

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) _____ 18.03.01 «Химическая технология»
Отделение школы (НОЦ) _____ Отделения химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<u>Сравнительная оценка выбросов в атмосферу отходящих дымовых газов ТЭЦ и технологий их переработки</u>

УДК 628.511:621.311.22:697.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Михайленкова Виктория Петровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Левашова А.И.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	К.Х.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Е.А.	К.Т.Н		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Активно владеть иностранном языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 18.03.01 «Химическая технология»
 Отделение школы (НОЦ) Отделения химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Кузьменко Е.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д33	Михайленковой Виктории Петровне

Тема работы:

Сравнительная оценка выбросов в атмосферу отходящих дымовых газов ТЭЦ и технологий их переработки	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2589/с от 13.04.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018 г.
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.). **ПДК выбросов в атмосферу, физико-химические характеристики топлив, имеющиеся технологии переработки**

ПДК выбросов в атмосферу, физико-химические характеристики топлив, имеющиеся технологии переработки

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке

*Введение.
 Теоретический раздел: а) физико-химические основы процесс горения топлив (выбросы в атмосферу),*

вопросов

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).

б) анализ выбора топлив для ТЭЦ и будущее-развития ТЭЦ;

Постановка задачи исследования.

Объекты и методы анализа.

Результаты работы и их обсуждение.

Заключение.

Финансовый менеджмент.

Социальная ответственность.

Список использованных источников.

Отсутствует

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, Кафедра менеджмента, Доцент
Социальная ответственность	Король Ирина Степановна, Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности, Доцент

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Левашова А.И.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Михайленкова Виктория Петровна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д33	Михайленкова Виктория Петровна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология, профиль «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Объектом исследования являются отходящие дымовые газы
Рабочей зоной является ТЭЦ -3
Область применения - нефтяная промышленность.*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства)

Анализ вредных факторов:

- Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.
- Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.
- Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.

<ul style="list-style-type: none"> – защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. защита селитебной зоны 2. анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 5. разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>-Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.</p> <p>-Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.</p> <p>-Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>-Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.</p> <p>-Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.</p> <p>-Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 2. организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>-Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>-Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Михайленкова Виктория Петровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д33	Михайленкова Виктория Петровна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология, профиль «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

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

<ul style="list-style-type: none"> – <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> 	<p><i>Использование информации, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах.</i></p>
<ul style="list-style-type: none"> – <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> 	
<ul style="list-style-type: none"> – <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> 	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ul style="list-style-type: none"> – <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> 	<p><i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i></p>
<ul style="list-style-type: none"> – <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i> 	<p><i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i></p>
<ul style="list-style-type: none"> – <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски.</i> 	<p><i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i></p>
<ul style="list-style-type: none"> – <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.</i> 	<p><i>Проведение оценки экономической эффективности исследования отходящих дымовых газов и способы их переработки от ТЭЦ -3</i></p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Матрица SWOT
5. График проведения и бюджет НИИ
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

7. Сравнительная эффективность разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Михайленкова Виктория Петровна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страниц, 29 таблиц, 3 рисунка, 3 приложения, 30 источников.

Ключевые слова: природные энергоносители, уголь, выбросы, экология, методы улавливания, дымовые газы, ТЭЦ

Цель работы – дать сравнительную оценку выбросам в атмосферу отходящих дымовых газов, при сжигании органических топлив.

Для уменьшения вредного воздействия на окружающую среду представлены эффективные методы улавливания выбросов отходящих дымовых газов и системы экологического мониторинга на ТЭС. Рассмотрены направления борьбы с загрязнителями атмосферы с помощью которых, ТЭС смогут выдерживать природоохранные нормы по содержанию в дымовых газах CO_2 , CO , NO_x и т. д

При переводе теплоэнергетического оборудования ТЭЦ-3 на другой режим работы, в частности сжигания твердого вида топлива, представлена и рассчитана золоулавливающая установка марки МП-ВТИ с коагулятором Вентури. Эффективность установки по степени очистки газов от золы составила 99,7 %, соответственно остаточное содержание пыли в газе – 0,3 %.

Список используемых сокращений

- ВИЭ – возобновляемые источники энергии
- СПГ – сжиженный природный газ
- ПГУ – подземная газификация угля
- СГД – скважинная гидродобыча
- ВУС – водоугольная суспензия
- ЦКС – циркуляция кипящего слоя
- ВУТ – водоугольная технология
- ПНТ – попутный нефтяной газ
- МЭА – международное энергетическое агентство
- ОБУВ – ориентировочно-безопасный уровень воздействия вредных веществ
- ИТР – инженерно-технические работники
- ИП – извещатель пожарный
- КЕО – коэффициент естественной освещенности
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура
- ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости
- НПБ — нормы противопожарной безопасности
- ОП – огнетушитель порошковый
- ОУ – огнетушитель углекислотный
- ПДВ – предельно допустимые выбросы
- ПДК – предельно допустимая концентрация
- ПКП – приемно-контролирующий прибор
- ПЛВА – план ликвидации возможных аварий
- СанПиН – санитарные правила и нормы
- СГГ – сигнализатор горючих газов
- СИЗ – средства индивидуальной защиты
- СРД – сосуд, работающий под давлением
- БН – бак-нейтрализатор
- СН – санитарные нормы

Содержание

Список используемых сокращений	10
Введение.....	13
1 Обзор литературы.....	14
1.1 Физико-химические основы процесса горения топлив.....	14
2. Аналитический обзор.....	16
2.1 Энергоэффективные технологии.....	16
2.2 Система экологического мониторинга	21
2.3 Постановка задачи исследования	23
3 Экспериментальная часть.....	24
3.1 Общие сведения о предприятии.....	24
3.2 Характеристика основного технологического процесса.....	25
3.3 Методика проведения работы.....	28
3.4 Аппаратный расчет.....	39
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 48	
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..	49
4.2. Анализ конкурентных технических решений	50
4.3. SWOT-анализ	51
4.4. Планирование научно-исследовательских работ. Структура работ в рамках научного исследования	56
4.5. Определение трудоемкости работ	59
4.6. График проведения научного исследования	60
4.7. Бюджет научного исследования.....	64
4.8. Основная заработная плата исполнителей темы	66
4.9. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	69
4.10. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)....	70
4.11. Накладные расходы	70
4.12. Формирование затрат научно-исследовательского проекта... 71	
4.13. Финансовая, социальная эффективность исследования.....	72

5 Социальная ответственность.....	76
5.1 Производственная санитария. Химические вещества.....	76
5.2 Микроклимат рабочего места.....	77
5.3 Техника безопасности процесса и аппаратов.....	80
5.4 Охрана окружающей среды.....	82
5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	84
Заключение.....	87
Список литературы.....	88
Приложение А.....	91
Приложение Б.....	94
Приложение В.....	95

Введение

На современном этапе развитие человеческой цивилизации невозможно без широкого использования энергии. Энергетика – это отрасль народного хозяйства, охватывающая энергетические ресурсы, производство, преобразование, передачу и использование различных форм энергии.

На конец 2013 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 226470,18 МВт. Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2013 году составила 1023,5 млрд. кВтч. Потребление электроэнергии в 2013 году составило 1009,8 млрд. кВтч [1].

Так, значительная часть генерирующего оборудования электростанций выработала установленный ресурс и должна быть заменена в ближайшие 20 лет. Текущий уровень износа электросетевого оборудования в среднем составляет 30 лет и более; 50 % сетевого комплекса выработало нормативный срок эксплуатации [2].

Современное состояние энергетики России характеризуется широким использованием природного газа для производства электрической и тепловой энергии.

Основной целью технической политики в сфере обеспечения экологической безопасности является техническое перевооружение и постепенное замещение оборудования, имеющего низкие экологические показатели, современным и более экологически безопасным; последовательное ограничение нагрузки на окружающую среду и климат путем снижения выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую среду, а также эмиссии парниковых газов.

1. Обзор литературы

1.1. Физико-химические основы процесса горения топлив

На настоящее время в развитии теплоэнергетики и требований к современным котлам основные задачи в области топочных процессов можно сформулировать следующим образом: предельно экономичное сжигание топлива, максимальное снижение коррозии поверхности нагрева, полное снижение концентрации токсичных и канцерогенных веществ в дымовых газах ниже предельно допустимых значений. Каждой нагрузке котла и каждому виду топлива соответствует своя оптимальная схема организации топочных процессов. Топливо – это вещество, способное выделять энергию в ходе определённых процессов, которую можно использовать для технических целей

Наиболее чистым топливом является природный газ, затем следует нефть (мазут), каменные и бурые угли, горючие сланцы и торф. По своему агрегатному состоянию его делят на твёрдое, жидкое и газообразное топливо, а по своему назначению при использовании – на энергетическое, технологическое и бытовое.

Газообразное топливо – это в основном смесь различных газов, таких как метан, этилен, и других углеводородов. Также в состав газообразного топлива входят оксид углерода, диоксид углерода или углекислого газа, азот, водород, сероводород, кислород и другие газы, а также водяные пары.

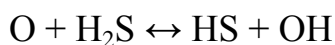
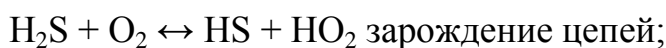
Жидкое топливо. Мазут является продуктом переработки нефти. Состав мазута: 83–80 % С; 10–11,5 % Н_р; 0,7–1,0 % (О_р + N_р); 0,3 – 2,0 % S_р; 0,1–0,3 % А_р; 3 % W_р. Содержание влаги в мазуте при отправлении с нефтеперегонного завода не должно превышать 3 %. В мазуте также содержится сера, в зависимости от процентного содержания которой, мазут подразделяют на малосернистый (<0,5 % S_р), сернистый (0,5–1 % S_р) и высокосернистый (> 1 % S_р). Горением называют процесс быстрого химического соединения горючих элементов топлива с окислителем, сопровождающийся выделением теплоты и света.

Твёрдое топливо. Основа образования угля – растительные остатки. По химическому составу каменный уголь это - смесь высокомолекулярных поли-

циклических ароматических соединений, а также воды и летучих веществ с малым количеством минеральных примесей которые при сжигании угля образуют золу.

Схема образования окиси азота. Оксиды азота относятся ко 2-му классу опасности для человека. Основными источниками образования NO_x при сжигании топлива являются прямой их синтез в факеле при температурах не ниже 1827-1927 °С из азота и кислорода (так называемые «термические NO_x») и образование NO_x за счет азотсодержащих веществ (NH₃, HCN и др.), содержащихся в топливе или образующихся при его пиролизе преимущественно при пониженных температурах (727-1227 °С)[12].

Схема образования серного ангидрида. Процесс окисления H₂S протекает по следующему механизму:



Вслед за окислением серы протекает реакция

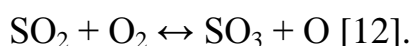
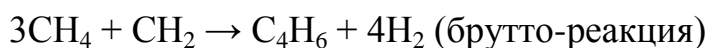
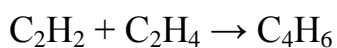


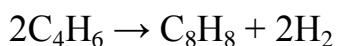
Схема образования бенз(а)пирена. Начальная стадия образования C₂₀H₁₂ в пламени углеводородных топлив, происходит при горении CH₄ через уплотнение ацетилена по радикально-цепному механизму и приводит к образованию триацетилена. Далее он взаимодействует с ацетиленом и радикалом C₂H, что приводит к образованию C₂₀H₁₂ из C₂H₂ как процесс удлинения цепи с синтезом бутадиена, а затем стирола. Образование бутадиена при сжигании газа:



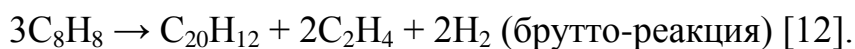
При сжигании мазута:



Образование стирола:



Образование бенз(а)пирена:



2. Аналитический обзор.

2.1. Энергоэффективные технологии.

Некоторые инжиниринговые компании уже на этапе проектирования генерирующих источников считают необходимым включать в проект программы по энергоэффективным технологиям. Суть программы – увеличение выработки и повышение эффективности производства тепла и электроэнергии в регионе за счет их комбинированной выработки, централизации генерирующих источников и внедрения современных технологий генерации. Эти меры позволят снизить выбросы от выработки энерго мощностей в атмосферу. Внедрение технологии парогазового цикла (ПГУ) позволяет свести к минимуму температурное загрязнение окружающей среды за счет глубокого охлаждения дымовых газов. На предприятиях теплоэнергетики дымовые газы отводятся в атмосферу через дымовые трубы. Высота труб на ТЭС и ГРЭС 180–400 м. На ТЭЦ, как правило, высота труб не более 180 м. Построенные к настоящему времени дымовые трубы на ТЭЦ и ТЭС не оснащены местами отбора проб для анализа, однако практически все газоходы, отводящие дымовые газы непосредственно от котлоагрегатов, оборудованы замерными сечениями. Газоходы отдельных котлов объединяются в общий газоход до входа в дымовую трубу. В объединенном газоходе имеется ряд технологических отверстий, которые можно использовать для отбора проб.

Основными проблемами при сжигании органического топлива является загрязнение окружающей среды окислами азота, серы, золой. Также велико влияние ТЭС на парниковый эффект вследствие выбросов углекислого газа. Для уменьшения вредного воздействия на окружающую среду необходимо раз-

рабатывать более эффективные технологии сжигания органического топлива и организовать систему экологического мониторинга на тепловых станциях. Основным антропогенным источником выброса оксидов азота в атмосферу является сжигание ископаемого топлива стационарными установками при производстве теплоты и электроэнергии. Поскольку при сжигании природного газа в атмосферу выделяется значительно меньше CO_2 , чем при сжигании нефти и угля. А большинство месторождений природного газа расположено достаточно далеко от рынка спроса. Строительство трубопроводов в высшей степени дорогое и зачастую непрактичное решение проблемы. Человечество и представители промышленности хотят использовать более «чистые» энергоресурсы, поэтому правительства стран в настоящее время решают вопрос о переходе на другие виды энергоресурсов, среди которых ведущую роль отведена сжиженному природному газу (СПГ). Многие государства, в основном на Ближнем востоке, которые когда-то считались отдаленными регионами с точки зрения получения прибыли от добычи газа, в настоящее время производят СПГ. Наступил замечательный период инновационного развития газовой отрасли. Охлажденный до минус $162,2\text{ }^\circ\text{C}$ природный газ при нормальном давлении переходит в жидкую фазу, известную как сжиженный природный газ (СПГ) [13].

