии (рисунок 13).

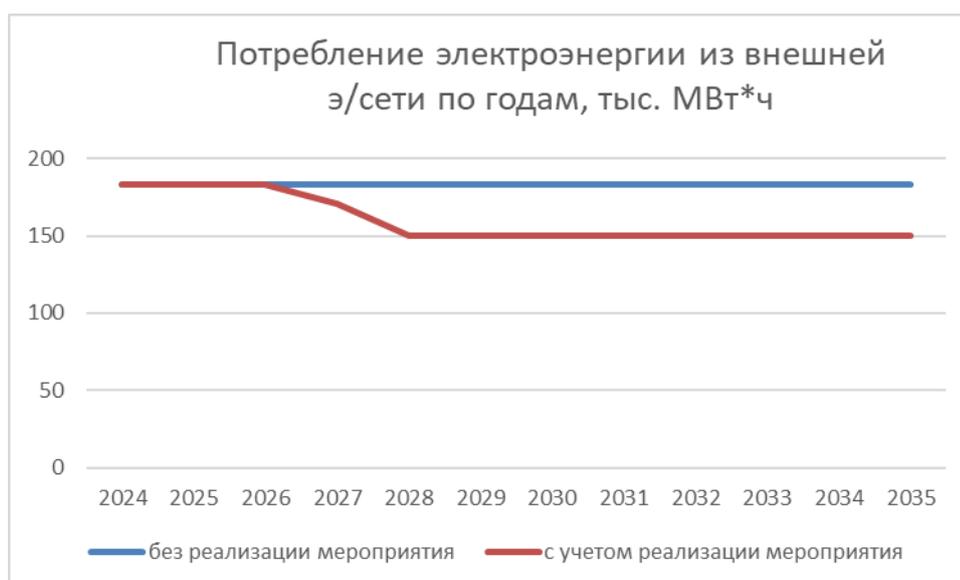


Рисунок 13 – Снижением потребления электроэнергии после реализации предложенных мероприятий

При заданном режиме работы исследуемого объекта, внедрение вышеописанного мероприятия позволит повысить энергоэффективность производства и сократить потребление электроэнергии из внешней сети на 276 тыс. МВт\*ч. Таким образом, мероприятие позволит сократить до 125 тыс. тонн  $\text{CO}_2$  за 10 лет (рисунок 14).

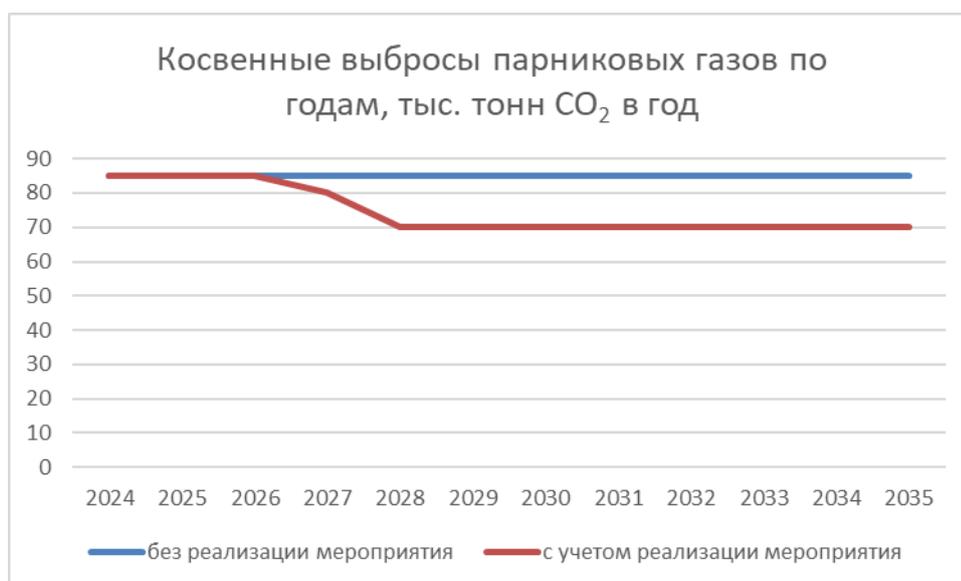


Рисунок 14 – Косвенные выбросы парниковых газов

Ориентировочная стоимость работ по данному мероприятию может составить следующую стоимость (таблица 16):

