

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

Институт Энергетический  
 Направление подготовки Энергетическое машиностроение  
 Кафедра Парогенераторостроение и парогенераторные установки

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Проект котельной установки паропроизводительностью 210 т/ч с котлом типа Е взамен отработавшего ресурс оборудования Артемовской ТЭЦ.

УДК 621.181:621.311.22:697.34(571.61)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5В31	Хапов Никита Владиирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Кулеш Р.Н.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Извеков В.Н.	к.т.н.		

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Подпись и дата	
Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

ФЮРА.311233.001 ПЗ

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ПГС и ПГУ	Заворин А.С.	д.т.н., профессор		

Томск – 2017

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Изм		Лист		№ докум.		Подп.		Дата	

ФЮРА.311233.001 ПЗ

Лист

8

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5В31	Хапову Никите Владиировичу

<b>Институт</b>	<b>ЭНИН</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ПГС и ПГУ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Энергетическое машиностроение

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Проектирование парового котла типа Е паропроизводительностью 210 т/ч.</i>
<i>2. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)</i>	<i>1. Кабинет проектирования - вредные производственные факторы: шум, освещенность, продукты сгорания органического топлива, микроклимат; -опасные производственные факторы: падение человека с высоты, термический ожог острым паром, отравление продуктами сгорания органического топлива, поражение электрическим током; -воздействие на окружающую среду дымовых газов, золы и шлака; -чрезвычайные ситуации: взрыв котельного агрегата, землетрясение, пожар.</i>
<i>3. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	<i>2. СанПиН 2.2.4.1191–03. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. ГН 2.2.5.1313–03. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ.</i>

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

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды</i>	<i>1. Основные вредные факторы: Шум, освещение, микроклимат, электромагнитное поле, продукты сгорания органического топлива.</i>
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды</i>	<i>2. Анализ опасных факторов. падение с высоты. Термическое воздействие перегретым (острым) паром. Поражение электрическим током.</i>
<i>3. Охрана окружающей среды</i>	<i>3. Охрана окружающей среды. Выбросы в атмосферу – твердые частицы золы, оксиды серы, оксиды азота. При неполноте сгорания топлива – угарный газ, углеводороды, безапирен. В зонах воздействия золошлакоотвалов формируются неблагоприятные экологические ситуации из-за пылеобразования, а также вымывания компонентов золы, попадания их в почву и подземные воды, что, в свою очередь, оказывает негативное воздействия на население. Более того шлак радиоактивен.</i>
<i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях</i>	<i>Защита в чрезвычайных ситуациях. Перечень возможных ЧС на объекте. Разработка действий в результате возникшей</i>

Инв. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Подпись и дата
Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.311233.001 ПЗ

	ЧС и мер по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	- Специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ;
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	-

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5В31	Хапов Никита Владимирович		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
3		2	1	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5В31	Хапову Никите Владимировичу

<b>Институт</b>	<b>ЭНИН</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ПГС и ПГУ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Энергетическое машиностроение

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

1. <i>Стоимость ресурсов проектирования парового котла: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Примерный бюджет проекта – 9 млн. руб.; - Для проектирования парового котла формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. - В проектировании задействованы 2 человека: руководитель проекта, инженер-разработчик;
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Проект выполняется в соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность» - Минимальный размер оплаты труда (по 2017 году) составляет 7 500 руб.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- Отчисления на социальные нужды – 30%; амортизационные отчисления на капитальный ремонт и реновацию – 3,5%.

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

1. <i>Технико экономическое обоснование проекта</i>	<i>Анализ конкурентоспособности технических решений SWOT- анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета проектирования, монтажа и эксплуатации</i>	<i>Структура работ в рамках научного исследования Определение трудоемкости выполнения работ Разработка графика проведения научного исследования</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет капиталовложений в проектируемый котел Расчет годовых эксплуатационных расходов Окупаемость проекта</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Е.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.311233.001 ПЗ

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5B31	Хапов Н.В.		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
3		2	1	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.311233.001 ПЗ

Лист

12

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



Институт Энергетический  
 Направление подготовки 13.03.03 Энергетическое машиностроение  
 Кафедра Парогенераторостроения и парогенераторных установок

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Заворин А.С.  
 (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
5В31	Хапову Никите Владимировичу

Тема работы:

**ПРОЕКТ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 210 Т/Ч С  
 КОТЛОМ ТИПА Е ВЗАМЕН ОТРАБОТАВШЕГО РЕСУРС ОБОРУДОВАНИЯ  
 АРТЕМОВСКОЙ ТЭЦ**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы: 05.06.2017

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Объект проектирования – котельная установка с паровым котлом паропроизводительностью 210 т/ч.</li> <li>2. Параметры пара: Рп.п.=9,9 МПа, тп.п.=540°С.</li> <li>3. Температура питательной воды – тп.в.=225°С.</li> <li>4. Давление в барабане – Рб=11,3 Мпа.</li> <li>5. Основное сжигаемое топливо – Липовецкий Д (№119)</li> <li>6. Способ сжигания топлива: камерный, топка в газоплотном исполнении.</li> <li>7. Величина непрерывной продувки – р=3,0 %.</li> <li>8. За прототип принять котел – Е-220-9,8-540 ДТ (ОАО «Сибэнергомаш»).</li> </ol>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение (Обоснование необходимости разработки проекта котла (котельной установки). Актуальность проекта, методы и средства проектирования. Постановка цели и задач проекта.);</li> <li>2. Описание производственного объекта и место котла (котельной установки) в нем;</li> <li>3. Обоснования исходных данных, принятых технических решений и методов проектирования;</li> <li>4. Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева парового котла;</li> <li>5. Расчет вредных выбросов основных загрязняющих веществ;</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. (Экономические расчеты и технико-экономические показатели).</li> <li>7. Социальная ответственность.</li> </ol>

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<b>ФЮРА.311233.001 ПЗ</b>	Лист
						13

<i>работе).</i>	8. Заключение, в том числе на иностранном языке.
-----------------	--

<b>Перечень графического материала (формата А1)</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Чертежи общего вида котла – 3 листа; 2. Расчетная схема компоновки трактов (к аэрод. расчету) – 1 лист. 3. Техничко-экономические показатели – 1 лист.
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Основные разделы ВКР должны быть написаны на русском языке. Заключение переводится на иностранный язык.


**Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику**

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ПГС и ПГУ	Кулеш Роман Николаевич	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5В31	Хапов Никита Владимирович		

Инва. № подл.	Инва. № дубл.	Инва. №	Взам. инв. №	Подпись и дата
3	1	2		

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.311233.001 ПЗ



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 95 страниц, 12 источников, 12 таблиц, 6 рисунков, 3 приложения.

Ключевые слова: котельная установка, тепловой баланс котла, энтальпии воздуха и продуктов сгорания, пар, дымовые газы, излучение, конвекция, органическое топливо, выбросы, предельно допустимая концентрация.

Цель работы – проектирование котельной установки с котлом типа Е паропроизводительностью 210 т/ч для работы на каменном угле марки Д Липовецкого месторождения.

Задачи проекта заключаются в подборе наиболее целесообразной компоновки и расчете оптимальных размеров поверхностей нагрева парового котла, определении температур и тепловосприятий рабочего тела и газовой среды в поверхностях нагрева котла, обеспечивающих номинальную паропроизводительность котла при заданных номинальных параметрах пара, а также оценки возможности включения котла в существующий аэродинамический тракт станции.