Процесс сжижения. Первая в мире установка по сжижению газа была построена в Восточной Виргинии (США) в 1912 году. Однако впервые СПГ стали осуществлять в 1964 году из Алжира в Великобританию. Именно тогда была заложена основа современной отрасли. В настоящее время конструкция и надежность установок по производству СПГ значительно улучшены с точки зрения снижения (почти на 30 %) себестоимости процесса сжижения благодаря использованию больших газовых турбин. Хотя каждая установка уникальна сама по себе, процесс сжижения имеет определенный порядок. Сначала удаляются такие примеси как CO_2 , SO_2 . Затем удаляется вода, и наконец, более тяжелые углеводороды. Остается только CH_4 и C_2H_6 . Затем газ постепенно в два цикла охлаждается до температуры минус $162,2\text{ }^\circ\text{C}$, при которой переходит в жидкую фазу [13].

Преимущества сжижения газа. Основное преимущество СПГ заключается в упрощенной его транспортировке по следующим причинам. Объем полученного СПГ составляет одну шестисотую объема газообразной фазы, что делает его значительно экономичнее при транспортировке морским путем на большие расстояния. Производство СПГ сравнительно дорогостоящий процесс, но его преимущество заключается в значительно низких затратах, связанных с сжижением. Кроме того, транспортирование СПГ намного эффективнее и экономичнее по сравнению со строительством трубопровода. СПГ не оказывает пагубного воздействия на окружающую среду. Кроме того, в случае утечки СПГ очень маловероятно, что произойдет воспламенение или взрыв. Процесс сжижения имеет значительное преимущество еще и с точки зрения, что при этом из природного газа удаляются кислород, двуокись углерода, сера и вода, в результате СПГ представляет собой почти чистый метан. Учитывая все возрастающую роль в балансе энергоресурсов СПГ, поставки которого на мировой рынок составляют уже 150 млрд. м³ при добыче природного газа в мире на сегодняшний день порядка 2,2 трлн. м³, используя технологии переработки природного газа в моторное топливо, российские компании могут значительную долю переработанного конечного продукта. Развитие этих технологий в России должно стать одним из приоритетных направлений. А это требует не только ускоренного освоения и разведки новых месторождений на Северном шельфе. В России основное энергетическое топливо – газ. На рис. 2.1 представлена структура потребления мировых энергоресурсов.

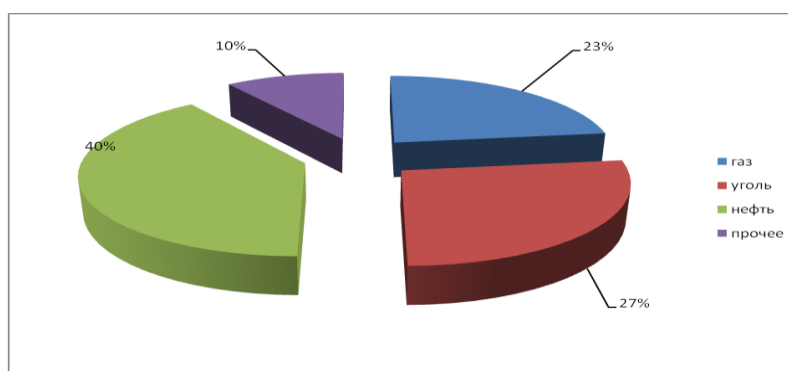


Рисунок 2.1 – Структура потребления первичных энергетических ресурсов в мире

Рост добычи углей в России также сопровождается увеличением объемов их экспорта, достигающих 50 % от объемов добычи. По объемам экспорта угля, до 25 % поставляемого в Великобританию, а также в другие страны ЕС (~ 30 %) и Японию, Корею и др., наша страна уступает только Индонезии, Австралии и Колумбии. Несмотря на принадлежность Китая к ведущим угольным державам мира, где добыча угля достигала 2,6 млрд. т, т. е. превысила российскую в 10 раз, в 2009 году импортировал 10 млн. т. угля из России. Очевидно, что ввод в эксплуатацию новых газо- и нефтепроводов для поставок в страны, а также газификация промышленных объектов и населенных пунктов в самой России и развитие нефтехимии потребуют значительного увеличения добычи нефти и газа, возможного за счет освоения новых месторождений. Не решаются задачи использования газа, сопутствующего нефтедобыче: его переработка у нас в России не превышает 30 % . Большинство нефтеперерабатывающих заводов нашей страны используют ректификационные процессы, созданные в конце XIX – начале XX века. Все это определяло еще 10 лет назад крайне низкую глубину переработки нефти на старых заводах нашей страны – на уровне 55–63 %, в отличие от современных, где глубина переработки достигла 87 %, а на некоторых – и 93 %. С одной стороны, требуется проведение критического анализа состояния нашего топливно-энергетического комплекса в перспективе на ближайшие 20–30 лет, а с другой – вспомним образное предупреждение Д. И. Менделеева о недопустимости расточительного использования нефти в качестве топлива, равноценного «сжиганию в печи ассигнаций» [14]. Несмотря на известные успехи нашей страны в развитии нефте-и газохимии, а также в создании первого завода по сжижению газа, для нефтегазового комплекса в целом пока характерна экстенсивная модель Функционирования, весьма расточительная. Однако в максимальной степени все недостатки этой модели проявились в системе *углепользования* – от добычи и обогащения угольного сырья до углесжигания на ТЭС и, наконец, в сфере обращения с первичными и вторичными отходами. В современной России не используются передовые технологии углепользования, разработанные в еще советское время и за рубежом. Хотя направ-

ление совершенствования горных технологий обсуждается и развивается уже достаточно давно. Любая технология, созданная человеком, нарушает естественный оборот вещества и энергии в экосистеме нашей планеты самым фактором создания продукта, ранее в ней не существовавшего. Поэтому часто применяемое словосочетание «экологически чистая технология» не имеет никакого смысла. Можно только говорить о степени опасности той или иной технологии для какой-либо экосистемы [14].

Таблица 2.1 – Радиоактивность зольных уносов зарубежных ТЭС, Бк/кг

Страны	Урановая		Ториевая	
	Средняя	Предельные уровни	Средняя	Предельные уровни
Германия	119	93–137	121	96–155
Великобритания	89	72–105	68	3–94
Австралия	90	7–160	150	7–290
Польша	350	–	150	–
Италия	170	130–210	140	100–190
Дания	160	120–210	120	66–190
Швеция		150–200		150–200
Бельгия	181	112–316	150	88–277
Испания	91	80–106	89	77–104

Образующаяся в топках зола в виде пылевидных остатков и кускового шлама, является продуктом высокотемпературной (1200 –1700 °С) обработки минеральной части топлива [15]. В настоящее время на территории Российской Федерации под золотвалы ТЭС отчуждено более 200 км² земельных участков, на которых накоплено свыше 2 млрд. т золы и шлаков и с каждым годом эта цифра увеличивается на 25–30 млн.т. Сегодня ежегодно перерабатывается только 14–17 % от всех ЗШО, производимых на энергообъектах России, причем золошлаковые материалы используются, в основном, в строительной индуст-

рии. Согласно Федеральному классификационному каталогу отходов золошлаковые отходы ТЭС можно рассматривать как источник дефицитного сырья для горно-обогатительных комбинатов и предприятий черной и цветной металлургии, тем более, что в настоящее время уже отработано несколько эффективных способов обогащения золы-уноса ТЭС по некоторым металлосодержащим компонентам. Между тем золошлаковые отходы ТЭС представляют собой ценное минеральное сырье. Минеральными компонентами ЗШО являются оксиды алюминия, железа и кремния, примеси титана, фосфора, серы (табл. 2.3).

Таблица 2.2 – Химический состав природных порообразующих минералов и золошлаковых отходов ТЭС России

Минеральное сырье	Основные компоненты, масс. %							
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	TiO ₂
ЗШО от сжигания каменных углей	49–62	18–30	8–17	1–7	1–3	0–3	0–2	0–2
ЗШО от сжигания бурых углей	30–58	12–38	6–15	3–40	1–20	1–3	0–2	1–3

2.2 Система экологического мониторинга

Состояние проблемы. Сегодня суммарное потребление органического топлива в мире составляет 36 млрд. т. у. т. В России общее потребление топлива составляет около 5 % мирового энергобаланса. В структуре топливно-энергетических ресурсов России основой внутреннего спроса является природный газ. При этом его доля в расходной части баланса первичных энергоресурсов согласно «Энергетической стратегии России до 2020 г» будет снижаться с 50 процентов в настоящее время до 45–46 % в 2020 году (рис. 2.3). На жидкое топливо будет приходиться 20–22 %, а на твёрдое топливо около 19–20 %.

Кроме того, на угольных станциях приходится решать проблему утилизации токсичной и радиоактивной угольной золы, которая образуется при сжигании угля в огромном количестве. Согласно «Энергетической стратегии России» основной электроэнергетики на всю рассматриваемую перспективу останутся тепловые электростанции. Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях к 2020 г. возрастет в 1,4 раза по сравнению с 2000 г. При этом увеличится нагрузка на окружающую среду. Мониторинг окружающей среды – это комплексная система наблюдений за состоянием окружающей среды, оценки и прогноза измерений состояния окружающей среды под воздействием природных и антропогенных факторов.

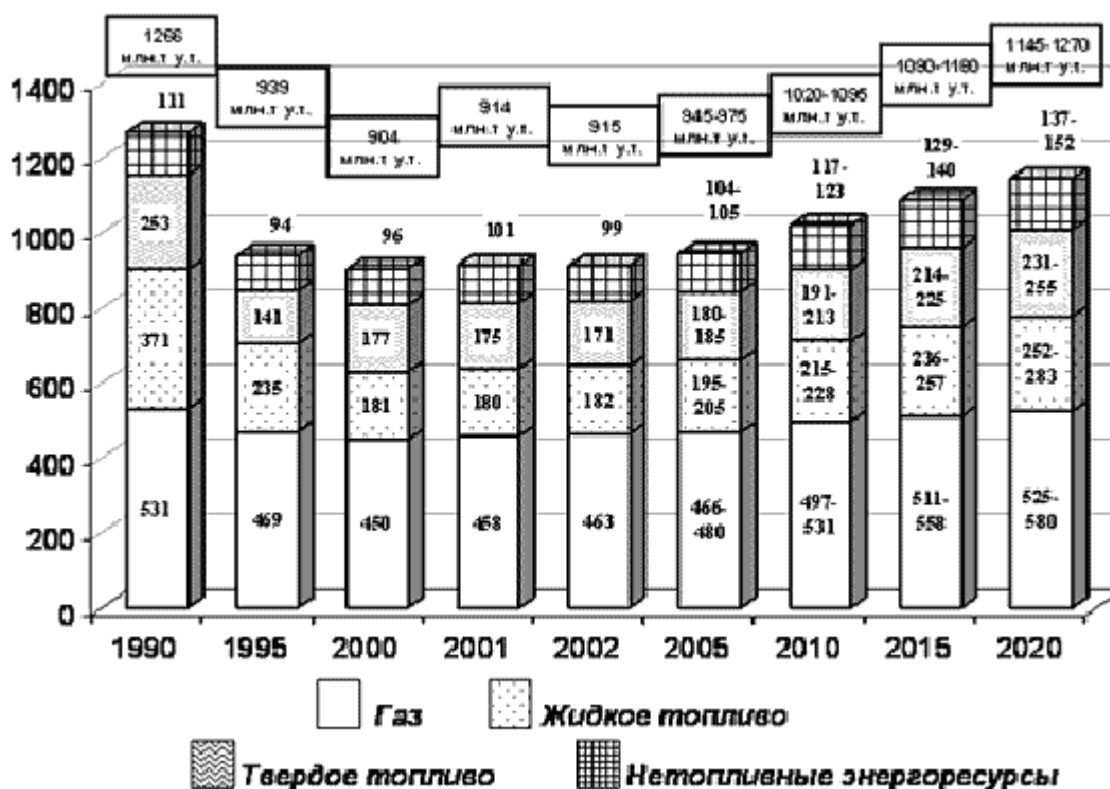


Рисунок 2.3 – Динамика структуры и объёмов внутреннего потребления, первичных топливно-энергетических ресурсов в России

Сжигание топлива не только основной источник энергии, но и важнейший поставщик в окружающую среду вредных веществ. Выбросы ТЭС являются существенным источником такого сильного канцерогенного вещества, как бенз(а)пирен. С его действием связано увеличение онкологических заболева-

ний. В выбросах угольных ТЭС содержатся также окислы кремния, алюминия. Эти абразивные материалы способны разрушать легочную ткань, вызывать такое заболевание, как силикоз, которым раньше болели шахтеры. Имеются данные, что если бы вся сегодняшняя энергетика базировалась бы на угле, то выбросы CO_2 составили бы 20 млн. тонн в год (сейчас они близки к 6 млрд. т в год)[18].

2.3 Постановка задачи исследования

Для реализации политики экологической безопасности энергетике требуется решение следующих основных задач: создание экологически чистых энерго-сберегающих и ресурсосберегающих технологий, обеспечивающих рациональное производство и использование топливно-энергетических ресурсов, снижение выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, а также парниковых газов, проведение специальных природоохранных мероприятий, строительство и реконструкция природоохранных объектов, развитие экологически чистых технологий сжигания угля как условие реализации прогнозов роста его потребления.

В настоящее время существуют направления борьбы с загрязнителем приземной атмосферы: оптимизация процесса сжигания топлива; очистка топлива от элементов, образующих при сжигании загрязняющие вещества; очистка дымовых газов от загрязняющих веществ; рассеивание загрязнителей в атмосферном воздухе.

Цель работы: Дать сравнительную оценку выбросам дымовых газов, при работе теплоэнергетического оборудования на разных видах топлива. Охарактеризовать какую степень вредного воздействия наносит тот или иной вид топлива на окружающую среду. Привести примеры существующих технологий по снижению воздействия вредных выбросов на экологию.