Таблица 16 – Стоимость предложенных мероприятий

Ориентировочная стоимость работ	Стоимость, млн. руб.
Проектирование	19,40
Оборудование	353,45
Монтажные и пуско-наладочные работы	163,79
Непредвиденные расходы (15%)	80,5
Всего:	617,13

Учитывая стоимость электроэнергии в Республике Узбекистан на сегодняшний день для юридических лиц, которая составляет 6,21 рубль за 1 кВт·ч. Экономия средств за счет снижения потребления электроэнергии из внешней сети составит (формула 22).

$$\mathcal{E}_2 = V_{\text{сокр.эл.}} \cdot C_{\text{эл}} \quad (22)$$

где  $V_{\text{сокр.эл.}}$  – снижение потребления электричества, кВт·ч;

$C_{\text{эл}}$  – стоимость электрической энергии, руб.

$$\mathcal{E}_2 = 276000000 \cdot 6,21 = 1713960000 \text{ руб.}$$

Теперь рассчитаем экономическую эффективность с учетом затрат на проектирование и покупку оборудования (формула 23):

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_2 - Z \quad (23)$$

где  $Z$  – затраты на реализацию мероприятий, руб.

$$\mathcal{E} = 1713960000 - 617130000 = 1096830000 \text{ руб.}$$

При этом, в формирование эффективности не включены изменения по росту тарифа на электроэнергию и изменения в законодательстве РУз в части оплаты выбросов парниковых газов.

По результатам анализа и оценки эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков определено, что внедрения турбогенераторных установок экономически выгодна для предприятия, так как экономический эффект составит 1096830000 руб.

Вывод по разделу.

В ходе исследования (опытно-промышленно испытаний) были конкретизированы фактические условия работы системы 55 при изменениях наружной температуры воздуха, потока сырого газа, температуры и раствора расхода амина (МДЭА) и прочих технологических параметров. Далее определены оптимальные параметры, обеспечивающие регламентные показатели качества очистки сырого газа, разработаны алгоритмы и проведена корректировка логики управления регенератов. Финальным этапом исследования явилось подтверждение полученных результатов на полной загрузке технологической нитки и обеспечение стабильной работы

системы 55 после изменения логики управления.

Сокращение удельного расхода пара на ребойлеры регенератора системы 55 за период исследования с исходного значения  $140 \text{ кг/м}^3$  до оптимального  $120 \text{ кг/м}^3$  позволяет экономить каждые сутки  $27,8 \text{ тыс.м}^3$  топливного газа (от проектного объема) при 100% загрузке завода по газу, при этом обеспечивается регламентное качество очистки газа на выходе из системы 55. Внедрение результатов исследования позволит сократить потребление топливного газа на системе пароснабжения на 32% при 100% загрузке завода. Таким образом, снижение выбросов  $\text{CO}_2$  составит или  $26,7 \text{ тыс. т CO}_2$ .

Установлено, что наиболее эффективным решением в условиях действующего завода является подключение паровой турбины (ПТУ) параллельно с РОУ, которая позволяет работать турбине с номинальной нагрузкой, а РОУ параллельно с турбиной с возможностью обеспечения дополнительного количества пара НД при необходимости.

Замена постоянно действующих редуционно-охладительных установок турбинами с противодавлением блочного исполнения с электрическим генератором (когенерационной установки), соответствующим необходимому давлению технологического пара НД, позволяет вырабатывать дополнительно электроэнергию, которая может быть использована на производственные нужды. Реализация данного метода декарбонизации позволит выработать собственную электроэнергию в количестве до  $33 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч}$ , что в свою очередь позволит сократить косвенные выбросы парниковых газов до 20%. В результате этого можно сделать следующий вывод, что в случае применения одной из выбранного метода декарбонизации возможно снижение выбросов ПГ в среднем до 20%.

По результатам анализа и оценки эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков определено, что внедрения турбогенераторных установок экономически выгодна для предприятия, так как экономический эффект составит  $1096830000 \text{ руб.}$

## Заключение

В первом разделе проанализирована ситуация в области управления выбросов парниковых газов, включающая в себя законодательные, теоретические и методологические виды сокращения выбросов парниковых газов, а также методы декарбонизации, применяемые в нефтегазовой отрасли.

Так как во многих случаях прямые измерения выбросов ПГ, возникающих в результате определенной деятельности, практически нецелесообразны, к рассматриваемому объекту был применен расчетный метод количественного определения выбросов ПГ.