При расчете парового котла осуществляется несколькими методами конструкторским и поверочным, в зависимости от поверхности нагрева.

Результатом работы являются расчеты, которые были получены в процессе проектирования, были определены нужные характеристики парового котла, произведен выбор необходимых тягодутьевых машин на основе определения производительности тяговой и дутьевой систем и перепада полных давлений в газовом и воздушном трактах, произведен расчет стоимости вырабатываемого пара, выявлен уровень опасных и вредных факторов рабочего места конструктора.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010, с использованием программы КОМПАС 3D-V14.

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Обозначения и сокращения:

	–	параллельно
3-аг	–	трехатомные газы
АВ	–	аэродинамический выступ
<u>Вдт</u>	–	внутренний диаметр трубы
ВО	–	выходное окно
<u>возд.</u>	–	воздух
ВПО	–	впрыскивающий пароохладитель
ГВ	–	горячий воздух
<u>ГГ</u>	–	горизонтальный газоход
<u>ГКМ</u>	–	геометрическая компоновка
ГП	–	газовый поток
ГС	–	гидравлическое сопротивление
<u>ГХ</u>	–	газоход
ДГ	–	дымовые газы
ДПН	–	дополнительные поверхности нагрева
<u>д-ние</u> –		давление
<u>жс</u>	–	живое сечение
И	–	излучение
ИП	–	испарительные поверхности
КИВ	–	коэффициент избытка воздуха
<u>кн</u>	–	конденсат
кол-во	–	количество
<u>коэф.</u>	–	коэффициент
КПД	–	коэффициент полезного действия
КПП 1	–	конвективный пароперегреватель первой ступени
КПП 2	–	конвективный пароперегреватель второй ступени

Интв. № подл.	Взам. интв. №	Интв. № дубл.	Подпись и дата
3	2	1	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
			Дата

КТИ	–	коэффициент теплоотдачи излучением
КТК	–	коэффициент теплоотдачи конвекцией
КТО	–	коэффициент теплоотдачи
КТЭ	–	коэффициент тепловой эффективности
КШ	–	конвективная шахта
МШО	–	<u>межширмовый</u> объем
НТС	–	низшая теплота сгорания
ОП	–	опускные трубы
ОПРШ	–	относительный продольный шаг
ОПТ	–	оптическая толщина
ОПШ–	–	относительный поперечный шаг
ОХЛ	–	конвективное охлаждение
ПВ	–	питательная вода
ПВС	–	пароводяная смесь
ПО	–	пароотводящие трубы
ПО <sub>1</sub>	–	пароохладитель первой ступени
ПО <sub>2</sub>	–	пароохладитель второй ступени
ПОМ–	–	продольное <u>омывание</u>
ПП	–	перегретый пар
ППОМ	–	поперечное <u>омывание</u>
<u>прк</u>	–	перекрестный ток
<u>прт</u>	–	противоток
РПП	–	радиационный пароперегреватель
РТ	–	рабочее тело
ТВК	–	тепловосприятие конвекцией
ТВС	–	тепловосприятие
ТИС	–	толщина излучающего слоя
ТК	–	топочная камера
<u>т-во</u>	–	топливо
ТН	–	температурный напор

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
3		2	1	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ТОБ	–	теоретический объем
т-ра	–	температура
УКТ	–	уравнение конвективного теплообмена
УТБ	–	уравнение теплового баланса
фсв	–	физические свойства
фхр	–	физические характеристики
ХВ	–	холодный воздух
ЭК	–	экранные трубы
ЭНТ	–	энтальпия

**Определения:**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Котельная установка – паровой котел в совокупности с оборудованием, обеспечивающим его работу.

Паровой котел – устройство для преобразования химически связанной тепловой энергии сжигаемого топлива в потенциальную энергию перегретого пара высокого давления и температуры на основе использования законов теплопередачи от высокотемпературных продуктов сгорания топлива к рабочей среде (воде, пару), протекающей внутри поверхностей нагрева.

Поверхность нагрева – поверхность металлических стенок элементов котла, с одной стороны омываемых топочными газами, а с другой – пароводяной смесью.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) – максимальное количество вредного вещества в единице объема или массы воздуха, которое при ежедневном воздействии в течение неограниченного времени не вызывает каких-либо болезненных изменений в организме человека.

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инт. № дубл.	Подпись и дата
3		2	1	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	С.
Введение .....	12
1 Описание производственного объекта и сжигаемого в нем топлива .....	13
2 Обоснование принятых технических решений и методов проектирования..	15
3 Аэродинамический расчет газового тракта котельной установки с паровым котлом Е-210-9,9-540 КТ .....	17
4 Расчет вредных выбросов основных загрязняющих веществ.....	
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59
6 Социальная ответственность.....	69
Заключение .....	79
Conclusion.....	80
Список используемых источников .....	81
Приложение А Средние объемные характеристики продуктов сгорания для отдельных газоходов котла.....	83
Приложение Б Таблица энтальпий .....	84
Приложение В Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева парового котла Е-210-9,9-540 КТ .....	85
Графические материалы:	
ФЮРА.311233.002 ВО Паровой котел Е-210-9,9-540 КТ (продольный разрез)	
ФЮРА.311233.003 ВО Паровой котел Е-210-9,9-540 КТ (поперечный разрез)	
ФЮРА.311233.004 ВО Паровой котел Е-210-9,9-540 КТ (вид сверху)	
ФЮРА.311233.005 ВО Схема газового тракта котельной установки с паровым котлом Е-210-9,9-540 КТ	

Инва. № подл.	3	Подпись и дата		Инва. № дубл.	1	Подпись и дата		Взам. инв. №	2	Инва. № дубл.	1	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ				Лист	19			

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика относится к основной области хозяйственно-экономической деятельности человека. Использование тепловой энергии имеет широкое распространение, так же как и электрической. В силу этого необходимо прежде всего обратить внимание на состояние и тенденции развития теплоэнергетики, наличие в ней потенциала энергосбережения и внедрения ресурсосберегающих технологий.[2]

Энергетическая отрасль в Российской Федерации в настоящее время является одной из главных отраслей современной жизни. В дальнейшем времени ожидается мощное увеличение энергопотребления, связанное со значительным скачком в развитии экономики и увеличением численности населения . Это приведет к подъему нагрузки на систему энергоснабжения и потребует значительно увеличенного внимания к эффективности и экономичности использования энергии в мире.

Артёмовская ТЭЦ является одним из основных источников тепловой и электрической энергии Приморского края. Вступившая в эксплуатацию в 1936 году, станция, работающая до сегодняшних дней, требует замены устаревшего оборудования на более современное. [1]

Таким образом, будущее предприятия зависит от его экономической успешности и, в частности, наличия современного оборудования, генерирующего энергию.

Целью данной выпускной квалификационной работы является расчет и проектирование котельной установки типа Е паропроизводительностью 210 т/ч, с заданными значениями перегретого пара и сжигаемого топлива. Провести оценку возможности включения нового спроектированного котла (на замену старому) в существующую схему станции.