3 Экспериментальная часть

3.1 Общие сведения о предприятии

Томская ТЭЦ-3 – предназначена для обеспечения потребителей города Томска электроэнергией и теплом в виде горячей воды и технологического пара, является филиалом ОАО «Томской генерирующей компании-11 (далее ТГК-11)». Территориальная площадка Томского нефтехимического завода, в 14 км от центра города. Административно ТЭЦ-3 входит в состав Северного округа города Томска и расположена на правом берегу реки Большая Киргизка. Сооружения ТЭЦ-3 расположены на двух промплощадках и площадки золоотвала. В настоящее время первые агрегаты ТЭЦ-3 обеспечивают теплом потребителей Северного промузла, также города Томска через тепломагистраль № 12. Технологический процесс выработки тепла и электроэнергии обеспечивается работой основных и вспомогательных подразделений. В состав основных производственных подразделений входят: транспортный цех (ТЦ), котлотурбинный цех (КТЦ), электрический цех (ЭЦ), цех тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ), цех технического обслуживания тепломеханического оборудования (ЦТО ИМО), цех наладки и испытаний оборудования (ЦНИО), участок диспетчерского и технологического управления (СДТУ), лаборатория металлов (ЛМ). На основной промплощадке Томской ТЭЦ-3 расположены следующие производственные здания и сооружения производственного назначения: – главный корпус энергетической части, объединенный с паровой котельной:

-дымовые трубы

-открытая установка трансформаторов ОРУ-110 кВ, ОРУ-220 Кв

-масломазутное хозяйство, в которое входит приемно-сливная эстакада, приемная емкость, мазутные баки 3 * 3000 м³, насосная совмещенная с маслоаппаратной

-компрессорная станция для технологических нужд

-тепловая распределительная установка (ТРУ)

В состав первой очереди установленной мощности 142/167 МВт входят:

-одна паровая турбина ПТ-140/165-130/153;

-два энергетических котла Е-500-13,8-560 (БКЗ-500-140);

-пять паровых котлов Е-160-2,4-250 (ТПЕ-186)

В качестве основного проектного топлива для ТЭЦ-3 был закреплен Канско-Ачинский бурый уголь Березовского разреза № 1. С разрешением Минэкономики России на сегодняшний день станция работает на природном газе. Основными потребителями тепла является Томский нефтехимический комбинат. Теплофикационные установки состоят из основных сетевых подогревателей (ПСГ), турбины ПТ-140/165-130/15, блочной бойлерной установки, подключенной к параллельно с ПСГ турбины, и пиковой бойлерной, размещенной в паровой котельной (ПВК). Сетевые насосы первой ступени размещаются в тепловом распределительном устройстве (ТРУ), второй ступени – в ПВК размещается также бойлерная установка промтеплофикации с соответствующими сетевыми насосами. Котлы паровой котельной подключены к дымовой трубе высотой 240 м с диаметром устья 8,1 м. Отвод дымовых газов от котлов энергетической части предусмотрен в дымовую трубу высотой 270 м с диаметром устья 11,4 м. Предусмотрена комплексная автоматизация технологических процессов. Для централизации управления оборудованием предусмотрены два групповых щита.

3.2 Характеристика основного технологического процесса

Технологический процесс выработки тепла и электроэнергии обеспечивается работой основных и вспомогательных цехов: котлотурбинный, электрический, химический и цех тепловой автоматики и измерений. Состав основного оборудования, установленного, на ТЭЦ-3 приведен в табл. 3.1

Таблица 3.1 – Основное оборудование ТЭЦ-3

Тип оборудования	Количество	Электрическая мощность, МВт; производительность, т/ч
Основное оборудование ПВК		

Котлоагрегат паровой Е 160-2	5	160
Энергетический блок		
Котел паровой БКЗ-500-140	2	500
Турбина паровая ПТ-140/165	1	140/165

Полученный в котле пар по паропроводам поступает в паровую турбину. В паровой турбине происходит превращение тепловой энергии пара в механическую работу вращения ее вала, который соединен с валом электрического генератора. Совершив работу в турбине пар, поступает в специальные аппараты, называемые конденсаторами, где он, конденсируясь, превращается в воду. Образующийся конденсат с помощью насосов откачивается из конденсаторов и снова, через систему подогревателей поступает в котел. Функционирование пароводяного тракта обеспечивают также система приготовления и подачи добавочной воды на восполнение потерь рабочего тепла и система технического водоснабжения для подачи охлаждающей воды в конденсаторы. Вода для подпитки тепловых сетей очищается по схеме натрий-катионирования. Производительность установки – 500 т/ч. Электрический генератор, вращаемый паровой турбиной, вырабатывает переменный электрический ток, который через повысительный трансформатор идет на сборные шины открытого распределительного устройства ГЭЦ-3. Выдача мощности от электростанции в энергосистему осуществляется на напряжениях 110, 220 кВ. ОРУ 110 и 220 кВ имеют двойные системы сборных шин и обходную систему шин для резервирования всех выключателей. На электростанции автоматизированы регулирование всех основных параметров энергетического оборудования. При сжигании органического топлива, образующиеся дымовые газы отводятся от котла с помощью дымососа и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу.

Для проектного варианта сжигания топлива БКЗ-500 Е-160 предусматривалась замкнутая система пылеприготовления с прямым вдуванием. В настоя-

щее время в котлах сжигают природный газ с установкой прямооточных пылегазовых горелок. В качестве аварийного топлива предусмотрено использование мазута. Основным источником выделения вредных веществ в атмосферу на ТЭЦ-3 являются котлы энергетической части и пиковой котельной. В дымовых газах котлов при сжигании мазута содержится сернистый ангидрид, окислы азота, оксид углерода, а также в небольших количествах бенз(а)пирен. При сжигании газа выделяются окислы азота, оксид углерода и бенз(а)пирен.

По данным Государственного учреждения при комитете по охране окружающей среды Томской области в районе ТЭЦ – 3 фоновые концентрации вредных выбросов составляют:

- суммация взвешенных веществ – 0,29 мг/м³ (0,58 ПДК)
- диоксид азота – 0,0663 мг/м³ (0,78 ПДК)
- оксид азота – 0,008 мг/м³ (0,013 ПДК)
- диоксид серы – 0,055 мг/м³ (0,011 ПДК)
- оксид углерода – 0,2 мг/м³ (0,04 ПДК)

Содержание CO₂ в отходящих дымовых газах зависит от доли углерода и водорода в топливе. Прибор ДАГ-500 непосредственного измерения CO₂ не производит, а вычисляет, исходя из содержания кислорода и угарного газа по характеристике CO₂ теоретическое максимальное содержание углекислого газа при стехиометрическом горении топлива. Содержание рассчитывается следующим образом:

$$CO_2 = CO_{2 \text{ макс. топ.}} \cdot (100 - 4,76 \cdot (O_{2 \text{ изм.}} - 0,4 \cdot CO_{\text{изм.}})) - CO_{\text{изм.}} / 100$$

На NO приходится 95–98 % всех окислов азота в точке отбора. NO соединяется с O₂, обычно вне дымовой трубы. Если в газоанализаторе ДАГ- 500 установлены датчики NO и NO₂, тогда NO_x рассчитывается по формуле NO_x = NO + NO₂, если установлен только датчик NO, то для NO₂ рассчитывается NO₂ = NO * 0,05

Датчик давления ДАГ-500 предназначен для измерения разности давления газов в различных областях промышленности. Датчик давления используется для работы в комплекте с газоанализатором ДАГ-500, который служит для

визуализации и обработки измеряемого датчиком разности давления, в частности в составе с пневмометрическими приемниками статического давления, с трубками скоростного напора, например типа НИИОГАЗ.

3.3 Методика проведения работы

Замеры отходящих дымовых газов проводятся по графику, утвержденному главным инженером станции, при испытаниях котлов и по заявке котлотурбинного цеха или цеха наладки (ЦНИО). Проба отбирается в сопровождении персонала, обслуживающего данное оборудование. Пробу отходящих дымовых газов отбирают из пробоотборной точки с двух газоходов каждого котла. Пробоотборный зонд устанавливают перпендикулярно потоку газа с дымохода для достоверности анализа (согласно инструкции по эксплуатации). При установленных значениях компонентов NO , NO_2 , CO в газе, фиксируют их на приборе. Для замера скоростного потока газа, предусмотрена трубка типа НИИОГАЗ. Делается шесть замеров скорости в разных точках дымососа, и в расчет подставляется среднее значение.

Определение и расчет NO , CO в отходящих дымовых газах при сжигании газообразного топлива.

Каждой нагрузке котла и каждому виду топлива соответствует своя оптимальная схема организации топочных процессов.

Замер № 1 с котла БКЗ-500 1 А

Расход газа ($Q_{\text{Г}}$) составил $12600 \text{ м}^3/\text{ч}$, давление (p) атмосферного воздуха – 762 мм. рт. ст., $S_{\text{Г}}$ для котлов БКЗ-50 – $5,5 \text{ м}^2$, скорость (v) составила $32,7 \text{ м/с}$, температура газа (t) – $131 \text{ }^\circ\text{C}$.

Определим объем газа:

$$V = S_{\text{Г}} * v_{\text{Г}}, \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V = 5,5 * 32,7 = 179,8 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показания прибора ДАГ-500 содержания NO , NO_2 , CO ppm, по методике вычислительных измерений (см. Приложение А табл. А.2), определяем диапазон измерений.

Газоход «А»

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150 \text{ мг/м}^3)$$

Значение NO больше значения начала диапазона (30ppm), т. е. 31 ppm, и чтобы перевести ppm в мг/м³ NO, необходимо значение умножить на коэффициент 1,4 мг/м³. Коэффициенты пересчета: CO – 1,6 мг/ppm, NO – 1,9 мг/ppm, NO₂ – 3,0 мг/ppm, SO₂ – 4,9 мг/ppm.

$$\text{NO} - 31 \text{ ppm} * 1,4 \text{ мг/ppm} = 43,4 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 0 \text{ ppm} < 30 \text{ ppm} (60 \text{ мг/м}^3)$$

Определяем массовый выброс с газохода «А»:

$$\text{NO} = \text{NO} * V, \text{ мг/с}, t = 118 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{NO} = 43,4 * 179,8 = 7803 \text{ мг/с или } 7,8 \text{ г/с}$$

Газоход «Б»

$$V = S_r * v, \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V = 4,5 * 28,0 = 126,0 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150 \text{ мг/м}^3)$$

$$\text{NO} - 36 \text{ ppm} * 1,7 \text{ мг/ppm} = 51,2 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 0 \text{ ppm} < 30 \text{ ppm} (60 \text{ мг/м}^3)$$

Определяем массовый выброс с газохода «Б»:

$$\text{NO} = \text{NO} * V, \text{ мг/с}$$

$$\text{NO} = 126,0 * 51,2 = 6451 \text{ мг/с или } 6,4 \text{ г/с}$$

Для того чтобы получить **массовый выброс с котла**. Необходимо суммировать содержание выбросов с двух газоходов.

$$\text{NO} = 7,8 + 6,4 = 14,2 \text{ г/с}$$

Для расчета количества выбросов с котла за месяц, необходимо средний выброс за месяц умножить на количество часов работы котла в месяц.

$$\text{NO} = 8,3 * 3,6 * 743,9 = 21615 \text{ кг}$$

Замер с котла БКЗ-500 1 Б:

Газоход «В»

$$Q_r = 39750 \text{ м}^3/\text{кг}, v_r = 36,7 \text{ м/с}, t = 131 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$V = 2,5 * 27,7 = 52,35 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показания прибора:

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150 \text{ мг/м}^3)$$

$$\text{NO} - 49 \text{ ppm} * 1,5 \text{ мг/ppm} = 73,5 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 0 \text{ ppm} < 30 \text{ ppm} (60 \text{ мг/м}^3)$$

Массовый выброс с газохода «В»

$$\text{NO} = 73,5 * 152,35 = 7716 \text{ мг/ с или } 7,7 \text{ г/с}$$

Газоход «Г»

$$Q_{\Gamma} = 29850 \text{ м}^3/\text{кг}, v_{\Gamma} = 27,2 \text{ м/с}, t = 116 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$V = 3,5 * 27,2 = 95,9 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показания прибора:

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150 \text{ мг/м}^3)$$

$$\text{NO} - 49 \text{ ppm} * 1,3 \text{ мг/ppm} = 65,6 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 0 \text{ ppm} < 30 \text{ ppm} (60 \text{ мг/м}^3)$$

Массовый выброс с газохода «В»

$$\text{NO} = 65,6 * 95,9 = 6301 \text{ мг/ с или } 6,3 \text{ г/с}$$

Массовый выброс с котла

$$\text{NO} = 5,7 + 6,3 = 12,0 \text{ г/}$$

Количество выбросов с котла за месяц

$$\text{NO} = 12,0 * 3,6 * 412 = 17813,2 \text{ кг}$$

Замер № 2 с котла Е-160-24, работающем на газе, $S_{\Gamma} = 2,4 \text{ м}^3$.

Газоход «левый»

$$Q_{\Gamma} = 12400 \text{ м}^3/\text{кг}, v_{\Gamma} = 12,4 \text{ м/с}, t = 114 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$V = 2,4 * 10,4 = 29,4 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показания прибора:

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150 \text{ мг/м}^3)$$

$$\text{NO} - 136 \text{ ppm} * 1,3 \text{ мг/ppm} = 162,2 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 1 \text{ ppm} * 3,0 \text{ мг/ppm} = 3,0 \text{ мг/м}^3$$

Массовый выброс с газохода

$$\text{NO} = 162,2 * 29,4 = 4875,1 \text{ мг/ с или } 4,8 \text{ г/с}$$

$$\text{NO}_2 = 3,0 * 29,4 = 76,2 \text{ мг/с или } 0,05 \text{ г/с}$$

Газоход «правый»

$$Q_r = 11200 \text{ м}^3/\text{кг}, v_r = 13,4 \text{ м/с}, t = 133 \text{ }^\circ\text{C/}$$

$$V = 3,4 * 15,4 = 29,9 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показания прибора:

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150\text{мг/м}^3)$$

$$\text{NO} - 220 \text{ ppm} * 1,3 \text{ мг/ppm} = 294,8\text{мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 1\text{ppm} * 2,0 \text{ мг/ppm} = 2,0 \text{ мг/м}^3$$

Массовый выброс с газохода

$$\text{NO} = 294,8 * 29,9 = 8823\text{мг/ с или } 8,8 \text{ г/с}$$

$$\text{NO}_2 = 2,0 * 29,9 = 61,4 \text{ мг/с или } 0,06\text{г/с}$$

$$\sum \text{NO} = 4,9 + 8,8 = 13,8 \text{ г/с}$$

$$\sum \text{NO}_2 = 0,05 + 0,06 = 0,1 \text{ г/с}$$

Массовый выброс с котла

$$\text{NO} = 4,9 + 8,8 = 13,8 \text{ г/с}$$

$$\text{NO}_2 = 0,05 + 0,06 = 0,11 \text{ г/с}$$

Количество выбросов с котла за месяц

$$\text{NO} = 13,8 * 3,6 * 412 = 20482,2 \text{ кг}$$

$$\text{NO}_2 = 0,1 * 3,6 * 412 = 173,5 \text{ кг}$$

Замер № 3 с котла Е-160-24, работающем на мазуте, $S_r = 2,4 \text{ м}^3$.