Результатом проведения исследования в первом разделе является анализ и изучение современных технологий декарбонизации, а также анализ производственной деятельности исследуемого объекта с точки зрения выбросов парниковых газов. Следующим этапом исследования будет проведение количественной оценки выбросов парниковых газов на действующем газоперерабатывающем комплексе для выявления наиболее значимых из них.

Также последующим шагом для исследования разработка инициатив для снижения выбросов ПГ на наиболее значимых источниках выбросов ПГ на исследуемом объекте.

Таким образом, можно сделать вывод, что декарбонизация – это длительный процесс с множеством неизвестных, поиск наиболее оптимальных решений и технологий по снижению выбросов.

Во втором разделе установлено, что все образуемые стоки на площадках комплекса, производственные и хозяйственно-бытовые, подвергаются предварительной очистке на соответствующих системах.

Экологические риски предприятия связаны с выбросами парниковых газов из различных стационарных и нестационарных источников.

На исследуемом объекте в категорию прямых выбросов при горении на

стационарных технических средствах входит сжигание топливного газа и дизтоплива в стационарных установках.

В результате протекания химических и физических производственных процессов происходит сжигание заводского и других видов газа на факеле, продувки и опорожнения. Такие выбросы можно охарактеризовать как прямые выбросы ПГ, связанные с техническим процессом. Продувки на факел, работа запальных горелок и подача вспомогательного газа (факел кислого газа) имеют важнейшее значение для безопасной работы данного объекта.

На исследуемом объекте на производственных площадках имеется технологическое оборудование (запорно-регулирующая арматура, фланцевые соединения и предохранительные клапана) которое является источником утечек метана ( $\text{CH}_4$ ). Количество утечек на объекте на основании актов потерь газа на собственные нужды предприятия по категории «утечки».

Таким образом, на исследуемом объекте можно идентифицировать как прямые выбросы ПГ, так и косвенные энергетические выбросы. Конечно, такой учет не будет являться достаточно полным, поэтому необходима идентификация «других косвенных выбросов». В идеале, проведение идентификации «других косвенных выбросов» показывает наиболее полную картину выбросов ПГ по организации. Но также необходимо учитывать, что на такие выбросы сложнее влиять в плане их снижения.

В третьем разделе в ходе исследования (опытно-промышленно испытаний) были конкретизированы фактические условия работы системы 55 при изменениях наружной температуры воздуха, потока сырого газа, температуры и раствора расхода амина (МДЭА) и прочих технологических параметров. Далее определены оптимальные параметры, обеспечивающие регламентные показатели качества очистки сырого газа, разработаны алгоритмы и проведена корректировка логики управления регенератов. Финальным этапом исследования явилось подтверждение полученных результатов на полной загрузке технологической нитки и обеспечение

стабильной работы системы 55 после изменения логики управления.

Сокращение удельного расхода пара на ребойлеры регенератора системы 55 за период исследования с исходного значения  $140 \text{ кг/м}^3$  до оптимального  $120 \text{ кг/м}^3$  позволяет экономить каждые сутки  $27,8 \text{ тыс.м}^3$  топливного газа (от проектного объема) при 100% загрузке завода по газу, при этом обеспечивается регламентное качество очистки газа на выходе из системы 55. Внедрение результатов исследования позволит сократить потребление топливного газа на системе пароснабжения на 32% при 100% загрузке завода. Таким образом, снижение выбросов  $\text{CO}_2$  составит или  $26,7 \text{ тыс. т CO}_2$ .

Установлено, что наиболее эффективным решением в условиях действующего завода является подключение паровой турбины (ПТУ) параллельно с РОУ, которая позволяет работать турбине с номинальной нагрузкой, а РОУ параллельно с турбиной с возможностью обеспечения дополнительного количества пара НД при необходимости.

Замена постоянно действующих редуционно-охладительных установок турбинами с противодавлением блочного исполнения с электрическим генератором (когенерационной установки), соответствующим необходимому давлению технологического пара НД, позволяет вырабатывать дополнительно электроэнергию, которая может быть использована на производственные нужды. Реализация данного метода декарбонизации позволит выработать собственную электроэнергию в количестве до  $33 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч}$ , что в свою очередь позволит сократить косвенные выбросы парниковых газов до 20%. В результате этого можно сделать следующий вывод, что в случае применения одной из выбранного метода декарбонизации возможно снижение выбросов ПГ в среднем до 20%.