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ				Лист
									20

# 1 Описание производственного объекта и сжигаемого в нём топлива

## 1.1 Артёмовская ТЭЦ, филиал ОАО «Дальневосточная генерирующая компания»

Согласно заданию, проектируемый котел будет эксплуатироваться на Артёмовской ТЭЦ, которая располагается в городе Артём, Приморского края. Вступила в эксплуатацию в 1936 году, в 1984 году была переведена в разряд теплоэлектроцентралей. На предприятии производится тепловая и электрическая энергия, которая в последующем используется в качестве теплоснабжения в городе, а так же удовлетворяет потребность в электричестве весь регион более чем на 40%. [2]

В настоящее время станция использует в качестве топлива как газ, так и уголь: основным является уголь, газ выступает в качестве растопочного топлива котлов и для подсвечивания. На станции эксплуатируются 4 турбины и 8 котлоагрегатов. Высота над уровнем моря составляет 40 метров. [2]

Предприятие обеспечивает потребности региона в электрической энергии и является единственным источником централизованного теплоснабжения в Артемовском городском округе. Потребители тепловой энергии: ОПХ «Дальневосточный», Уссурийская птицефабрика, с. Суражевка, п. Заводской, Уссурийской птицефабрики, ОАО «ДЭР», ТУ Артемовский, база ОАО «Дальэнергоремонт» и г. Артем.

Безудержный рост промышленности Приморья в период послевоенных действий потребовал введение новых энергетических объектов для поддержания требуемой мощности. С 1946 года за 8 лет было введено в эксплуатацию 3 котлоагрегата, 3 турбины, насосная установка. Мощность станции к 1954 году возросла до 100 МВт. Ещё через десяток лет лет Артёмовская ГРЭС работала на мощности 300 МВт, что в 20 раз превышало проектную. Так же на станции решались вопросы, связанные с высокопродуктивной выработкой тепловой энергии. [2]

Интв. № подл.	3	Подпись и дата		Интв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Взам. интв. №	2						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ		Лист
							21

## 1.2 Особенности сжигания Липовецкого угля марки Длиннопламенный.

Маркировка каменного угля определяется при добычи, а так же от параметров в процессе сжигания. Разновидности СС, ОС, Т имеют высокую теплоемкость, следовательно их можно использовать для получения электрической энергии, но при их сжигании появляются некоторые технологические трудности, которые могут быть оправданы только в случае утилизации больших партий. В качестве основного топлива, используемого на станции, принимается Липовецкий каменный уголь марки Д.

Каменные угли марки Д имеют выход летучих веществ более 30 %. В данном проекте парового котла применяется топливо с выходом летучих 50 %, влажностью 10% и зольность 40 %. Данный вид топлива имеет широкое применение в основном в энергетической отрасли, а также в коммунально-бытовом секторе; так как зольность имеет относительно низкие показатели, данное топливо может быть использовано для получения углеродистых наполнителей в электродном производстве.

Длиннопламенный уголь преобладает в Минусинском угольном бассейне, который расположен в Минусинской котловине в республике Хакассия. Славится длиннопламенным углем и Кузнецкий угольный бассейн, в частности месторождение Ерунаковское. На Дальнем Востоке запасы длиннопламенного угля составляют около 90 млн.т. .

Так как месторождение каменного угля марки Д присутствует в районе Приморского края, проектируемый паровой котел Е-210-9,9-540 КТ может быть использован в качестве замены старого котлоагрегата.

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ				Лист
									22



## 2 Обоснование принятых технических решений и методов проектирования

### 2.1 Выбор типа компоновки и шлакоудаления

В данном проекте при проектировании котлоагрегата была выбрана П-образная компоновка, которая является наиболее эффективной и хорошо себя зарекомендовала. Преимущество данной компоновки заключается в подаче топлива и выходе газов непосредственно в нижней части агрегата, что удобно для вывода жидкого шлака и установки дробовой очистки. Установка тягодутьевые машин на нулевой отметке исключает вибрационные нагрузки на каркас котла [3].

В проектируемом паровом котле, в качестве метода движения рабочей среды, используется естественная циркуляция, т.к. данный вид циркуляции обеспечивает требуемую надежность, высокую паропроизводительность и не требует больших затрат на подготовку воды [4].

В проекте парового котла в качестве основного топлива был использовался Липовецкий каменный уголь марки Д (длиннопламенный). У данного топлива температура плавки золы относительно высокая, а именно  $t_c > 1500$  °С, что является аргументом при выборе шлакоудаления в пользу твердого шлакоудаления (ТШУ), также топливо имеет высокий выход летучих веществ  $V^{daf} > 18$  %. Принимая в условия эти факторы, выбор падает в пользу твердого шлакоудаления.

### 2.2 Обоснование принятия необходимых значений температур

Для твердых топлив температуры газов в районе ширмы, а именно на выходе из топки, не должны превышать температуры начала деформации золы  $t_A$ . При сжигании каменного угля  $\vartheta_m'' \leq 1170$  °С. Мы принимаем  $\vartheta_m'' = 1100$  °С.

Иnv. № подл.	3	Подпись и дата		Иnv. № дубл.	1	Подпись и дата		
Взам. инв. №	2							
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
							23	

Из условий сжигаемого топлива и рекомендаций [10, с.26] выбирается температура уходящих дымовых газов на выходе из котла  $\vartheta_{yx}$ . Данное топливо имеет определённые характеристики, которые позволяют выбирать температуру уходящих дымовых газов в пределах 135-170°C, из этих условий было принято решение в выборе температуры уходящих дымовых газов  $\vartheta_{yx} = 170$  °С.

По таблице 4.3 [2, стр. 9] в соответствии с рекомендациями, для топки с ТШУ с полуразомкнутой и разомкнутой системами пылеприготовления, подачей пыли горячим воздухом для данного вида топлива с низкой рабочей влажностью  $W^r=10$  % и низкой реакцией угля принимаем температуру горячего воздуха  $t_{г.в} = 310$ °С.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
3		2	1	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
ФЮРА.311233.001 ПЗ				Лист
				24

### 3 Аэродинамический расчет газового тракта котельной установки с паровым котлом Е-210-9,9-540 КТ

#### 3.1 Исходные данные для расчета установки

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Ед. измерения	Участки тракта котла				
			ШПП	КПП II	КПП I	ВЭ	ВП
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр труб	d	мм	32×4	32×6	32×5	32×4	40×1,5
Расположение труб	-	-	Коридорное			Шахматное	
Шаг труб	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub>	мм/мм	670/48	87/48	88/44	80/85	—
Относительный шаг труб	σ <sub>1</sub> /σ <sub>2</sub>	-	20,93/1,5	2,73/1,5	2,75/2,16	2,5/2,35	—
Число рядов труб по ходу газов	Z <sub>2</sub>	-	24	24	18	32	—
Сечение для прохода газов/воздуха	F	м <sup>2</sup>	70,48	31,44	23,75	18,085	10,25
Средний объем дымовых газов	V <sub>г</sub>	м <sup>3</sup> / кг	4,85	4,85	4,94	5	5,1
Средняя температура дымовых газов	g <sub>ср</sub>	°С	990	763,474	607,29	468,94	278,13
Средняя скорость дымовых газов	ω <sub>г</sub>	м/с	3,33	6,123	6,88	8	10,5
Средний избыток воздуха	α	-	1,15	1,165	1,18	1,2	1,23
Поправочный коэффициент [1, стр. 26]	K	-	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
$\psi = \frac{S_1 - d}{S_2 - d}$		-	-	3,375	5,625	-	-
$\varphi = \frac{S_1 - d}{\sqrt{\frac{1}{4} S_1^2 + S_2^2 - d}}$		-	-	-	-	0,77	—

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инва. № дубл.	Подпись и дата
			1	
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инва. № дубл.	Подпись и дата
			2	
3				

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

3.2 Расчет аэродинамического сопротивления участка газового тракта в пределах котла (участка I Г)