Газоход «левый»

$$Q_r = 8000 \text{ т/ч}, v_r = 7,3 \text{ м/с}, t = 118 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$V = 2,4 * 7,3 = 17,5 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показания прибора:

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150\text{мг/м}^3)$$

$$\text{NO} - 141 \text{ ppm} * 1,3 \text{ мг/ppm} = 338,4 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 1 \text{ ppm} * 2,0 \text{ мг/ppm} = 2,0 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{SO}_2 - 527 \text{ ppm} * 2,9 \text{ мг/ppm} = 1542 \text{ мг/ м}^3$$

Массовый выброс с газохода

$$\text{NO} = 338,4 * 17,5 = 5945,6\text{мг/ с или } 5,9\text{г/с}$$

$$\text{NO}_2 = 2,0 * 17,5 = 36,0 \text{ мг/с или } 0,03 \text{ г/с}$$

$$\text{SO}_2 = 1542 * 17,5 = 27092,9 \text{ мг/с или } 27,1 \text{ г/с}$$

Газоход «правый»

$$Q_{\Gamma} = 8000 \text{ т/ч, } v_{\Gamma} = 8,6 \text{ м/с, } t = 120 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$V = 2,4 * 8,6 = 20,8 \text{ м}^3/\text{с}$$

Показания прибора:

$$\text{CO} - 0 \text{ ppm} < 120 \text{ ppm} (150 \text{ мг/м}^3)$$

$$\text{NO} - 117 \text{ ppm} * 1,3 \text{ мг/ppm} = 156,7 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{NO}_2 - 1 \text{ ppm} * 2,0 \text{ мг/ppm} = 2,0 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{SO}_2 - 409 \text{ ppm} * 2,9 \text{ мг/ppm} = 1196,7 \text{ мг/м}^3$$

Массовый выброс с газохода

$$\text{NO} = 156,7 * 20,8 = 3265,7 \text{ мг/с или } 3,2 \text{ г/с}$$

$$\text{NO}_2 = 2,0 * 20,8 = 42,7 \text{ мг/с или } 0,04 \text{ г/с}$$

$$\text{SO}_2 = 1196,7 * 20,8 = 24927,9 \text{ мг/с или } 24,9 \text{ г/с}$$

Массовый выброс с котла

$$\sum \text{NO} = 5,9 + 3,2 = 9,2 \text{ г/с}$$

$$\sum \text{NO}_2 = 0,03 + 0,04 = 0,07 \text{ г/с}$$

$$\sum \text{SO}_2 = 27,0 + 24,9 = 52,1 \text{ г/с}$$

Количество выбросов с котла за месяц

$$\text{NO} = 9,2 * 3,6 * 442 = 14639,0 \text{ кг}$$

$$\text{NO}_2 = 0,07 * 3,6 * 442 = 124,1 \text{ кг}$$

$$\text{SO}_2 = 52,0 * 3,6 * 442 = 82758,3 \text{ кг}$$

Процесс полного сгорания топлива контролируется поддержанием избытка воздуха на выходе из топки и температурного режима, согласно режимной карте (см. Приложение Б табл. Б.1 и Б.2). По максимальной энергоэффективности, достаточно контролировать содержание в продуктах горения O_2 , CO . Для оптимизации процесса горения с точки зрения экономической эффективности требуется дополнительно контролировать содержание в выбросах NO_x , а также SO_2 , если сжигается уголь и мазут. В табл. 3.2–3.3 приведены данные по

выбросам с 2009 по 2013 г.г. Содержание SO₂ образуется при сжигании мазута, но мазут используется только в качестве аварийного топлива.

Таблица 3.2 – Данные по месяцам 2013 года по выбросам вредных веществ от организованных источников ТЭЦ-3 (фактич.)

Месяц	Расход топлива, т.н.м ³ (газ)	Выбросы от энергоблока, т			
		Блок	NO _x	CO	Σ, т
январь	44012,6		260,3	360,9	621,2
февраль	4132,1		245,4	352,4	597,8
март	40312,8		252,8	358,0	610,8
1 кв.	125651,5		758,5	1071,3	1829,8
апрель	31621,4		212,5	309,6	522,1
май	16326,4		164,2	194,1	358,3
июнь	–		–	–	–
2 кв.	47947,8		376,7	1124,1	880,4
июль	–		–	–	–
август	10326,4		54,6	104,3	158,9
сентябрь	11632,8		62,8	95,4	169,2
3 кв.	21959,2		117,4	199,7	317,1
октябрь	34126,4		192,7	204,3	397,0
ноябрь	41326,3		230,6	380,5	611,1
декабрь	43412,8		299,5	391,6	652,1
4 кв.	118865,5		703,7	976,4	1660,1
Год	277230,57		1936,0	3371,6	5307,7

В табл. 3.3 сведены данные по выбросам за последние пять лет

Таблица 3.3 – Данные по выбросам вредных веществ от организованных источников ТЭЦ-3 (фактич.) с 2009 по 2013 г.г.

Наименование вредного вещества	Класс опасности	Выбросы от энергоблока, т				
		С разбивкой по годам				
		2009	2010	2011	2012	2013
Оксиды азота	3	2136,0	2158,0	2246,7	2227,9	2219,9
Оксид углерода	4	3371,6	3231,5	3489,8	3261,0	3254,8
Всего		5307,7	5409,6	5546,5	5489,0	5474,7

По количеству выбросов можно судить об эффективности работы котлов. Каждой нагрузке котла соответствует своя оптимальная схема организации топочных процессов, которая приводит к уменьшению количества несгоревшего топлива. С 2009 года прослеживается снижение валовых выбросов в атмосферу (рис 3.1). Для решения экологической безопасности ТЭЦ-3 решает все основные задачи: использует экологически чистый природный газ, что снижает количество выбросов в атмосферу; поддерживает оптимальный режим при сжигании органического топлива; контролирует вредные стационарные выбросы в окружающую среду.

В настоящее время ТЭЦ-3 имеет разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору западно-сибирского управления ростехнадзора на выброс загрязняющих веществ в атмосферу стационарными источниками № 160Т от 11.08.2010 г. на период с 16 августа 2010 г. по 8 июля 2015 г. Нормативы ПДВ загрязняющих веществ отдельно по каждому источнику зафиксированы в проекте нормативов ПДВ для ТЭЦ-3 ОАО «ТГК-11» (см. Приложение В табл. В.1).

Энергетическая стратегия Томской области на период до 2020 года –

это согласованная система взглядов, направлений, приоритетов и ориентиров долгосрочного развития энергетического хозяйства региона. Действующая Энергетическая стратегия Томской области на период до 2020 года была утверждена Распоряжением Главы Администрации Томской области Крессом В. М. от 9 июля 2002 года № 288-р. Ее основная цель состояла в определении перспективной энергетической политики области, разработке основных направлений развития топливно-энергетического комплекса региона с учетом интересов всех участников региональных энергетических рынков: РАО «ЕЭС России» (в лице ОАО «ТГК-11»), ОАО «Газпром» (в лице ОАО «Востокгазпром»), ФГУП «Сибирский Химический Комбинат» и других. Основу электроэнергетики области составляют тепловые электростанции Томского филиала ОАО «ТГК-11» (ГРЭС-2 и ТЭЦ-3) и ФГУП «СХК» – энергетические мощности на органическом и ядерном топливе (табл. 3.4).

Таблица 3.4 – Установленная мощность электростанций Томской области

Электростанция	Установленная мощность, МВт
Всего	1492
Томская ГРЭС-2	281
Томская ТЭЦ-3	140
Дизельные и газодизельные	40
ТЭЦ «СХК»	599

Топливо-энергетический комплекс является основой экономики Томской области и важнейшей сферой промышленной деятельности, определяющей уровень жизни населения, поэтому к основным приоритетам развития топливно-энергетического комплекса относятся:

-создание условий для перевода региона на энергосберегающий путь развития и организации системы рационального использования топливно-

энергетических ресурсов в энергетике и в других отраслях хозяйственного комплекса области

-совершенствование баланса котельного топлива за счет повышения эффективности использования природного газа, вовлечения в баланс местных ресурсов (торфа, бурого угля), а также наращивание объемов использования природного газа в качестве газомоторного топлива

-сооружение замещающих электрических и тепловых мощностей в связи с предстоящим выводом из эксплуатации ядерных реакторов на СХК

-разработка и реализация программ технического перевооружения Томской ГРЭС-2 и ТЭЦ «СХК», расширения ТЭЦ-3 и поиска приемлемых технологий сжигания местных энергетических ресурсов (торфа и бурого угля)

Наличие в области запасов природного газа и его добыча позволяет рассматривать возможность строительства новых энергоблоков на ТЭЦ-3. Но прогнозируемая тенденция опережающего роста стоимости на природный газ по сравнению со стоимостью угля предопределяет целесообразность использования газа только на эффективном энергетическом оборудовании. Альтернативой развития электроэнергетики на газе следует считать развитие атомной энергетики и электростанций с использованием угля.

Будущее развитие ТЭЦ – 3. В ОАО «ТГК-11» нет устойчивой политики в развитии энергетических мощностей. Есть два основных варианта возможного наращивания энергетических мощностей на ТЭЦ-3: строительство перспективного теплофикационного энергоблока на газе ПГУ-450Т с комбинированным производством тепла и электроэнергии; строительство двух угольных конденсационных энергоблоков К-225-130 для производства только электроэнергии в конденсационном цикле. Учитывая, что в 2006 году суммарный объем природного газа на Томской ГРЭС-2 и Томской ТЭЦ-3 составил более 870 млн. куб. м, то при переводе на уголь блока ПТ-140-130 на ТЭЦ-3 и возврата к сжиганию угля на ГРЭС-2 позволяет рассматривать возможность строительства блока ПГУ-450 на ТЭЦ-3. Учитывая предложения Томского филиала ОАО «ТГК-11» о строительстве конденсационных угольных энергоблоков, можно предполо-

жить, что дефицит тепловой энергии будет покрываться другими энергоисточниками и в первую очередь за счет реконструкции и ввода на полную расчетную мощность пиковой резервной котельной. Увеличение на ГРЭС-2 доли сжигания угля в основном будет связано с экономикой и экологией. В случае технического перевооружения Томской ТЭЦ-3, рассмотрим основные направления снижения вредного воздействия на атмосферный воздух:

- повышение энергоэффективности предприятия
- применение новых технологий сжигания органического топлива
- использование технологических методов снижения образования окислов азота в топках котла
- улавливание загрязняющих веществ и очистка дымовых газов
- недопущение неконтролируемых выбросов

Внедрение современных энергетических установок приводит как к повышению их экономичности, так и к сокращению выбросов загрязняющих веществ. Для вновь вводимого оборудования – нормативы удельных выбросов в атмосферу на уровне:

- оксидов азота 80–120 мг/м³ (котельные агрегаты, O₂–6 %) при сжигании природного газа; 50 мг/м³ (ГТУ, ПТУ, O₂ = 15 %) при сжигании природного газа и 350-450 мг/м³ при сжигании каменных углей
- оксиды серы 400-2400 мг/м³
- твердые частицы 50-100 мг/м³

Для снижения выбросов оксидов азота могут применяться как технологические мероприятия, так и различные технологии очистки дымовых газов. Сущность технологических методов снижения образования оксидов азота заключается в организации процесса сжигания топлива в топках котла таким образом, чтобы снизить скорость протекания реакции образования NO и создать условия для реакций по разложению уже образовавшихся NO. На интенсивность образования оксидов азота влияют в основном два фактора: избыток воздуха и температура в топке котла. Для снижения выбросов диоксида серы не-

обходимо использовать топливо с меньшим содержанием серы и внедрять золоулавливающие установки для улавливания сернистого ангидрида.

Для полного контроля за составом выбросов тепловых станций, работающих на угле, необходимо измерять не только газовые компоненты, но также и концентрацию пыли и золы. Для достижения нормативов ПДВ предлагаю использовать дополнительную пылезолоулавливающую установку для двухступенчатой очистки отходящих дымовых газов.

Скруббер марки МП-ВТИ с коагулятором Вентури предназначен для очистки от золы уходящих дымовых газов. Золоуловитель представляет собой сочетание двух элементов: труба Вентури и центробежного скруббера. Труба Вентури служит для коагуляции (укрупнения) золовых частиц и состоит из трех основных частей: конфузора, горловины и диффузора. Для орошения труб Вентури служит центробежная механическая форсунка. Золоуловитель состоит из конуса с коническим днищем. Центробежный скруббер служит для выделения из потока дымовых газов капель с осевшими на них золовыми частицами, которые под действием центробежных сил отбрасываются к внутренней стенке скруббера. Вода с уловленной золой стекает по стенкам корпуса вниз на коническое днище и через гидравлический затвор сбрасывается в канал гидрозолоудаления. Эффективная работа скруббера достигается при создании на поверхности скруббера равномерной водяной пленки и отсутствии брызг, а труба Вентури – от качества распыления воды, расхода воды и центровки сопла.

Запыленные дымовые газы поступают в трубу Вентури, в конфузоре которой орошаются водой и ускоряются до 60–70 м/с, тем самым происходит фильтрация газов. Окончательная очистка газов происходит за счет тангенциального подвода газов в скруббер, вызывавшее его закручивание и инерционное осаждение частиц на смоченной внутренней поверхности. Уловленные золовые частицы смываются через гидрозатвор в канал ГЗУ (см. Приложение рис. Д.1). Одновременно с улавливанием золы в мокрых золоуловителях протекают процессы теплообмена между дымовыми газами и орошающей водой. При этом газы охлаждаются, орошающая вода нагревается и частично испаряется, насы-

щая влагой газы. Во избежание коррозии газового тракта температура очищенных газов должна быть выше их точки росы примерно на 20 °С. Точка росы дамовых газов определяет наличие в них SO₃.

3.4 Аппаратный расчет. Расчет труб Вентури

Исходные данные – котлоагрегат Е-160-24, паропроизводительность 160 т/ч, температура уходящих газов 110 °С, золоулавливающая установка состоит из четырех скрубберов МП ВТИ-2800.

Выбор конструкции труб [22].

Выбраны слабонаклонные прямоугольные трубы с центральной подачей орошающей воды.