По результатам анализа и оценки эффективности предлагаемых мер по снижению экологических рисков определено, что внедрения турбогенераторных установок экономически выгодна для предприятия, так как экономический эффект составит  $1096830000 \text{ руб.}$

## Список используемых источников

1. Алиев Р., Захарчева К. Декарбонизация мировой экономики как фактор смены стратегий энергетических компаний в XXI в.: монография. М., Московский государственный институт международных отношений (университет) Министерства иностранных дел Российской Федерации, кафедра международных комплексных проблем природопользования и экологии, 2021. 175 с.

2. Газы парниковые, углеродный след продукции, требования и руководящие указания по количественному определению [Электронный ресурс] : (ISO 14067:2018) ГОСТ Р ИСО 14067-2021, утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.09.2021 г. N 1032-ст. URL: <https://dsm.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&ts=Fda03fTDjUC1EYz4&cacheid=C70EDICC4A97EE88C02A4AC0DECEDC02&mode=splus&md=acrllw&base=OTN&n=31825#bao03fTRoCbryPrU/> (дата обращения 01.05.2023).

3. Газы парниковые, часть 1. требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации [Электронный ресурс] : (ISO 14064-1:2018) ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021, утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.09.2021 г. N 1029-ст. URL: <https://dsm.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&ts=Fda03fTDjUC1EYz4&cacheid=C70EDICC4A97EE88C02A4AC0DECEDC02&mode=splus&md=acrllw&base=OTN&n=31544#uom03fnieQV0Wrs> / (дата обращения 01.05.2023).

4. Газы парниковые, часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта [Электронный ресурс] : (ISO

14064-2:2019) ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021, утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.09.2021 г. N 1030-ст. URL:

<https://dsm.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&ts=Fda03fTDjUCIEYz4&cacheid=C70EDICC4A97EE88C02A4AC0DECEDC02&mode=splus&md=acrlIw&base=OTN&n=31550#5cn03fTURkAT760k> / (дата обращения 01.05.2023).

5. Газы парниковые, часть 3. требования и руководство по валидации и верификации заявлений в отношении парниковых газов [Электронный ресурс] : (ISO 14064- 3:2019) ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021, утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.09.2021 г. N 1031-ст. URL:

<https://dsm.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&ts=Fda03fTDjUCIEYz4&cacheid=C70EDICC4A97EE88C02A4AC0DECEDC02&mode=splus&md=acrlIw&base=OTN&n=31826#P1103fTOioJQcCDzl> / (дата обращения 01.05.2023).

6. Грицевич И.Г., Кокорин А. О., Юлкин М.А. Бизнес и климат. Мировой опыт компаний в деле снижения выбросов парниковых газов. ЮНЕП, WWF-Россия. 2005. 32 с.

7. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. Центр энергетики Московской школы управления Сколково; под ред. Т. Митрова, И. Гайда., март 2021г., 158 с.

8. Ильинский А. А., Афанасьев М.В., Саитова А.А. Основы декарбонизации нефтегазовой отрасли. С.-Петербург, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2022. 307 с.

9. МГЭИК, 2005 г., Специальный доклад «Улавливание и хранение двуокси углерода», подготовлен Рабочей группой III Межправительственной группы экспертов по изменению климата [Б. Метц, О. Дэвидсон, Х. де Конинк,

М. Лоос и Л. Мейер (ред.)]. Cambridge University Press, Кембридж, Великобритания, и Нью-Йорк, штат Нью-Йорк, США, <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage>.

10. Нефтегазовая отрасль СНГ и глобальная климатическая повестка. Взгляд в будущее сквозь призму долгосрочной ценности. [Электронный ресурс] // URL: [eu.com/ru](http://eu.com/ru) (дата обращения 01.05.2023).

11. О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 06.03.2022 №34-ФЗ (последняя редакция). URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_411051/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_411051/) (дата обращения 01.05.2023).

12. О сокращении выбросов парниковых газов [Электронный ресурс] : Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 №666. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_366760/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366760/) (дата обращения 01.05.2023).

13. Об ограничении выбросов парниковых газов [Электронный ресурс] : Федеральный закон Российской Федерации от 02.07.2021 №296-ФЗ. // URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_388992/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388992/) (дата обращения 01.05.2023).

14. Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов [Электронный ресурс] : Приказ Минприроды России от 27.05.2022 №371 (зарегистрировано в Минюсте России 29.07.2022 №69451). URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_423207/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_423207/) (дата обращения 01.05.2023).

15. Об утверждении методики определения проектируемых квот выбросов парниковых газов в рамках проведения эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации [Электронный ресурс] : Приказ Минэкономразвития России от 24.08.2022 N 452. URL:

[https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_425623/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_425623/) (дата обращения 01.05.2023).

16. Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации [Электронный ресурс] : Распоряжение Минприроды России от 16.05.2015 №15-р. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_256422/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256422/) (дата обращения 01.05.2023).

17. Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов [Электронный ресурс] : Приказ Минприроды России от 29.06.2017 №330. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_281212/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_281212/) (дата обращения 01.05.2023).

18. Об утверждении методических указаний по количественному определению объема поглощения парниковых газов [Электронный ресурс] : Распоряжение Минприроды России от 30.06.2017 №20-р. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_219634/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_219634/) (дата обращения 01.05.2023).

19. Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляет государственный учет выбросов и ведение кадастра парниковых газов [Электронный ресурс] : Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22.10.2021 года №2979-р. // URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_399104/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399104/) (дата обращения 01.05.2023).

20. Об утверждении Правил представления и проверки отчетов о выбросах парниковых газов, формы отчета о выбросах парниковых газов. Правил создания и ведения реестра выбросов парниковых газов и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 20.04.2022 N 707 (ред. от 29.10.2022). URL:

[https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_415427/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_415427/) (дата обращения 01.05.2023).

21. Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [Электронный ресурс] : Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 №3052-р. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_399657/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399657/) (дата обращения 01.05.2023).

22. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/index.html> (дата обращения 01.05.2023).

23. Технологический обзор, улавливание, использование и хранение углерода (CCUS). Публикация Организации Объединенных Наций, выпущенная Европейской экономической комиссией Организации Объединенных Наций (UNECE). 36 с.

24. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов (ISO 14080:2018) ГОСТ Р ИСО 14080-2021 [Электронный ресурс] : утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.09.2021 г. N 1033- ст. URL: <https://dsm.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&ts=Fda03fTDjUCIEYz4&cacheid=C70ED1CC4A97EE88C02A4AC0DECEDC02&mode=splus&md=acrIIw&base=OTN&n=31727#VPk03fTYrqakLtxD> / (дата обращения 01.05.2023).

25. Юлкин М. А. Низкоуглеродное развитие: от теории к практике. М., АНО «Центр экологических инвестиций», 2018. 84 с.

26. Юлкин М.А., Дьячков В.А., Самородов А.В., Кокорин А.О. Добровольные системы и стандарты снижения выбросов парниковых газов. М., Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. 100 с.

27. Brad Page, Guloren Turan and Alex Zapantis. The team included Jamie

Burrows, Chris Consoli, Jeff Erikson, Ian Havercroft, David Kearns, Harry Liu, Dominic Rassool, Eve Tamme, Alex Townsend and Tony Zhang. Global status of CCS. Australia, Global CCS Institute, 2020. 44 с.

28. CCUS: МОНЕТИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ CO<sub>2</sub>. VYGON Consalting, Клубков С., Емельянов К., Зотов Н., август 2021 года – 48 стр.

29. Fedor Veselov. Technological priorities for the decarbonisation of the Russian power sector. Energy Research Institute Russian Academy of Sciences. ARIS REINFORCE Russian Stakeholder Workshop, March, 2021, 14 с.

30. Guloren Turan and Alex Zapantis. Global status of CCS 2021, CCS accelerating to NET ZERO. Australia, Global CCS Institute, 2021. 43 с.

31. Report «Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions» A World Energy Outlook Special Report on the Oil and Gas Industry and COP28. <https://www.iea.org/reports/emissions-from-oil-and-gas-operations-in-net-zero-transitions>

32. The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard/ World Resources Institute. URL: <https://ghgprotocol.org/corporate-standard> (дата обращения 01.05.2023).

33. The Greenhouse Gas Protocol: GHG Protocol Scope 2 Guidance/ World Resources Institute. URL: <https://ghgprotocol.org/scope-2-guidance> (дата обращения 01.05.2023).

34. TPI online tool. URL: <https://www.transitionpathwayinitiative.org/sectors/oil-gas> (дата обращения 01.05.2023).