3.2.1 Разряжение газов на выходе из топки, необходимое для предотвращения выбивания газов, обычно принимается, [1, п. 2-56 – 2-57]

$$h_r'' = 2 \text{ мм вод. ст.},$$

3.2.2 Сопротивление ширмового пароперегревателя и паропроводящих труб [1, п. 2-5]

$$\Delta h_{\text{шпш}} = 0 \text{ мм вод. ст.},$$

т. к. скорость дымовых газов меньше 10 м/с (средняя скорость дымовых газов равна 3,33 м/с);

3.3 Сопротивление «холодной» ступени пароперегревателя (КПП I)

3.3.2 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}} = 0,66 \text{ мм вод.ст.}$$

3.3.3 Коэффициент сопротивления коридорных гладкотрубных пучков при поперечном омывании газа [1, рис. VII-6]

$$\xi_{\text{тр}} = 0,57.$$

3.3.4 Поправочный коэффициент [1, рис. VII-6]

$$C_{\sigma} = 0,45 .$$

3.3.5 Поправочный коэффициент [1, рис. VII-6]

$$C_{\text{Re}} = 0,32$$

3.3.6 Коэффициент сопротивления гладкотрубного коридорного пучка [1, п. 1-17] [1, стр. 190]

При  $\sigma_1 > \sigma_2$

$$\zeta = \xi_{\text{тр}} \cdot C_{\sigma} \cdot C_{\text{Re}} \cdot Z_2 = 0,57 \cdot 0,45 \cdot 0,32 \cdot 18 = 1,477.$$

3.3.7 Сопротивление КПП I с учетом поправочного коэффициента

$$\Delta h_{\text{кпп I}} = \zeta \cdot h_{\text{дин}} \cdot K = 1,477 \cdot 0,66 \cdot 1,2 = 1,169 \text{ мм вод.ст.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	Лист	26						
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ

3.4 Сопротивление «горячей» ступени конвективного пароперегревателя (КПП II)

3.4.1 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}}=1,2 \text{ мм вод.ст.}$$

3.4.2 Коэффициент сопротивления коридорных гладкотрубных пучков при поперечном омывании газами [1, рис. VII-6]

$$\xi_{\text{тр}}=0,53 .$$

3.4.3 Поправочный коэффициент [1, рис. VII-6]

$$C_{\sigma}=0,6.$$

3.4.4 Поправочный коэффициент [1, рис. VII-6]

$$C_{\text{Re}}=0,41$$

3.4.5 Коэффициент сопротивления гладкотрубного коридорного пучка [1, п. 1-17][1, стр. 190]

При  $\sigma_1 > \sigma_2$

$$\zeta = \xi_{\text{тр}} \cdot C_{\sigma} \cdot C_{\text{Re}} \cdot Z_2 = 0,53 \cdot 0,6 \cdot 0,41 \cdot 24 = 3,12$$

3.4.6 Сопротивление КПП II с учетом поправочного коэффициента

$$\Delta h_{\text{кппII}} = \zeta \cdot h_{\text{дин}} \cdot K = 3,12 \cdot 1,2 \cdot 1,2 = 4,49 \text{ мм вод.ст.}$$

3.5 Сопротивление поворотной камеры (поворот 90°)

3.5.1 Динамическое давление в КПП I [п.2.3.1]

$$h_{\text{дин}}=0,66 \text{ мм вод.ст.}$$

3.5.2 Динамическое давление в экономайзере [1, рис.VII-2]

$$h_{\text{дин}}^{\text{эк}} = 2 \text{ мм вод.ст.}$$

3.5.3 Сечение газохода в начале поворота

$$F_1 = a_{\text{гз}} \cdot h_{\text{кппI}}'' = 8,8 \cdot 4,71 = 41,448 \text{ м}^2.$$

3.5.4 Сечение газохода в конце поворота

$$F_2 = a_{\text{ки}} \cdot b_{\text{ки}} = 10 \cdot 4,88 = 48,8 \text{ м}^2.$$

3.5.5 Отношение площадей в конце и начале поворота

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
									27
									Изм

$$\frac{F_2}{F_1} = \frac{48,8}{41,448} = 1.17.$$

3.5.6 Произведение исходного коэффициента сопротивления поворота  $\zeta_0$  на коэффициент влияния шероховатости стенок газохода  $K_\Delta$  [1, рис. VII-19, б]

$$\zeta_0 \cdot K_\Delta = 1,1.$$

3.5.7 Коэффициент, зависящий от угла поворота, [1, стр. 18]

$$B=1.$$

3.5.8 Коэффициент, зависящий от форм сечения, [1, стр. 18]

$$C=1.$$

3.5.9 Коэффициент сопротивления на повороте [1, стр. 18]

$$\xi = \zeta_0 \cdot K_\Delta \cdot B \cdot C = 1,1 \cdot 1 \cdot 1 = 1,1.$$

3.5.10 Сопротивление поворота

$$\Delta h_{\text{пов}} = \frac{\xi}{2} \cdot (h_{\text{дин}}^{\text{кпп}} + h_{\text{дин}}^{\text{эк}}) = \frac{1,1}{2} \cdot (0,66 + 2) = 2,66 \text{ мм вод. ст.}$$

3.6 Сопротивление водяного экономайзера

3.6.1 Сопротивление шахматных гладкотрубных пучков при поперечном омывании [1, рис. VII-7]

$$\zeta_{0 \text{ шир}} = 0,75.$$

3.6.2 Плотность воздуха при нормальных условиях

$$\rho = 0,132 \text{ кгс} \cdot \text{сек}^2 / \text{м}^4.$$

3.7 Сопротивление водяного экономайзера

3.7.1 Сопротивление шахматных гладкотрубных пучков при поперечном омывании [1, рис. VII-7]

$$\zeta_{0 \text{ шир}} = 0,35.$$

3.7.2 Плотность воздуха при нормальных условиях

$$\rho = 0,132 \text{ кгс} \cdot \text{сек}^2 / \text{м}^4.$$

3.7.3 Сопротивление ВЭК 1 при  $3 \leq \sigma_1 \leq 10$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата				ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист	
		Взам. инв. №	2					28
		Инв. № дубл.	1					
Инв. № подл.		Подпись и дата						
Изм		Лист		№ докум.		Подп.	Дата	

$$\Delta h_{\text{взк1}} = \zeta_{0 \text{ шир}} \cdot \frac{\omega^2}{2} \rho \cdot (z_2 + 1) = 0,35 \cdot \frac{8^2}{2} \cdot 0,132 \cdot (32 + 1) = 104,54 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.8 Расчёт сопротивления воздухоподогревателя 1-ой ступени

#### 3.8.1 Сопротивление трения на 1 метр длины труб [1, рис.VII-4]

$$\Delta h'_{\text{тр}} = 3,9 \text{ мм вод. ст./м.}$$

3.8.2 Коэффициент, учитывающий шероховатость труб при коэффициенте шероховатости  $k=0,2$ , [1, рис.VII-4]

$$C_{\text{ш}} = 1.$$

#### 3.8.3 Общая длина труб (высота) всех кубов ВП 1

$$l = z_x \cdot h_x = 4 \cdot 1,771 = 7,084 \text{ м.}$$

#### 3.8.4 Сопротивление трения в трубах воздухоподогревателя

$$\Delta h_{\text{тр}} = \Delta h'_{\text{тр}} \cdot l \cdot C_{\text{ш}} = 3,9 \cdot 7,084 \cdot 1 = 27,63 \text{ мм вод. ст.}$$