Выбор режима работы трубы, расчет ее размера

Расход газов на один скруббер

$$V_1 = \frac{V}{H} \quad (3.1)$$

где V – объем газов, нм³/с

H – количество скрубберов, шт

$$V_1 = \frac{71,06}{4} = 17,76 \text{ нм}^3 \text{ сек}$$

Определение входного сечения трубы

Принимаем скорость газов на входе в трубу

$$W_1 = 18 \text{ м/сек}$$

Тогда входное сечение

$$F_1 = \frac{V_1}{W_1} = \frac{17,76}{18} = 0,99 \text{ м}^2 \quad (3.2)$$

где F – входное сечение трубы, м²

V – объем газов, м³/с

W₁ – скорость газов на входе, м/с

Принимаем внутреннее сечение трубы

$$F_1 = 1,62 * 0,842 = 1,36 \text{ м}^2$$

Уточняем скорость входа

$$W_1 = \frac{17,76}{1,36} = 13,06 \text{ м/сек}$$

Определяем сечение горловины трубы

Охлаждение газа в трубе принимаем $T_{ox} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура газов при охлаждении

Скорость в горловине $W_2 = 70 \text{ м/сек}$

Расход газов в горловине

$$V_2 = V_1 \frac{273 + (T_{yx} - T_{ox})}{273 + T_{yx}} \text{ м}^3/\text{сек} \quad (3.3)$$

где V – расход газов в горловине, $\text{м}^3/\text{с}$

T – температура уходящих газов = $110 \text{ }^\circ\text{C}$

$$V_2 = 17,76 \frac{273 + (150 - 30)}{273 + 150} = 16,5 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Внутреннее сечение горловины

$$F_2 = \frac{V_2}{W_2} = \frac{16,5}{70} = 0,23 \text{ м}^2$$

Уточняем скорость W_2 :

$$W_2 = \frac{V_2}{F_2} \quad (3.4)$$

Принимаем внутреннее сечение горловин

$$F_2 = 0,4 * 0,6 = 0,24 \text{ м}^2$$

$$W_2 = \frac{16,5}{0,24} = 68,75 \text{ м}^2$$

Определяем выходное сечение трубы

Скорость газов на входе в скруббер принимаем $W_3 = 16 \text{ м/сек}$

$$V_3 = V_2, \text{ тогда выходное сечение } F_3 = \frac{V_3}{W_3} \quad (3.5)$$

$$F_3 = \frac{16,5}{16} = 1,03 \text{ м}^2$$

Принимаем $F_3 = 0,82 * 1,18 = 0,96 \text{ м}^2$

Уточняем скорость W_3

$$W_3 = \frac{V_3}{F_3} = \frac{16,5}{0,96} = 17,19 \text{ м/сек}$$

Длину конфузора принимаем $l_1 = 1850$ мм

$$\text{tg } \alpha/2 = \frac{842 - 400}{1850} = 0,239; \alpha_1 = 15^\circ$$

$$\text{tg } \alpha/2 = \frac{1620 - 600}{1850} = 0,551; \beta_1 = 32^\circ$$

При принятых размерах угол сужения конфузора в плане $\alpha_1 = 15^\circ$, а в вертикальной плоскости $\beta_1 = 32^\circ$.

Длину диффузора принимаем $l_1 = 3880$ мм

$$\text{tg } \alpha/2 = \frac{1180 - 600}{3880} = 0,149; \beta_2 = 9^\circ$$

$$\text{tg } \alpha/2 = \frac{820 - 400}{3880} = 0,108; \alpha_2 = 7^\circ$$

При этом угол раскрытия в вертикальной плоскости $\beta_3 = 9^\circ$, а в плане $\alpha_3 = 7^\circ$

Расчет сопротивлений трубы Вентури

Определяем по формуле: [23]

$$\Delta H_{\text{в}} = (\xi_{\text{г}} + \xi_{\text{ж}} * q) \frac{\gamma_2 \cdot \omega_0^2}{2g} \quad (3.6)$$

где $\xi_{\text{г}} = \xi_1 + \xi_2 + \xi_3$; $\xi_{\text{г}}$ – коэффициент сопротивления труб Вентури без жидкостного орошения

ξ_1, ξ_2, ξ_3 – коэффициент сопротивления соответственно конфузора, горловины и диффузора [23]

ω_0 – средняя скорость газа в горловине трубы

γ_2 – удельный вес газа

Определение ξ

$$\xi_2 = \lambda_2 \frac{l_2}{D_r} \quad (3.7)$$

где l_2 – длина горловины, $l_2 = 0,2$ м

λ_2 – коэффициент сопротивления трения единицы относительной длины трубы,

D_r – гидравлический диаметр, м

$$\text{Для прямоугольного сечения } D_r = 2 \frac{a_0 * b_0}{a_0 + b_0} \quad (3.8)$$

где a_0, b_0 – стороны прямоугольного сечения трубы

$$D_r = 2 \frac{2,2 * 0,64}{2,2 + 0,64} = 0,99 \text{ м}$$

Re – число Рейнольдса трубы

$$Re = (\omega_0 * D_r) / V \quad (3.9)$$

где V – кинетический коэффициент вязкости газа

При температуре газа в горловине $t = 80 \text{ }^\circ\text{C}$ определим V по таблице [23]

$$V = 21 * 10^{-6} \text{ м}^3/\text{сек}$$

$$Re = \frac{68,75 * 0,99}{21 * 10^{-6}} = 3,24$$

$$\Delta = \Delta / D_r \quad (3.10)$$

где Δ – относительная шероховатость стенок

Δ – средняя высота выступов шероховатости стенок трубы, м

Из таблицы 2–1 [23] находим

$$\Delta = 0,003$$

$$\Delta = 0,003 / 0,99 = 0,0031$$

так как отношение $\frac{a_0}{b} = 1$, при турбулентном режиме ($Re > 4000$)

λ определим, как для круглых труб по рисунку 2-1 [23].

$$\lg Re = \lg 3,24 * 10^6 = 6,51$$

$$\lg (100 \lambda) = 0,475; \lambda = 0,03$$

$$\xi = 0,03(0,2/0,99) = 0,006$$

2.2 Определение ξ_1

$$\xi_1 = \xi' \left(1 - \frac{F_0}{F_1}\right) + \xi_{\text{стр.конф}} \quad (3.11)$$

где F_0 и F_1 – площади сечения соответственно горловины и входного участка

ξ' – коэффициент смягчения воды

По диаграмме 3–6 [23].

$$\xi' = 0,155$$

Для углов $\alpha_1 = 24^\circ 24'$ и $\beta_1 = 10^\circ 12'$ по диаграмме 5–3 [23] определим

$$\Delta\xi_{\text{тр.к}} \text{ и } \Delta\xi'_{\text{тр.к}}, \text{ причем } F_0/F_1 = 0,23/1,36 = 0,17$$

$$\Delta\xi_{\text{тр.к}} = 0,007$$

$$\Delta\xi'_{\text{тр.к}} = 0,015$$

$$\xi_{\text{тр.к}} = \Delta\xi_{\text{тр.к}} + \Delta\xi'_{\text{тр.к}} \text{ [23]}$$

$$\xi_1 = 0,155(1 - 0,17) + 0,07 + 0,015 = 0,22$$

Определяем ξ_3 [23]

$$\xi_3 = \xi_p + \xi_{\text{тр.д}}$$

где ξ_p и $\xi_{\text{тр.д}}$ – коэффициенты на расширение и трение в диффузоре

По графику "а", стр150 $\xi_p = 0,075$

По графику "б" стр151.

$$\xi_{\text{тр.д}} = 2 * \Delta\xi_{\text{тр.д}} = 2 * 0,018 = 0,036$$

$$\xi_3 = 0,075 + 0,036 = 0,111$$

Общий коэффициент сопротивления сухой трубы

$$\xi_{\text{г}} = \xi_1 + \xi_2 + \xi_3 \quad (3.12)$$

$$\xi_{\text{г}} = 0,21 + 0,006 + 0,111 = 0,327$$

Определение сопротивления трубы с учетом увлажнения

Удельный расход воды на орошение газа при нормальной температуре

$$m^H = 0,18 \text{ л/нм}^3 \text{ [24].}$$

Тогда удельный расход воды на орошение газа

$$\text{при } t = \frac{t_{\text{вх}} + t_{\text{вых}}}{2} \quad (3.13)$$

$$t = \frac{180 + 130}{2} = 155$$

$$m = m^H \frac{273}{273 + 155}$$

$$m = 0,18 \frac{273}{273 + 155} = 0,1148 \text{ л/м}^3 = 0,0001148 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$g = m (\gamma_{\text{ж}} / \gamma_2) \quad (3.14)$$

$$g = 0,0001148 \frac{1000}{1} = 0,1148 \text{ кг/ВОДЫ / кг/Газа}$$

По таблице [23] *определяем* $\xi_{ж}$

$$\xi_{ж} = 0,61$$

$$\Delta H_B = (\xi_2 + \xi_{ж} * g) \gamma_2 * \omega_0^2 / 2g$$

$$\Delta H_B = (0,327 + 0,61 * 0,1148) \frac{1 * 68,75^2}{2 * 9,81} = 95,64 \text{ кг/м}^2$$

Расчет эффективности трубы Вентури

$$d_k = \frac{585 \cdot 10^{-3} * \sqrt{r}}{\omega_{oz} * \sqrt{\rho_{ж}}} + 53,4 \left(\frac{\mu_{жс}}{\sqrt{\rho_{жс}^2}} \right)^{0,45} \left(\frac{Q_{жс}}{Q_2} \right)^{1,5} \quad [22] \quad (3.15)$$

где при температуре 20 °C: $\mu_{жс} = 1,005 \text{ мПа С} = 1,005 * 10^{-3} \text{ Па С}$

$$\rho_{ж} = 998,20 \text{ кг/м}^3$$

$$R = 72,75 \text{ мН/м} = 72,75 * 10^{-3} \text{ Н/м}$$

$$\omega_0 = 68,75 \text{ м/с}$$

$$Q_{ж} / Q_2 = 0,0001148 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$d_k = \frac{585 * 10^{-3} * \sqrt{72,75 * 10^{-3}}}{68,75 * \sqrt{998,2}} + 53,4 \left(\frac{1,005 * 10^{-3}}{\sqrt{998,2}} \right)^{0,45} (0,0001148)^{1,5} = 0,000077 \text{ м}$$

Находим инерционный параметр ψ

$$\psi = \frac{d_k^2 * \rho_k * \omega_{oz} * C}{18 * \mu_2 * \ell} \quad (3.16)$$

$$d_k = 90 \text{ мкм}$$

$C = 1$ по таблице (стр93) [24]

$$\psi = \frac{0,000077^2 * 998,2 * 68,75}{18 * 250,8 * 10^{-7} * 0,2} = 4,5$$

где $\mu_2 = 250,8 * 10^{-7} \text{ Па С}$, при температуре 180 °C

Расчитываем коэффициент эффективности захвата каплями

при $m < 2 \text{ л/м}^3$

$$\eta_3 = \frac{\psi^2}{(\psi + 0,35)^2} \quad (3.17)$$

$$\eta_3 = 4,5 / (4,5 + 0,35)^2 = 0,86$$

$$\eta_3 = 86 \%$$

η_3 – эффективность трубы Вентури

Расчет форсунки

Принимаем значение коэффициента расхода $\xi = 0,75$ и определяем диаметр соплового отверстия d_c (м)

$$Q_{ж} = \frac{\pi * d_c^2}{4} * \xi \sqrt{\frac{2 * \rho_{ж}}{\rho_{ж}}} \quad (3.18)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 * Q_{ж}}{\xi \sqrt{2 \rho_{ж} / \rho_{ж}} * \pi}} \quad (3.19)$$

$$d_c = \sqrt{\frac{4 * 0,002}{0,75 \sqrt{2 * 900000 / 998,2} * 3,14}} = 0,009 \text{ м}$$

$$Q_{ж} = (17,76 * 0,0001148) = 0,002 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\rho_{ж} = 900000 \text{ Па}$$

Находим расчетное значение ξ

$$\xi = 0,9(0,676 - 24 * d_c)^{0,13} \quad (3.20)$$

$$\xi = 0,9(0,676 - 24 * 0,009)^{0,13} = 0,81$$

$$D = 1,925 * d_c \quad (3.21)$$

$$D = 1,925 * 27 = 51,97 \text{ мм}$$

Находим оптимальное отношение площадей сечения центр-канала вкладыша и сопла

$$S_o/S_c = 0,676 - 24 * d_c \quad (3.22)$$

$$S_o/S_c = 0,676 - 24 * 0,027 = 0,028$$

диаметр центрального канала

$$d_o = d_c \sqrt{S_o / S_c} \quad (3.23)$$

$$d_o = 0,027 \sqrt{0,028} = 0,0045 \text{ м}$$

Находим суммарную площадь сечений периферийных каналов

$$\sum S_k = 4,3 * \pi * d_o^2 \quad (3.24)$$

$$\sum S_k = 4,3 * 3,14 * 0,0045^2 = 0,003 \text{ м}^2$$

УГОЛ НАКЛОНА ВИНТОВЫХ КАНАЛОВ ВСТАВКИ

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{\alpha}{1750 * d_c + 40,2} + 0,32 \quad (3.25)$$

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{60}{1750 * 0,027 + 40,2} + 0,32 = 1,01$$

$$\beta = 0,006$$

Находим размер периферийных каналов

$$A = \sqrt{\frac{\sum S_k}{n \times \cos \beta}} \quad (3.26)$$

$$A = \sqrt{\frac{0,003}{6 * 0,99}} = 0,02 \text{ м}$$

Расчет скруббера

Расчет действительной скорости газа в скруббере [22]

$$\omega = \frac{Q_p}{0,785 * N * D^2} \quad (3.27)$$

$$\omega = \frac{20,98}{0,785 * 1 * 2,8^2} = 3,4 \text{ м/с}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

Потери давления в циклоне

$$\Delta p = \xi \frac{\rho \omega^2}{2} \quad (3.28)$$

$$\Delta p = 290,3 \frac{1,293 * 3,4^2}{2} = 2169,57 \text{ Па}$$

Расчет значения параметра d_{50}

$$d_{50} = d_{50}^T \sqrt{\frac{(D / D_T) \rho_{q,T} / \rho_q (\mu / \mu_T) \omega_T / \omega}{2,8 / 0,6 * 1930 / 1,141 * (10 \cdot 10^6 / 22,2 \cdot 10^{-6}) * 3,5 / 3,4}} \quad (3.29)$$

$$d_{50} = 3,65 \cdot 10^{-3} \sqrt{2,8 / 0,6 * 1930 / 1,141 * (10 \cdot 10^6 / 22,2 \cdot 10^{-6}) * 3,5 / 3,4} = 0,250$$