#### 3.8.5 Сечение газохода перед входом в ВП 1

$$F_6 = a_{\text{к.ш}} \cdot (b_{\text{к.ш}} - b_{\text{к}}) = 10 \cdot (4,3 - 1,6) = 27 \text{ м}^2 .$$

#### 3.8.6 Сечение для прохода газов в трубах ВП 1

$$F_{\text{м}} = 10,25 \text{ м}^2.$$

#### 3.8.7 Отношение меньшего сечения труб к большему

$$F_{\text{м}}/F_6 = 10,25/27 = 0,38.$$

#### 3.8.8 Коэффициент сопротивления входа [1, рис.VII-11]

$$\zeta_{\text{вх}} = 0,4.$$

#### 3.8.9 Коэффициент сопротивления выхода [1, рис.VII-11]

$$\zeta_{\text{вых}} = 0,8.$$

#### 3.8.10 Количество отдельных кубов воздухоподогревателя

$$m = 4.$$

#### 3.8.11 Динамическое давление [1, рис.VII-2]

$$h_{\text{дин}} = 4 \text{ мм вод. ст.}$$

#### 3.8.12 Сопротивление входа в трубы и выхода из них

$$\Delta h_{\text{местн}} = m \cdot (\zeta_{\text{вх}} + \zeta_{\text{вых}}) \cdot h_{\text{дин}} = 4 \cdot (0,4 + 0,8) \cdot 4 = 19,2 \text{ мм вод. ст.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата							
								Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
														29

### 3.8.13 Общее сопротивление воздухоподогревателя 1-ой ступени

$$\Delta h_{вп1} = \Delta h_{тр} + \Delta h_{местн} = 27,63 + 19,2 = 46,83 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.9 Аэродинамическое сопротивление участка ПГ

$$\begin{aligned} \Delta h_{ПГ} &= \Delta h_{вых} + \Delta h_{шпп} + \Delta h_{по} + \Delta h_{кпп2} + \Delta h_{кпп1} + \Delta h_{пов}^{90^\circ} + \Delta h_{вэк} + \\ &+ \Delta h_{вп1} = 2 + 0 + 0 + 4,49 + 1,169 + 2,66 + 104,54 + 46,83 = 161,689 \text{ мм вод. ст.} \end{aligned}$$

Вывод: в данном разделе выполнен расчет сопротивления газового тракта котла на первом участке, а именно, от выхода из топочной камеры до выхода из воздухоподогревателя.

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Изм		Лист						
		№ докум.						
		Подп.						
		Дата						
ФЮРА.311233.001 ПЗ							Лист	
								30



### 3.10 Выбор золоуловителя и оценка его аэродинамического сопротивления

3.10.1 Объём дымовых газов за воздухоподогревателем [3]

$$V_r = 5,1 \text{ м}^3/\text{кг}$$

3.10.2 Присосы воздуха за воздухоподогревателем [3, с 46]

$$\Delta\alpha_{вп} = 0,03 .$$

3.10.3 Теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива [3]

$$V^0 = 3,85 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

3.10.4 Объем уходящих газов

$$V_r^{yx} = V_r + \Delta\alpha_{вп}/2 \cdot V^0 = 5,1 + 0,03/2 \cdot 3,85 = 5,16 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

3.10.5 Часовой расход уходящих газов

$$V_{\text{час}}^{yx} = B_p \cdot V_r^{yx} \cdot [(g_{yx} + 273)/273] \cdot 3600;$$

$$V_{\text{час}}^{yx} = 10,4515 \cdot 5,16 \cdot [(170 + 273)/273] \cdot 3600 = 315 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

3.10.6 Пропускная способность

$$V_{\text{час}}^{yx} \cdot 70\% / 100\% = 315 \cdot 10^3 \cdot 70\% / 100\% = 220,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

### 3.11 Выбор типа золоуловителя

В качестве золоуловителя при сжигании твердого топлива применяют электрофильтр (ЭФ). Для обеспечения бесперебойной работы котла необходимо дублирование всего котельно-вспомогательного оборудования, поэтому принимается два электрофильтра, типоразмер которых выбирается исходя из обеспечения одним электрофильтром 70 % нагрузки и производительности котельного агрегата. ЭФ выбираются из расчета обеспечения пропуска одним ЭФ 70 % объема уходящих газов котельного агрегата  $V_{\text{час}}^{yx}$ , т.е.

$$315 \cdot 10^3 \cdot 70\% / 100\% = 220,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
		Взам. инв. №	2
		Инв. № дубл.	1
Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
			Дата
ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
			31

Выбираем электрофильтр УГ2-3-53-01, характеристика которого представлена в таблице 2 [1, с. 75].

Таблица 2 – Характеристика УГ2-3-53-01

Производительность по газам, тыс м3/ч	Размеры входных и выходных газоходов	Основные размеры, мм			Масса общая, т
		А	Б	Н	
286	7200/8510	15120	10680	15380	198

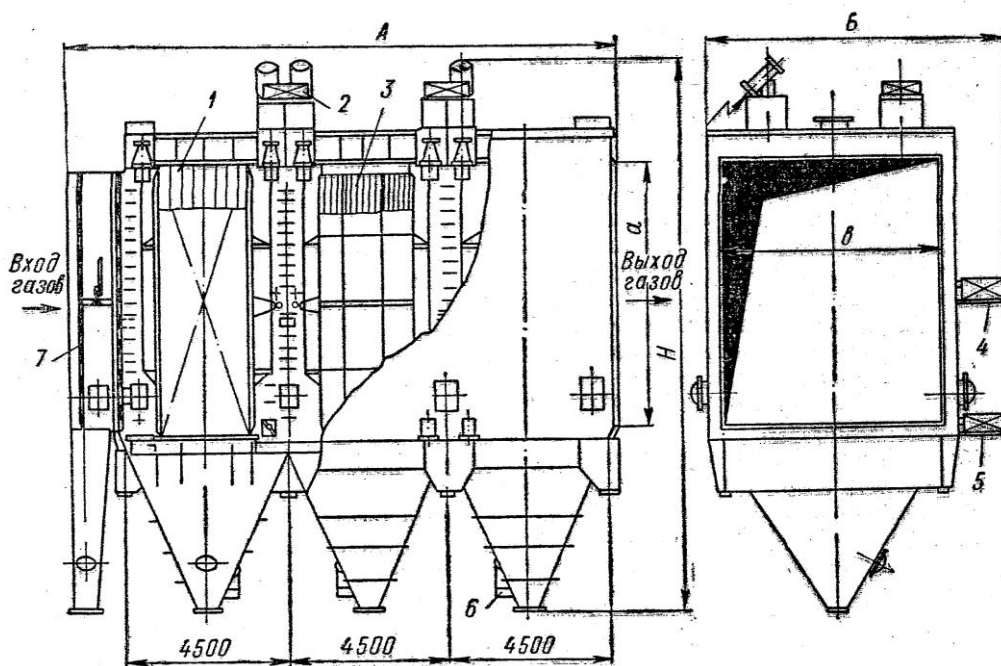


Рисунок 1 – Электрофильтр УГ2-3-74-01

3.12 Ожидаемая степень очистки газов - до 99 % [1, с. 76].