Определение параметра X

$$X = \frac{\lg d_m / d_{50}}{\sqrt{\lg^2 \sigma \eta + \lg \sigma \chi}} \quad (3.30)$$

$$X = \frac{\lg 15 / 0,250}{\sqrt{0,352 + 0,468}} = 2$$

Объем газа при нормальных условиях

$$V_1 V_2^{H,y} = 17,76 * 273 / (273 + 180) = 10,70305 \text{ м}^3/\text{сек}$$

$$V_2 = V_1 * 273 / (273 + t) \quad (3.31)$$

где V_1 – расход газа на один скруббер, t – температура газа на входе в скруббер

Количество газа

$$B_2 Q = B_1 / 22,4 * 29 \quad (3.32)$$

$$Q_2 = V_2^{H,y} / 22,4 * 29 \quad (3.33)$$

$$Q_2 = 10,70305 / 22,4 * 29 = 13,85662 \text{ кг/сек}$$

Количество паров воды в дымовых газах

$$Q_{п.воды} = 0,265 * 3,4 * B^{cp} / 22,4 * 18/4 \quad (3.34)$$

$$B_3 = 0,265 * 3,4 * 5,17 / 22,4 * 18/4 = 0,995793 \text{ кг/сек}$$

Влагосодержание

$$d = \frac{B_3}{B_2 - B_3} \text{ или } d = \frac{Q_{п.воды}}{Q_2 - V_2} \quad (3.35)$$

$$d = \frac{0,935793}{13,85662 - 10,70305} = 0,072425 \text{ кг/кг}$$

Эффективность двухступенчатой золоулавливающей установки

$$(1 - x) = (1 - x_1) (1 - x_2) \quad (3.36)$$

$$G_{зола}^{вых} = G_o (1 - x)$$

$$X = \frac{G^o - G}{G^o} \quad (3.37)$$

$$(1 - x) = (1 - 0,85) (1 - 0,97) = 0,003$$

$$G_{зола}^{вых} = 100 (1 - 0,003) = 99,7 \%$$

X – остаточная запыленность дымовых газов после скруббера

$$X = \frac{100 - 99,7}{100} = 0,003$$

t – температура уходящих дымовых газов

$$t'' = (0,133 - 41 * m'') t'_2 + 35$$

$$t'' = (0,133 - 41 * 0,00013) * 180 + 35 = 57,98$$

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

В поисках путей достижения устойчивого развития системы жизнедеятельности человека, важную роль должны играть рынки капитала. Требуются большие капитальные вложения в проекты и предприятия, учитывающие экологические аспекты и проблемы равновесного экологического состояния. Основным источником средств для этих вложений являются рынки капитала. Структура и функционирование рынков капитала влияют на наличие финансовых средств, инвестиционную деятельность, а отчасти и на то, каким образом предприниматель, ищущий инвесторов, оценивает текущие и будущие показатели работы своего предприятия.

Для достижения устойчивого развития экономики необходимы коренные реформы, т. е. там, где показатели производства и потребления наиболее высоки, где самый высокий уровень загрязнения отходами и самые большие возможности для проведения реформ. По мере того, как страны будут учитывать экологические издержки в себестоимости производимой продукции, принцип «загрязнитель платит» начнет осуществляться на практике, будут меняться критерии, по которым рынки капитала оценивают возможности различных компаний, гармонично воплощающих в жизнь концепцию экологического равновесия. При сжигании в котлах твердого топлива станция должна воплощать концепции экологического равновесия. На предприятии возникнут необходимые мероприятия по снижению опасных и вредных выбросов в атмосферу. Предлагаю включить в схему очистки дымовых газов двухступенчатую очистку от золы и пыли. Предлагаемая установка состоит из:

- трубы Вентури

- центробежного испарителя скруббера температуру марки дымовых МП ВТИ.

Целью данного года раздела является уменьшение обоснование зола целесообразности тогда проведения исследовательских работ.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные целевые рынки для нашего исследования [42].

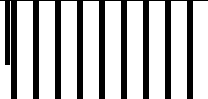

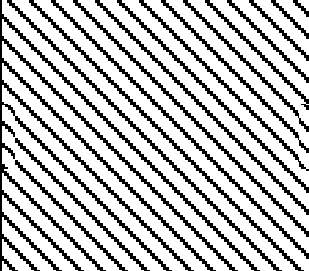
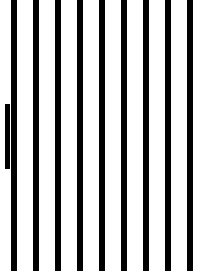
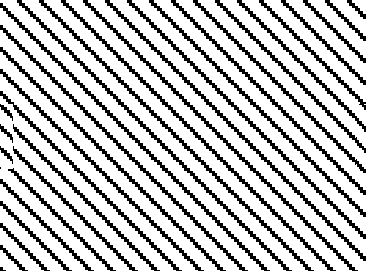

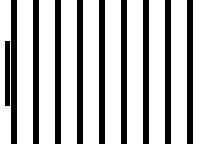

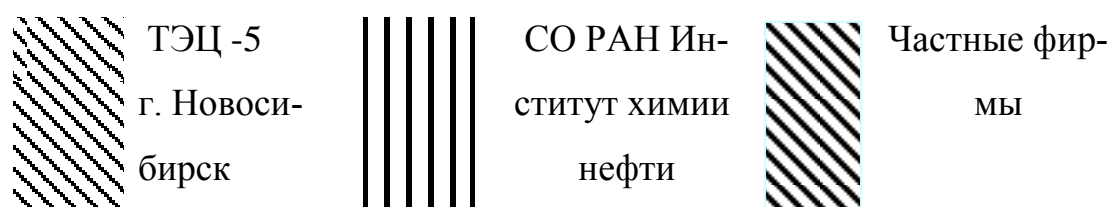
Потребитель	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
ТЭЦ			
Исследовательские центры университетов			
Научные центры			

Рисунок 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг



В приведенном примере карты сегментирования показано, какие ниши на рынке услуг по исследованию способов переработки отходящих дымовых газов и заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок.

Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования было выбрано исследование способов переработки отходящих дымовых газов.

4.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

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

Данный анализ проводим с помощью оценочной карты, которая отражена в табл. 4.2.

Таблица 4.2–Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособнос		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Теоретические критерии разработки							
1. Точность исследования	0,3	5	5	4	1,5	1,5	1,2
2. Длительность определения	0,3	5	5	4	1,5	1,5	1,2
Экономические критерии оценки эффективности							
3. Затраты на определение	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Срок эксплуатации	0,2	5	4	3	1	0,8	0,6

5. Послепродажное обслуживание разработки	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
Итого:	1				5,0	4,5	3,8

Б_{к1} - ТЭЦ -5 г. Новосибирск, Б_{к2}- Ново-Кемеровская ТЭЦ г. Кемерово.

Итогом данного анализа, действительно способным заинтересовать партнеров и инвесторов, может стать выработка конкурентных преимуществ, которые помогут создаваемому продукту завоевать доверие покупателей посредством предложения товаров, заметно отличающихся либо высоким уровнем качества при стандартном наборе определяющих его параметров, либо нестандартным набором свойств, интересующих покупателя.

Рассматриваемые в проекте решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности в сравнении с конкурентами.

4.3. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта[42].

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табл. 4.3.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта.

Таблица 4.3 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Систематическое повышение уровня квалификации.</p> <p>С2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</p> <p>С3. Наличие постоянного потребителя</p> <p>С4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</p> <p>Сл2. Устаревшее оборудование.</p> <p>Сл3. Высокая степень износа оборудования.</p> <p>Сл4. Повышение цен у поставщиков.</p> <p>Сл5. Высокий уровень цен</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Спрос на новые способы переработки, в силу истощения запасов</p> <p>В2. Небольшое количество конкурентов.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1. Эффективное использование ресурсов производства.</p> <p>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p> <p>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p>

	(пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3.Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта.	3.Модернизация оборудования. 4.Внедрение технологии
Угрозы: У1.Увеличение уровня налогов. У2.Повышение требований к качеству продукции.	Сильные стороны и угрозы: 1.Применение оптимальной налоговой политики. 2.Внедрение менеджмента качества. 3.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1.Понижение цен на оборудование 2.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.

Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно- исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данные соответствие или несоответствие помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта (табл. 4.4-4.7).

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	+	-
	B2	-	+	+	-

Таблица 4.5– Интерактивная матрица проекта

Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	В1	-	+	-	-	-
	В2	+	+	-	-	-

Таблица 4.6– Интерактивная матрица проекта

Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	+	+
	У2	+	+	-	-

Таблица 4.7– Интерактивная матрица проекта

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	+	-	-	-
	У2	-	+	+	-	-

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа, (табл. 4.8).

Таблица 4.8 – Итоговая матрица SWOT

<p>?</p>	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Систематическое повышение уровня квалификации.</p> <p>С2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</p> <p>С3. Наличие постоянного потребителя</p> <p>С4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</p> <p>Сл2. Устаревшее оборудование.</p> <p>Сл3. Высокая степень износа оборудования.</p> <p>Сл4. Повышение цен у поставщиков.</p> <p>Сл5. Высокий уровень цен</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Спрос на новые способы переработки, в силу истощения запасов</p> <p>В2. Небольшое количество конкурентов.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1. Эффективное использование ресурсов производства.</p> <p>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщи-</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p> <p>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p> <p>3. Модернизация оборудования.</p>

	ков). 3.Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта.	4.Внедрение технологии
Угрозы: У1.Увеличение уровня налогов. У2.Повышение требований к качеству продукции.	Сильные стороны и угрозы: 1.Применение оптимальной налоговой политики. 2.Внедрение менеджмента качества. 3.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Понижение цен на оборудование 2.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

4.4 Планирование научно-исследовательских работ. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке: определение структуры работ в рамках научного исследования; определение участников каждой работы; установление продолжительности работ; построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. Формируется рабочая группа, в состав которой входят дипломник, научный руководитель,

консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР.

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 4.9 [42].

Таблица 4.9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Дипломник
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Дипломник
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Дипломник, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
	10	Сбор информации по охране	Дипломник

Разработка технической документации и проектирование		труда	
	11	Оформление результатов по охране труда	Дипломник
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Дипломник
	13	Оформление экономической части работы	Дипломник
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Дипломник, руководитель

4.5. Определение трудоемкости работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность работ внесена в табл. 4.10.

4.6. График проведения научного исследования

Календарный план-график проведения исследования представлен в табл. 4.10. График проведения научного исследования приведен в табл. 4.11.

Таблица 4.10 – Календарный план проекта

№ работы	Наименование работы	Исполнители	Продолжительность работ			$\tau_{Рi}$ (дн)
			t_{\min} (дн)	t_{\max} (дн)	$t_{ож}$ (дн)	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	1	1	1
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	2	2	2	2
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник	1 2	1 5	1 3	1 3
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Дипломник	1 4	1 10	1 7	1 7
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Дипломник	3	8	6	6
6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Дипломник	1 3	1 5	1 4	1 4
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретиче-	Дипломник	3	5	4	4

	скими данными					
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6	6	6	6
9	Определение целесообразности проведения КР	Руководитель, Дипломник	10 3	12 5	11 4	11 4

№ работы	Наименование работы	Исполнители	Продолжительность работ			$\tau_{\text{Рi}}$ (дн)
			t_{min} (дн)	t_{max} (дн)	$t_{\text{ож}}$ (дн)	
10	Сбор информации по охране труда	Дипломник	3	5	4	4
11	Оформление результатов по охране труда	Дипломник	3	5	4	4
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Дипломник	2	4	3	3
13	Оформление экономической части работы	Дипломник	2	4	3	3
14	Составление пояснительной записки	Руководитель,	1	1	1	1
		Дипломник	9	14	12	12
	Всего дней	Руководитель, Дипломник				22 56



Таблица 4.11 – График проведения научного исследования

№ работ	Наименование работ	Исполнители	$T_{\text{ТР}}$	Продолжительность выполнения работ							
				апрель			май			июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	+							
2	Подбор и изучение мате-	Дипломник	2	+							

3	Выбор направления исследований	Руководи-	1	+					
		Дипломник	3	+					
4	Календарное планирование работ по теме	Руководи-	1	+					
		Дипломник	7	+	+				
5	Проведение теоретических исследований, изучение	Дипломник	6		+				
6	Построение и проведение экспериментов	Руководи-	1		+				
		Дипломник	4		+	+			
7	Сопоставление результатов экспериментов с тео-	Дипломник	4			+			
8	Оценка эффективности	Руководи-	6			+	+		

Окончание табл.4.11

№ работ	Наименование работ	Исполнители	T _{тр}	Продолжительность выполнения работ						
				апрель			май			Июнь
				1	2	3	1	2	3	1
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководи-	11				+	+		
		Дипломник	4					+		
10	Сбор информации по ох-	Дипломник	4					+		
11	Оформление результатов	Дипломник	4					+	+	
12	Подбор данных для выполнения экономической	Дипломник	3						+	
3	Оформление экономической	Дипломник	3						+	
14	Составление пояснительной записки	Руководи-	1						+	
		Дипломник	12						+	+

 – руководитель
 – дипломник

4.7. Бюджет научного исследования. Расчет материальных затрат НТИ

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расxi}, \quad (4.3)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расxi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в табл. 4.12.

Таблица 4.12–Материальные затраты

Наименов. затрат	Ед. изм	Количество			Цена за ед.,тыс руб			Затраты на материалы, руб.		
		Исп 1	Исп 2	Исп 3	Исп 1	Исп. 2	Ис п.3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Скруббер с трубой Вентури	шт	0,8	0,9	0,9	283	290	310	136	162	166,5

Окончание табл.4.12

4.8. Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.4)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (4.5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 4.13);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.6)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 4.13).

Таблица 4.13 –Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник	Консультант ЭЧ	Консультант СО
Календарное число дней	140	140	140	140
Количество нерабочих дней				
выходные дни:	16	16	16	16
праздничные дни:	6	6	6	6

Окончание табл.4.14

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник	Консультант ЭЧ	Консультант СО
Потери рабочего времени				
отпуск:	0	0	0	0
невыходы по болезни:	0	0	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	118	118	118	118

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (4.7)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска) [42].

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 4.15.