Сопротивление электрофильтра [1, с. 33]

$$\Delta h_{\text{ф}} = 20 \text{ мм вод.ст.}$$

Инт. № подл.	Подпись и дата
3	
Взам. инв. №	Инт. № дубл.
2	1
Подпись и дата	Подпись и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3.13 Компоновка газового тракта от выхода из котла до золоуловителя (участка ПГ) и расчет его аэродинамического сопротивления

3.13.1 Определение сопротивления поворота на выходе из воздухоподогревателя

3.13.2 Сечение газохода в начале поворота

$$F_1 = a_{\text{кш}} \cdot b_{\text{кш}} = 10 \cdot 4,3 = 43 \text{ м}^2.$$

3.13.3 Сечение в конце поворота

$$F_2 = 2 \cdot h \cdot a = 2 \cdot 1,2 \cdot 4,5 = 10,8 \text{ м}^2.$$

3.13.4 Скорость дымовых газов в конце поворота

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_r^{yx} \cdot (g_{yx} + 273)}{F_2 \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (170 + 273)}{10,8 \cdot 273} = 8 \text{ м/с.}$$

3.13.5 Динамическое давление в конце поворота [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин2}} = 2,5 \text{ мм вод. ст.}$$

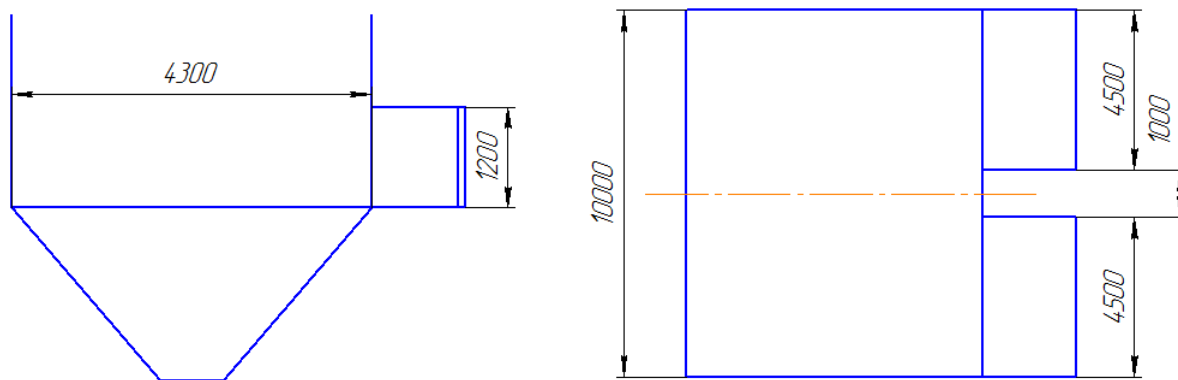


Рисунок 2 – Эскиз поворота дымовых газов

3.13.6 Отношение  $F_2/F_1$

$$\frac{F_2}{F_1} = \frac{10,8}{43} = 0,251.$$

3.13.7 Произведение  $K_{\Delta} \cdot \zeta_0$  [1, рис. VII-19, б]

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
								33

$$K_{\Delta} \cdot \zeta_0 = 0,53.$$

3.13.8 Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от угла поворота, [1, рис.VII-16]

$$B=1 \text{ -- при } \alpha=90^{\circ}.$$

3.13.9 Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от закругления кромок и отношения поперечного сечения [1, рис.VII-16]

$$C=1 \text{ -- для поворота с острыми кромками.}$$

3.13.10 Коэффициент сопротивления поворота

$$\zeta_{\text{пов}}^{90^{\circ}} = K_{\Delta} \cdot \zeta_0 \cdot B \cdot C = 0,53 \cdot 1 \cdot 1 = 0,53.$$

3.13.11 Сопротивление поворота

$$\Delta h_{\text{пов}}^{90^{\circ}} = \zeta_{\text{пов}}^{90^{\circ}} \cdot h_{\text{дин2}} = 0,53 \cdot 2,5 = 1,325 \text{ мм вод.ст.}$$

3.14 Расчет сопротивления поворота на  $45^{\circ}$  с закруглением кромок

3.14.1 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода (принимается)

$$\frac{r}{b} = \frac{1}{1,2} = 0,83.$$

3.14.2 Отношение размеров поперечного сечения

$$\frac{a}{b} = \frac{4,5}{1,2} = 3,75.$$

3.14.3 Коэффициент, учитывающий форму сечения, [1, рис. VII-17]

$$C=0,84.$$

3.14.4 Коэффициент, зависящий от угла поворота  $45^{\circ}$ , [1, рис. VII-16]

$$B=0,62.$$

3.14.5 Произведение  $\zeta_0 \cdot K_{\Delta}$  [1, рис. VII-15, б]

$$K_{\Delta} \cdot \zeta_0 = 0,25.$$

3.14.6 Коэффициент сопротивления поворота [1, п. 1-29]

$$\zeta_{\text{пов}} = K_{\Delta} \cdot \zeta_0 \cdot B \cdot C = 0,25 \cdot 0,62 \cdot 0,84 = 0,13.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
														34

3.14.7 Скорость дымовых газов в начале поворота

$$\omega_2 = 8 \text{ м/с.}$$

3.14.8 Динамическое давление

$$h_{\text{дин}} = 2,6 \text{ мм вод.ст.}$$

3.14.9 Сопротивление поворота

$$\Delta h_{\text{пов}}^{45^\circ} = \zeta_{\text{пов}} \cdot h_{\text{дин}} = 0,13 \cdot 2,5 = 0,325 \text{ мм вод.ст.}$$

3.15 Расчет сопротивления резкого изменения сечения при раздвоении газохода

3.15.1 Наибольшее сечение газохода

$$F_0 = a_{\text{кш}} \cdot b = 10 \cdot 1,2 = 12 \text{ м}^2.$$

3.15.2 Наименьшее сечение газохода

$$F_M = a \cdot b = 9 \cdot 1,2 = 10,8 \text{ м}^2.$$

3.15.3 Отношение площадей

$$F_M / F_0 = 10,8 / 12 = 0,9 \text{ м}^2.$$

3.15.4 Коэффициент сопротивления при внезапном изменении сечения [1, рис. VII-11]

$$\xi_{\text{вх}} = 0,05.$$

3.15.5 Скорость в наименьшем сечении

$$\omega_2 = \frac{V_p \cdot V_r^{yx} \cdot (g_{yx} + 273)}{F_2 \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (170 + 273)}{10,8 \cdot 273} = 8 \text{ м/с.}$$

3.15.6 Динамическое давление

$$h_{\text{дин}} = 2,6 \text{ мм вод. ст. [1, рис. VII-2].}$$

3.15.7 Сопротивление резкого изменения сечения при раздвоении газохода

$$\Delta h_{\text{раздв}} = \xi_{\text{вх}} \cdot h_{\text{дин}} = 0,05 \cdot 2,6 = 0,13 \text{ мм вод. ст.}$$

Инва. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инва. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

### 3.16 Расчёт сопротивления раздающего короба

#### 3.16.1 Площадь подводящих каналов

$$F_{\text{под}} = a \cdot b = 1,2 \cdot 4,5 = 5,4 \text{ м}^2.$$

#### 3.16.2 Скорость в подводящем канале

$$\omega_{\text{под}} = \frac{V_p \cdot \frac{V_{yx}}{2} \cdot (g_{yx} + 273)}{F_{\text{под}} \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot \frac{5,1}{2} \cdot (170 + 273)}{5,4 \cdot 273} = 8 \text{ м / с.}$$

#### 3.16.3 Размеры отводящего канала (Приложение А)

$$b = 1,2 \text{ м, } a = 4,5 \text{ м.}$$

#### 3.16.4 Площадь отводящих каналов

$$F_{\text{отв}} = b \cdot a = 1,2 \cdot 4,5 = 5,4 \text{ м}^2.$$

#### 3.16.5 Динамическое давление в подводящих каналах [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{под}} = 2,6 \text{ мм вод. ст.}$$

#### 3.16.6 Коэффициент сопротивления раздающего короба [1, п. 1-43]

$$\zeta_{\text{кор}} = 1,1 + 0,7 \cdot (F_{\text{под}} / F_{\text{отв}})^2 = 1,1 + 0,7 \cdot (5,4 / 5,4)^2 = 1,8.$$

#### 3.16.7 Сопротивление короба

$$\Delta h_{\text{кор}} = \zeta_{\text{кор}} \cdot h_{\text{под}} = 1,8 \cdot 2,6 = 4,68 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.17 Определение сопротивления шиберов

#### 3.17.1 Коэффициент сопротивления шиберов [1, стр. 174, таб. VII-3, п. 16]

$$\zeta_{\text{ш}} = 0,1.$$

#### 3.17.2 Скорость газов на выходе из короба

$$\omega = \frac{V_p \cdot \frac{V_{yx}}{2} \cdot (g_{yx} + 273)}{F_K \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot \frac{5,1}{2} \cdot (170 + 273)}{5,4 \cdot 273} = 8 \text{ м / с.}$$

#### 3.17.3 Динамическое давление

$$h_{\text{дин}} = 2,6 \text{ мм вод. ст.}$$

#### 3.17.4 Сопротивление шиберов

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата					
								Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
							Лист					
							36					

$$\Delta h_{ш} = \zeta_{ш} \cdot h_{дин} = 0,1 \cdot 2,6 = 0,26 \text{ мм вод.ст.}$$

### 3.18 Сопротивления диффузора перед золоуловителем [1, табл. III-6]

$$\Delta h_{диф} = 10 \text{ мм вод.ст.}$$

### 3.19 Сопротивление трения всего участка П<sub>Г</sub>

#### 3.19.1 Длина всего участка [Приложение А]

$$L = 16,7 \text{ м.}$$

#### 3.19.2 Длина наиболее длинного участка с постоянным сечением [Приложение А]

$$l = 10,95 \text{ м.}$$

#### 3.19.3 Эквивалентный диаметр

$$d_3 = 2 \cdot a \cdot b / (a + b) = 2 \cdot 4,5 \cdot 1,2 / (4,5 + 1,2) = 1,89 \text{ м.}$$

#### 3.19.4 Скорость газов

$$\omega_r = 8 \text{ м/с.}$$

#### 3.19.5 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{дин 1} = 2,6 \text{ мм вод.ст.}$$

#### 3.19.6 Коэффициент сопротивления трения [1, табл. VII-2]

$$\lambda = 0,03,$$

при  $d_3 > 0,9$  м, в данном случае  $d_3 = 1,89$  м.

#### 3.19.7 Сопротивление трения

$$\Delta h_{тр}^l = \lambda \cdot l \cdot h_{дин 1} / d_3 = 0,03 \cdot 10,95 \cdot 2,5 / 1,89 = 0,43 \text{ мм вод.ст.}$$

#### 3.19.8 Сопротивление трения всего участка П Г

$$\Delta h_{тр} = \Delta h_{тр}^l \cdot L / l = 0,43 \cdot 16,7 / 10,95 = 0,65 \text{ мм вод.ст.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
									37
									Изм

### 3.20 Сопротивление всего участка II Г

Примечание: полное сопротивление трения участка II Г учтено при расчете сопротивления раздающего короба.

$$\Delta h_{IIГ} = \Delta h_{пов}^{90^\circ} + 2\Delta h_{пов}^{45^\circ} + \Delta h_{раздв} + \Delta h_{кор.} + \Delta h_{ш} + \Delta h_{диф} + \Delta h_{тр};$$
$$\Delta h_{IIГ} = 1,325 + 2 \cdot 0,325 + 0,13 + 4,68 + 0,26 + 10 + 0,65 = 17,695 \text{ мм вод. ст.}$$

Вывод: в данном пункте выполнен расчет сопротивления газового тракта котла на втором участке, а именно, от выхода из воздухоподогревателя до входа в золоуловитель. Определены геометрические параметры раздающего короба, а также скорость дымовых газов, проходящих через них.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
3		2	1	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.311233.001 ПЗ

Лист  
38



### 3.21 Предварительный выбор дымососа

3.21.1 Примерная длина газопроводов от воздухоподогревателя до дымососа

$$L=46,68 \text{ м.}$$

3.21.2 Присосы на каждые 10 метров для стальных газопроводов [1, п. 2-29]

$$\Delta\alpha_{10 \text{ м}}=0,01.$$

3.21.3 Присосы для электрофильтра с  $D \geq 50$  кг/с [1, п. 2-29]

$$\Delta\alpha_{\text{эф}}=0,1 .$$

3.21.4 Присосы воздуха в газопроводе

$$\Delta\alpha=(L/10) \cdot \Delta\alpha_{10 \text{ м}} + \Delta\alpha_{\text{эф}} = (46,68/10) \cdot 0,01 + 0,1 = 0,15.$$

3.21.5 Избыток воздуха в уходящих газах [3, с 46]

$$\alpha_{\text{yx}}=1,23.$$

3.21.6 Температура «холодного» воздуха [3, с 16]

$$t_{\text{хв}}=30 \text{ }^\circ\text{C} .$$

3.21.7 Температура газов у дымососа

$$g_{\text{дс}}=(\alpha_{\text{yx}} \cdot g_{\text{yx}} + \Delta\alpha \cdot t_{\text{хв}})/(\alpha_{\text{yx}} + \Delta\alpha) = (1,23 \cdot 170 + 0,15 \cdot 30)/(1,23 + 0,15) = 155 \text{ }^\circ\text{C}.$$

3.21.8 Объем газов у дымососа

$$V_{\text{дс}}^{\text{г}} = V_{\text{yx}}^{\text{г}} + \Delta\alpha \cdot V^0 = 5,1 + 0,15 \cdot 3,85 = 5,68 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

3.21.9 Часовой расход газа у дымососа

$$V_{\text{дс}} = (B_{\text{р}} \cdot 3600 \cdot V_{\text{дс}}^{\text{г}} \cdot (g_{\text{дс}} + 273))/273;$$

$$V_{\text{дс}} = (10,4515 \cdot 3600 \cdot 5,68 \cdot (155 + 273))/273 = 335 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{час}.$$

### 3.22 Расчёт самотяги участка I Г

3.22.1 Средняя объёмная доля водяных паров [3, с 46]

$$r_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{ср}} = \frac{r_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{кпп1}} + r_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{вп1}}}{2} = \frac{0,1050 + 0,1021}{2} = 0,1035.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата							
								Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
														39

### 3.22.2 Средняя температура дымовых газов

$$g_{cp} = \frac{g_{кпл}'' + g_{yx}}{2} = \frac{551,63 + 170}{2} = 360,815 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

### 3.22.3 Высота участка (приложение А)

$$H_{I\Gamma} = 19,2 \text{ м.}$$

### 3.22.4 Самотяга на один метр высоты [1, рис. VII-26]

$$h'_{ск} = 0,7 \text{ мм вод. ст./м.}$$

### 3.22.5 Самотяга участка I Г (отрицательна, т. к. поток газов идёт сверху вниз)

$$h_{сI\Gamma} = -h'_{ск} \cdot H_{I\Gamma} = -0,7 \cdot 19,2 = -13,44 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.23 Самотяга участка II Г