Таблица 4.15 – Расчёт основной заработной платы

Категория	$Z_{тс}$, руб.	k_{∂}	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель							
ППСЗ	25420	0,35	1,3	54526	1848	7,7	14229,6
Дипломник							
ППС1	13542	0,35	1,3	29048	985	35,8	35263,0
Консультант ЭЧ							

Окончание табл.4.15

Категория	$Z_{тс}$, руб.	k_{∂}	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
ППСЗ	20652	0,35	1,3	44299	1502	3,6	5407,2
Консультант СО							
ППСЗ	20652	0,35	1,3	44299	1502	3,6	5407,2

Общая заработная исполнителей работы представлена в табл. 4.16.

Таблица 4.16 – Общая заработная плата исполнителей

Исполнитель	$Z_{осн}$, руб.	$Z_{дон}$, руб.	$Z_{зн}$, руб.
Руководитель	14229,6	2845,9	17075,5
Дипломник	35263,0	7052,6	42315,6

Консультант ЭЧ	5407,2	1081,4	6488,6
Консультант СО	5407,2	1081,4	6488,6

4.9.Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (4.8)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

4.10. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4.9)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1% [43].

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в табл. 4.17.

Таблица 4.17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	14229,6	2845,9
Дипломник	35263,0	7052,6
Консультант ЭЧ	5407,2	1081,4
Консультант СО	5407,2	1081,4
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого:	21710,5	

4.11. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование графических

материалов, оплата услуг связи, электроэнергии, транспортные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.10)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.12. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.18.

Таблица 4.18 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
• Материальные затраты НИИ	354,9	424,2	428,925	Таблица 4.11
• Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	558728	424756	516257	Таблица 4.12
• Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	60307	60307	60307	Таблица 4.14
• Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12061,3	12061,3	12061,3	Таблица 4.15

Окончание табл.4.17

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
• Отчисления во вне-бюджетные фонды	21710,49	21710,49	21710,49	Таблица 4.16
• Накладные расходы	104505,870 4	83081,438	97722,354	16 % от суммы ст. 1-5
• Бюджет затрат НТИ	757667,560 4	602340,43	708487,07	Сумма ст. 1-6

Таким образом, как видно из табл.4. 17 основные затраты НТИ приходятся на специальное оборудование.

4.13. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.10)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное уде-

шевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля) [40].

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом [42]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.11)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта [40]

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп 2	Исп 3
1. Точность исследования	0,3	5	5	4
2. Длительность определения	0,3	5	5	4
3. Затраты на определение	0,1	5	4	4
4. Срок эксплуатации	0,2	5	4	3
5. Послепродажное обслуживание разработки	0,1	5	3	4
ИТОГО	1	5	4,5	3,8

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 = 5$$

$$\text{Исп.2} = 5 * 0,3 + 5 * 0,3 + 4 * 0,1 + 4 * 0,2 + 3 * 0,1 = 4,5$$

$$\text{Исп. 3} = 4 * 0,3 + 4 * 0,3 + 4 * 0,1 + 3 * 0,2 + 4 * 0,1 = 3,8$$

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.12)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Интегральный показатель эффективности исполнения определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{I_{ri}}{I_{\text{ф}}}, \quad (4.13)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а}}}, \quad (4.14)$$

Таблица 4.20 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп 2	Исп3	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,79	0,94	1,00
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,50	3,80	5,00
3	Интегральный показатель эффективности	5,66	4,06	5,00

4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,88	1,23	1,00
---	--------------------------------------------------	------	------	------

В результате выполнения поставленных задач по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- в результате проведения SWOT–анализа были выявлены сильные и слабые стороны проекта, проведена оценка надежности и возможностей проекта;
- данный технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности и экономичности технологических процессов;
- при планировании технико-конструкторских работ был разработан график занятости для исполнителей;
- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальный бюджет затрат на реализацию технического проекта;
- на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран базовый вариант: исследование свойств нефтяных смесей различного состава для нефтяных компаний.

5. Социальная ответственность

5.1 Производственная санитария. Химические вещества.

Используемое сырье, на ТЭЦ является смесью углеводородов предельного и ароматического ряда. Природный газ является вредным веществом, для которого должно выполняться условие: концентрация вещества в воздухе рабочей зоны к его ПДК не должно превышать единицу

ПДК – концентрация вредного вещества, которая при ежедневной работе в течение 8 ч и не более 40 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не должна вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья.

Общие положения и область применения. Гигиенические нормативы предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест разработаны в соответствии с [25]. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит контролю в соответствии с требованиями нормативно-методических документов, утверждаемых в установленном порядке (табл. 5.1).

Таблица 5.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов

Наименование вещества	Предельно допустимые концентрации вещества, мг/м ³		Класс опасности
	Максимальная разовая	среднесуточная	
Азота диоксид	0,085	0,04	2
Азот II оксид	0,4	0,06	3
Бензапирен	–	0,1 мкг/100м ³	1
Зола сланцевая	0,3	0,1	3
Сера диоксид	0,5	0,05	3
Углерод окись	5	3	4

Контролю на ТЭЦ-3 подлежат:

- вредные газы (NH_3 , SO_2 , пары углеводородов нефти и другие)
- горючие газы (метан, водород и другие)
- инертные газы (азот, углекислый газ)

Вредные газы определяются в воздухе рабочей зоны. Содержание вредных газов регламентируются предельно допустимой концентрацией (ПДК). Содержание горючих газов в воздухе ограничивается пределом распространения пламени – самый важный показатель. Из горючих газов подлежат контролю, на ТЭЦ-3 используются метан и водород. Метан используется как основное котельное топливо, а водород – для охлаждения статора генератора. Объем и периодичность химического контроля газов определяется графиками, утвержденными техническим директором ТЭЦ-3.

5.2. Микроклимат рабочего места

Микроклиматом производственных помещений называются метеорологические условия внутренней среды этих помещений, которые определяются в результате действия на организм человека различных сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха, радиации и теплового излучения. [26].

В производимых целях расход профилактики ктябрь неблагоприятного наличия воздействия основные микроклимата подлежат используются куба следующие пока защитные определяем мероприятия:

- системы образования местного извлечения кондиционирования газа воздуха
- воздушное прямых душирование
- спецодежда наличия и другие показатели средства высота индивидуальной пература защиты

5.2.1 Освещение

Одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих установок. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость. С увеличением освещенности до известных пределов увеличивается острота зрения.

Работы, проводимые при эксплуатации теплоэнергетического оборудования, ведении водно-химического режима оборудования ведутся в цехах, в химических лабораториях с естественным и искусственным освещением. Нормирование естественного освещения промышленных зданий сводится к нормированию коэффициента естественного освещения (КЕО).

Выбор параметров освещенности производится в соответствии с [27]. Характер работ, производимых в операторном помещении, сводится к отслеживанию параметров процесса и относится к зрительным работам IV категории подряда а (работы средней точности). Согласно, КЕО должен составлять не менее 1,5%, а освещенность в помещении – не менее 300 лк. В помещениях, в которых недостаточно естественного света, и для освещения помещений и оборудования в темное время суток, предусмотрено искусственное освещение. По функциональному назначению искусственное освещение подразделяется на рабочее, дежурное и аварийное. Рабочее оборудование оснащено взрывозащитными светильниками типа НОБ-300.

5.2.2 Средства индивидуальной защиты персонала

Специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты выдаются рабочим и служащим в соответствии с установленными нормами и сроками носки. СИЗ должны соответствовать характеру и условиям их работы и обеспечивать безопасность труда. Во время работы рабочие и служащие обязаны пользоваться выданной им спецодеждой, специальной обувью

(табл. 5.2 и 5.3) и другими средствами индивидуальной защиты. Администрация предприятия обязана следить за тем, чтобы рабочие и служащие во время работы действительно пользовались выданными средствами индивидуальной защиты, и не допускать к работе рабочих и служащих без них, а также в неисправной, неотремонтированной, загрязненной специальной одежде и специальной обуви или с неисправными средствами индивидуальной защиты.

Таблица 5.2 – Перечень СИЗ и сроки эксплуатации работников оперативного персонала химического цеха

Наименование профессий и должностей	Наименование СИЗ	Срок носки в месяцах
Аппаратчик химводоочистки	Комбинезон хлопчатобумажный	12 Дежурный
	Фартук прорезиненный	12
	Сапоги резиновые	3
	Перчатки резиновые	1
	Рукавицы комбинированные	
Лаборант (всех наименований), техник, препаратор, занятые в химических и технологических лабораториях	Халат хлопчатобумажный	18
	Фартук прорезиненный	Дежурный
	Перчатки резиновые	Дежурные
	Очки защищенные	До износа

Таблица 5.3 – Перечень СИЗ для персонала других цехов

Наименование профессии	Наименование СИЗ	Технические требования
------------------------	------------------	------------------------

Машинисты котельных установок	Костюм лавсано-вискозный Ботинки кожаные	ГОСТ12.4.111-82 ГОСТ12.4.137-84
Дежурные электромантеры	Костюм лавсано-вискозный Ботинки кожаные Галоши диэлектрические Перчатки диэлектрические	ГОСТ.12.4.111-82 ГОСТ12.4.137-84 ГОСТ13385-78 ГОСТ4997-75

Нормы выдачи СИЗ принимаются в соответствии с [28].

Для защиты персонала от воздействия шума при обслуживании оборудования с повышенными шумовыми характеристиками предусматриваются наушники.

5.3 Техника безопасности процесса и аппаратов

5.3.1 Электробезопасность

Электробезопасность на станции в соответствии с [29] обеспечивается:

- конструкцией электроустановок
- техническими способами и средствами защиты
- организационными и техническими мероприятиями

Для обеспечения электробезопасности применяются отдельно или в сочетании один с другим следующие технические способы и средства:

- защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей
- зануление – это преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей
- защитное отключение – это быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения током
- выравнивание потенциала – это метод снижения напряжения прикосновения и шага между точками электрической цепи

- малое напряжение – это номинальное напряжение не более 12 В, применяемое в цепях для уменьшения опасности поражения электрическим током
- изоляция токоведущих частей; исправность изоляции – основное условие, обеспечивающее безопасность эксплуатации и надежность электроснабжения электроустановок
- оградительные устройства
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности
- электрозащитные средства – перевозимые и переносимые изделия
- служащие для защиты людей от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках выполняется целый комплекс организационных мероприятий:

- организуется инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверка знаний правил безопасности и инструкций
- допуск к проведению работ оформляется заполнением соответствующего наряда

5.3.2 Молниезащита

Разряды атмосферного электричества способны вызвать взрывы, пожары и разрушения зданий и сооружений, что приводит к необходимости обеспечения системой молниезащиты. Молния способна воздействовать на здания и оборудование прямыми ударами (первичное воздействие), которое вызывает непосредственное повреждение и разрушение, и вторичными воздействиями – посредством явлений электростатической и электромагнитной индукции. Канал главного разряда молнии имеет температуру 2000 °С и выше, вызывающую пожары и взрывы в зданиях и сооружениях. Здания и сооружения подлежат молниезащите в соответствии с [30]. На станции предусмотрена защита зданий, сооружений, оборудования, трубопроводов от прямых попаданий ударов молнии путем присоединения корпусов установок, отдельных емкостей и аппаратов к заземляющему устройству и установкой молниеприемников.

5.3.3 Пожаровзрывобезопасность

Производственные здания, сооружения и установки в зависимости количества пожаровзрывоопасных свойств находящихся в них веществ и материалов и с учетом особенностей технологических процессов размещенных в них производств подразделяются на ряд категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

На станции во всех помещениях предусмотрена пожарная сигнализация. Сигналы от датчиков пожарной сигнализации подаются на щиты управления. В качестве датчиков используются пожарные извещатели взрывозащищенные. Для тушения пожаров или возгораний на установке применяются следующие средства пожаротушения:

- ручные порошковые огнетушители ОП-5, ОП-10, ОП-50
- углекислотные огнетушители ОУ-6
- пожарные ящики с песком в комплекте
- пожарные рукава

На территории установки установлены пожарные щиты, укомплектованные огнетушителями ОП-5, ОП-10, ОУ-6, кошмой, лопатами.

5.4 Охрана окружающей среды

5.4.1 Защита атмосферы

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу являются: неплотности оборудования; дыхательные трубы емкостей; оборудование для сжигания топлива. Выбросы от источников выделения вредных веществ подразделяются на организованные и неорганизованные. Организованные выбросы: дымовая труба; вентиляционные выбросы из помещения насосной. Неорганизованные выбросы: от неплотностей оборудования, арматуры, приборов КИП, находящихся вне помещений. Из источников предприятия в атмосферу поступают загрязняющие вещества, дымовые газы от сгорания топлива, в том числе: азота диоксид; азота оксид; углерода оксид; серы диоксид.

С целью охраны воздушного бассейна на станции выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы вредных веществ в атмосферу:

- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное
- помещение котло-турбинного цеха и газо-распределительного пункта снабжено системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией на щит управления
- высота факелов выбрана с учетом нормативной тепловой нагрузки и рассеивания вредных веществ при выбросе

5.4.2 Защита гидросферы

В целях охраны поверхностных и подземных вод приняты инженерно-технические решения, направленные на минимизацию негативного воздействия от проектируемого строительства: защита объекта от пожара обеспечивается системами автоматического, стационарного и передвижной техникой противопожарного водоснабжения; все производственные и дождевые стоки по закрытой системе канализации собираются в дренажные емкости и, смешиваясь с пластовой водой, подаются на очистные сооружения пластовой воды, на сетях самотечной канализации производственно-дождевых стоков устраиваются колодцы с гидрозатворами (арматурой).

5.4.3 Защита литосферы

Источниками загрязнения почв в процессе эксплуатации оборудования химического цеха, масло-мазутного хозяйства (ММХ) являются аварийные разливы нефтепродуктов и химических реагентов, загрязненные производственно-дождевые стоки, твердые бытовые отходы.

С целью исключения загрязнения почвы, грунтовых вод предусматриваются следующие мероприятия:

-размещение всех резервуаров на площадке ТЭЦ в самостоятельной зоне устройство в пониженных местах дождеприёмных колодцев, через которые осуществляется сбор загрязненных производственно-дождевых стоков

в канализационные сети

-размещение функционально технологических блоков по степени вредности выделяемых веществ и категорий пожарной опасности с учетом розы ветров

-обвалование резервуаров для хранения ЛВЖ и ГЖ

С целью предотвращения деформации при тепловом удлинении трубопроводов установлены П-образные компенсаторы, а также используются местные повороты трассы для естественной компенсации. Для защиты подземных участков внутриплощадочных трубопроводов от коррозии наружная поверхность труб покрыта антикоррозионной изоляцией. Ревизию технологических трубопроводов следует производить в зависимости от их технического состояния, но не реже одного раза в 3 года.

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

5.5.1 Техногенные аварии

Процессы на станции относятся к повышенно-опасным с применением легковоспламеняющихся жидкостей, горючих газов, химических реагентов, и необходима бесперебойная работа оборудования. Исходя из этого, к надежности работы всего оборудования предъявляются жесткие требования. Для обеспечения безопасной работы производства предусмотрено следующее:

-аппараты, трубопроводы, арматура выполнены герметичными

-обеспечение отсутствия постоянных выбросов в атмосферу

-исполнение электрооборудования по взрывозащите соответствует категории и группе взрывоопасной смеси

-для предотвращения ожогов выполнена изоляция оборудования и трубопроводов

-в соответствии с нормами и в зависимости от характеристики помещений и наружных установок выполнено рабочее и аварийное освещение

-для обеспечения нормальных условий труда в помещениях выполнена вентиляция

Для обеспечения безопасной эксплуатации производства необходимо соблюдать следующее:

-при ведении технологического процесса должны строго выдерживаться нормы технологического режима, указанные в регламенте

-не допускается проведение ремонтных работ на работающем оборудовании

-не допускаются проведение ремонтных работ на трубопроводах и оборудовании, работающих под давлением

Для исключения возможности возникновения аварий, взрывов, пожаров, загазованности рабочих помещений и территорий, несчастных случаев необходимо в процессе эксплуатации обеспечить:

-бесперебойную работу приточно-вытяжной вентиляции

-бесперебойную работу системы сигнализации и блокировок, контрольно-измерительных и регулирующих приборов

-исправное состояние заземления оборудования и трубопроводов от статического электричества контроль содержания углеводородов в воздухе рабочей зоны помещений в соответствии с графиком отбора проб

-герметичность фланцевых соединений, аппаратов, трубопроводов и всей системы

5.5.2 Стихийные бедствия

Аварии также могут быть вызваны внешними воздействиями природного или техногенного характера. К ним относятся:

-грозовые разряды и разряды от статического электричества

-смерчи и ураганы

-снежные заносы и аномальное понижение температуры воздуха

-попадание оборудования в зону действия поражающих факторов аварий, происшедших на соседних сооружениях

Все вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения на объекте аварийных ситуаций различных масштабов. В случае стихийного бедствия проводят эвакуацию обслуживающего персонала, проводят спасательные и аварийно-восстановительные работы согласно плана ликвидации возможных аварий (ПЛВА).

Заключение

В дипломной работе дана сравнительная оценка выбросам при сжигании органических топлив на ТЭЦ-3.

Данная тема является актуальной, т. к., с каждым годом увеличивается энергопотребление, тем самым увеличивается и потребление энергоресурсов, что приводит к накоплению в атмосфере вредных газов, NO_x , CO , SO_3 , бенз(а)пирен, частицы золы и пыли. Представлены инновационно-технические направления в реализации вопроса предотвращения воздействия выбросов на окружающую среду при потреблении и использовании природных ресурсов.

Проведен сравнительный анализ по отходящим дымовым газам при сжигании экологически чистого топлива на ТЭЦ-3. В результате, расчетов установлено, что при сжигании природного газа в среднем 385116,0 т у.т. выбрасывается 54026,5 т. валовых выбросов в атмосферу, что входит в нормы ПДВ. При наращивании энергетической мощности станции, необходима модернизация оборудования. Для ТЭЦ-3 предложено строительство теплофикационного энергоблока на газе ПГУ-450Т и двух угольных конденсационных энергоблоков. С целью снижения воздействия вредных газов, золы и пыли на окружающую среду предложена установка по очистке дымовых газов – скруббер марки МП-ВТИ с коагулятором Вентури. Приведены экспериментальные расчеты, которые показали, что при сжигании твердого топлива и содержании расчетных валовых выбросов – 34053,5 т/год, КПД установки составил – 99,7 %, соответственно остаточная запыленность газа – 0,3 %. Плата предприятиям за выбросы без системы очистки составила 734194,3 руб/год, а с очисткой – 2202,5 руб/год. Двухступенчатая очистка дымовых газов эффективна, и экономия составит 731991,7 руб/год при себестоимости установки в 4261015,0 руб. Установка золоулавливающей системы окупится через 5 лет. Эксплуатационные затраты на обслуживание данной системы не превышают затраты на капиталовложение.

Список литературы

1. Трухний А.Д. Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2т/ под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 472с.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/Под ред. В.Я. Гиршфельда. – М: Энергоатомиздат,2000. – 328 с.
3. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций: Учебник для вузов/Елизаров Д.П. – М.: Энергоиздат, 1995. – 264 с.
4. Баскаков А.П., Берг Б.В., Витт О.К. и др. Теплотехника: Учебник для вузов/Баскаков А.П. – М.: Энергоиздат, 1999. – 159 с.
- 5.Ахмедов Р.Б.,Цирульников Л.М. Технология сжигания горючих газов и топлив: Издательство «Недра», 2002– 5 с.
6. Гапеев А.А., Твердые горючие ископаемые, М., 1949; Жемчужников Ю. А., Гинзбург А.И., Основы петрологии углей, М., 1972; Энергетическое топливо СССР. Справочник, под ред. Т. А. Зикеева, М.,1998. – 235 с.
7. Торочешников Н.С., Родионов А.И., Кельцев Н.В., Клушин Н.В. Техника защиты окружающей среды: Учебное пособие для вузов – прогноз развития ВИЭ в России: Химия, 1999. – 368 с.
8. Буторина М.В.,Воробьев П.В., Дмитриева А.П. и др. Инженерная экология и экологический менеджмент /Под ред.Н.И.Иванова, И.М.Фадина. – М.: Логос,2002. – 528 с.
9. Пронин И.С. О пресс-конференции «Глобальная энергетическая безопасность и возобновляемые источники энергии для России, СНГ, и всего мира»//Безопасность жизнедеятельности. 2011. № 6 с. 50–53.
10. Пабат А.А, Экономические перспективы энергетических технологий XXI века // Энергия: экономика, техника, экология. 2007.№ 5 18–25 с.
11. Денисов Г.А. Техногенные отходы – энергетические консервы для отрасли строительных материалов//Строительные материалы, оборудование, технологии XXI в. 2008.Вып. 9. 56–58 с.

12. Алексеева Т.Е., Гольдина Т.М. Некоторые аспекты мониторинга состояния золошлакоотвалов ТЭС и объектов природной среды в зоне их воздействия//Теплоэнергетика. 2004. Вып. 12. 29 – 33 с.
13. Галченко Ю.П. Концепция экологической безопасности промышленного производства в условиях устойчивого развития//Экологические системы и приборы. 2000. № 5. 21–30 с.
14. Шейндлих Е.С. Новая энергетика М.: Наука, 2004 г. – 35 с.
15. Хрусталева Г.К. Современное состояние и тенденция потребления горючих сланцев России//В науч.-техн. Инф.сб. «Геологическое изучение и использование 2009. – 159 с.
16. Маковян А.К. Технология переработки природных энергоносителей.– Москва: 2004. 95–105 с.
17. Трубецкой К.Н., Галченко Ю.П., Бурцев А.И. Экологические проблемы освоения недр при устойчивом развитии природы и общества. – М.: Научтехлитиздат, 2003. – 260 с.
18. Саксена М, Флинтгофф У. Проектирование и экономические показатели захоронения CO₂//В ж. Нефтегазовые технологии. – №4, апрель 2007. – 84–87 с.
19. Небел В.И. Наука об окружающей среде. – М.: Мир, 2005. – 420 с.
20. Лисов О.М., Степанов В.Е. Энергетика, экология и альтернативные источники энергии//В ж. Экология промышленного производства.– М: ФГУБ «ВИМИ», 2006. Вып. 1. 47–55 с.
21. Краснянский М.Е. Энергетическая безопасность человечества в 21 веке//В ж. ЭПР – энергетика, промышленность, регионы. – М., 2006. – 43 с.
22. Справочник по пыле- и золоулавливанию/М.И. Биргер, А.Ю. Вальдберг, Б.И. Мягков и др.; под общ. ред. А.А. Русанова. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 312 с.
23. И.Е. Идельчик. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.; Госэнергоиздат, 1960. – 325 с.
24. И.Т. Гороловский, Ю.П. Назаренко, Е.Ф. Некряч. Краткий справочник по химии, М.: Энергоатомиздат, 1975 – 716 с.

25. И.В. Давиденко, Я.А. Кеслер Ресурсы цивилизации.– М.: ЗАО «Всеобщие исследования»; «Эскиммо», 2005 – 544с.
26. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30 марта 1999 г. N 52-ФЗ
27. СанПИН-2.2.1/2.1.11278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»
28. Технический регламент «О безопасности средств индивидуальной защиты» с изменением 8, 20 № 4 391 с.
29. Технический регламент «О требованиях пожарной безопасности» № 123 – ФЗ от 22 июля 2008 года
30. СО 153-34.21.122-2003 ИНСТРУКЦИЯ по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

Приложение А

Таблица А.1 – Режимная карта для котлоагрегата Е-160-24 при сжигании мазута

Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Нагрузка котла, т/ч				
			80	100	120	140	160
Пароводяной тракт							
Давление перегретого пара за котлом	$P_{пе}$	кгс/см ²	20–24				
Температура перегретого пара	$t_{пе}$	°С	250–270				
Давление пара в барабане	$P_б$	кгс/см ²	23	25	26	28	30
Температура питательной воды	$t'_{вэ}$	°С	110				
Температура воды за экономайзером	$t''_{вэ}$	°С	190–215				
Топливный тракт							
Расход мазута	$Q_{маз}$	т/ч	5	6	7	9	10
Давление мазута перед форсункам	$P_м$	кгс/см ²	18–22				
Количество работающих форсунок	$n_ф$	шт	6	7–8	9	10–11	12
Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах							
Расход воздуха на котёл ×10 ³	$Q_ф$	м ³ /ч	55	80	95	120	140
	$Q_{пр}$	нм ³ /ч	51	75	86	110	134
Перепад давлений на ВП	$\Delta P_{ВП}$	кгс/м ²	40	49	58	70	82

Содержание O ₂ и избыток воздуха в контрольном сечении	O ₂	%	4	4	3	3	3
	α _{КС}	—	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Давление воздуха перед горелками (среднее)	P' _{гор}	кгс/м ²	15	20	25	35	45
Ток потребляемый эл./двигателем дутьевого вентиляторов	I _{дв.}	А	25	28	30	32	34
Газовый тракт							
Температура газов в поворотной камере	T _{ПК}	°С	510	530	560	580	600
Температура уходящих газов за котлом (приведённая)	T _{ух}	°С	122	125	129	134	140
Экономические и экологические показатели котла							
Потери тепла с уходящими газами	q ₂	%	5	5	5	5	6
Содержание NO _x в дымовых газах (приведённое к α = 1,4)	NO _x	мг/нм ³	215	233	268	282	293

Таблица В.2 – Режимная карта для котлоагрегата Е-160-24 при сжигании газа

Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Нагрузка котла, т/ч				
			80	100	120	140	160
Пароводяной тракт							

Давление перегретого пара за котлом	$P_{пе}$	кгс/см ²	18–24				
Температура перегретого пара	$t_{пе}$	°С	265–275				
Давление пара в барабане	$P_б$	кгс/см ²	25	27	28	29	32
Температура питательной воды	$t'_{вэ}$	°С	104-110				
Температура воды за экономайзером	$t''_{вэ}$	°С	202–219				
Топливный тракт							
Расход газа, ×10 ³	$Q_{газ}$	нм ³ /ч	6,5	8,9	9,9	10,7	12,5
Давление газа перед горелками	$P_{г. гор}$	кгс/см ²	0,2–0,39				
Количество работающих горелок	n	шт	3	4	4	4	4
Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах							
Расход воздуха на котёл ×10 ³	$Q_ф$	м ³ /ч	67	94	120	130	155
	$Q_{пр}$	нм ³ /ч	60	89	110	115	148
Перепад давлений на ВП	$\Delta P_{ВП}$	кгс/м ²	25	40	55	60	77
Содержание O ₂ и избыток воздуха в контрольном сечении	O ₂	%	2,0	1,2	1,2	1,0	1,0
	$\alpha_{кк}$	—	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Давление воздуха перед	$P''_{ВП}$	кгс/фм ²	45	75	110	122	175

ВП							
Давление воздуха перед горелками (среднее)	$P'_{гор}$	кгс/м ²	20	35	55	62	98
Ток потребляемый эл./двигателем дутьевого вентилятора	$I_{дв.}$	А	28	30	32	33	35
Газовый тракт							
Температура уходящих газов	$T_{ух}$	°С	110	121	125	126	130
Ток, потребляемый эл./двигателемдымососа	$I_{дс.}$	А	33	34	35	36	36
Экономические и экологические показатели котла							
Потери тепла с уходящими газами	q_2	%	4	5	5	5	5
КПД брутто котла	η	%	94	94	94	94	93
Содержание NO _x в дымовых газах (приведённое к $\alpha=1,4$)	NO _x	мг/нм ³	141	178	194	205	266

Приложение Б

Таблица Б.1 – Перечень и количество вредных веществ, разрешённых к выбросу в атмосферный воздух

Наименование вр,0079ед	Клас с опас	Разрешённый выброс вредного вещества в пределах утверждённых нормативов ПДВ					
		г/сек	т/год	С разбивкой по годам, т			

ного вещества	ности			2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Бенз(а)пирен	1	5,2	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Азота диоксид	3	216,3	4565,0	4565,0	4565,0	4565,0	4565,0	4565,0
Азота оксид	3	35,1	741,6	741,6	741,6	741,6	741,6	741,6
Ангидрид сернистый	3	785,1	395,1	395,1	395,1	395,1	395,1	395,1
Сероводород	2	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Углерода оксид	4	321,5	6558,0	6558,0	6558,0	6558,0	6558,0	6558,0
Железа оксид	3	0,0374	0,0730	0,0730	0,0730	0,0730	0,0730	0,0730
Фториды газообразные	2	0,00219	0,0048	0,0048	0,0048	0,0048	0,0048	0,0048
Фториды неорганические	2	0,005	0,0079	0,0079	0,0079	0,0079	0,0079	0,0079

Приложение В

Рисунок В.1 –Скруббер марки МП-ВТИ с коагулятором Вентури