#### 3.23.1 Коэффициент избытка воздуха за ВП

$$\alpha_{yx} = 1,23.$$

#### 3.23.2 Объём водяных паров

$$V_{H_2O} = V_{O,H_2O}^H + 0,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_{O}^H = 0,5078 + 0,0161 \cdot (1,23 - 1) \cdot 3,85 = 0,52 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

#### 3.23.3 Средний объём газов

$$V_{\Gamma}^{II\Gamma} = V_{RO_2}^H + V_{ON_2}^H + V_{H_2O}^H + V_{O}^H \cdot (\alpha_{yx} - 1);$$

$$V_{\Gamma}^{II\Gamma} = 0,7073 + 3,0487 + 3,502 + 0,5078 \cdot (1,23 - 1) = 7,3738 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

#### 3.23.4 Средняя доля водяных паров

$$r_{H_2O}^{cp} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}^{II\Gamma}} = \frac{0,52}{7,3738} = 0,07.$$

#### 3.23.5 Температура дымовых газов [3, с 8]

$$g_{yx} = 170 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

#### 3.23.6 Самотяга на один метр высоты [1, рис. VII-26]

$$h'_c = 0,38 \text{ мм вод. ст./м.}$$

#### 3.23.7 Высота участка (приложение А)

$$H_{II\Gamma} = 7,7 \text{ м.}$$

#### 3.23.8 Самотяга участка

Инва. № подл.	3	Подпись и дата	Инва. № дубл.	1	Подпись и дата	Инва. №	2	Инва. № дубл.	1	Подпись и дата	Инва. №	3	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
																			40

$$h_{cIVr} = h'_c \cdot H_{IVr} = 0,38 \cdot 7,7 = 2,926 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.24 Расчёт самотяги участка IV Г

#### 3.24.1 Коэффициент избытка воздуха у дымососа

$$\alpha_{dc} = \alpha_{yx} + \Delta\alpha = 1,23 + 0,15 = 1,38.$$

#### 3.24.2 Объём водяных паров

$$V_{H_2O} = V_{O.H_2O}^H + 0,0161 \cdot (\alpha_{dc} - 1) \cdot V_{O.}^H = 0,5078 + 0,0161 \cdot (1,38 - 1) \cdot 3,85 = 0,53 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

#### 3.24.3 Средний объём газов

$$V_{\Gamma}^{IVr} = V_{RO2}^H + V_{NO2}^H + V_{H_2O}^H + V_{O.}^H \cdot (\alpha_{dc} - 1);$$

$$V_{\Gamma}^{IVr} = 0,7073 + 3,0487 + 3,502 + 0,5078 \cdot (1,23 - 1) = 7,3738 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

#### 3.24.4 Средняя доля водяных паров

$$r_{H_2O}^{cp} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}^{IVr}} = \frac{0,52}{7,3738} = 0,07.$$

#### 3.24.5 Температура дымовых газов у дымососа

$$t_{oc} = (\alpha_{yx} \cdot t_{yx} + \Delta\alpha \cdot t_{xe}) / (\alpha_{yx} + \Delta\alpha) = (1,23 \cdot 170 + 0,15 \cdot 30) / (1,23 + 0,15) = 154,78 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

#### 3.24.6 Самотяга на один метр высоты [1, рис. VII-26]

$$h'_c = 0,325 \text{ мм вод. ст./м.}$$

#### 3.24.7 Высота участка (приложение А)

$$H_{IVr} = 10,6 \text{ м.}$$

3.24.8 Самотяга участка (отрицательна, т. к. поток газов идёт сверху вниз)

$$h_{cIVr} = -h'_c \cdot H = -0,325 \cdot 10,6 = -3,445 \text{ мм вод. ст.}$$

3.25 Барометрическое давление (по заданию электрическая станция расположена на высоте 1500 м над уровнем моря) [1, п. 2-49]

Согласно рекомендации п. 2-49:

$$h_{бар} = 625 \text{ мм рт. ст.}$$

3.26 Суммарная самотяга участков от выхода из топки до дымососа

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата		
						Взам. инв. №	2
ФЮРА.311233.001 ПЗ					Лист		
					41		

$$H_c = \sum h_c \cdot \frac{h_{бар}}{760} = (h_{cIz} + h_{cIIz} + h_{cIVz}) \cdot \frac{h_{бар}}{760};$$

$$H_c = (-13,44 + 2,926 - 3,445) \cdot \frac{625}{760} = -11,48 \text{ мм вод. ст.}$$

3.27 Поправка на разность плотностей дымовых газов и сухого воздуха [1, рис. VII-26]

$$M_p = \rho / 0,132 = 0,945.$$

3.28 Определение поправки на запылённость дымовых газов [1, п. 2-51]

Примечание: поправка на запылённость считается только при значительной запылённости, а именно, при камерном сжигании только при:

$$10^3 \cdot \frac{a_{yh} \cdot A^p}{Q_H^p} > 6 \text{ [1, п. 2-51].}$$

3.28.1 Доля золы, уносимая газами из топки,

$$a_{yh} = 0,95.$$

3.28.2 Рабочая зольность топлива

$$A^p = 40 \% \text{ (по заданию).}$$

3.28.3  $v_{dc}$  теплота сгорания рабочего топлива

$$Q_H^p = 16,54 \text{ МДж/кг} = 16540 \text{ ккал/кг (тепловой расчёт).}$$

3.28.4 Степень запылённости дымовых газов

$$10^3 \cdot \frac{a_{yh} \cdot A^p}{Q_H^p} = 10^3 \cdot \frac{0,95 \cdot 40}{16540} = 2,29 \leq 6,$$

следовательно, поправку на запылённость  $\mu_{мас}$  не учитывать [1, п. 2-51].

3.29 Предварительная оценка сопротивления участков газового тракта от выхода из топки до дымососа с учётом поправок на разность плотностей сухого воздуха и дымовых газов, а также поправки на давление в тракте,

$$\Delta H = (\Delta h_{IГ} + \Delta h_{IIГ} + \Delta h_{IIIГ} + \Delta h_{IVГ}) \cdot M_p \cdot \frac{h_{бар}}{760};$$

$$\Delta H = (161,689 + 17,695 + 20 + 20) \cdot 0,945 \cdot \frac{625}{760} = 170,5 \text{ мм.вод.ст.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата							
								Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
														42

где  $\Delta h_{IV}$  – предварительная оценка перепада давления участка IV Г (принимается),  $\Delta h_{IV}=20$  мм вод. ст.

3.30 Разряжение на выходе из топки, необходимое для предотвращения выбивания газов, [1, п. 2-56]

$$h_T'' = 2 \text{ мм вод.ст.}$$

3.31 Перепад полных давлений всех участков газового тракта от выхода из топки до дымососа [1, п. 2-56]

$$\Delta H_{II} = h_T'' + \Delta H - H_C = 2 + 170,5 - (-11,48) = 183,98 \text{ мм. вод.ст.}$$

3.32 Выбор дымососа

3.32.1 Количество дымососов (принимается)

$$z=2.$$

3.32.2 Коэффициент запаса на производительность [1, стр. 49, табл. 4-1]

$$\beta_1=1,1.$$

3.32.3 Барометрическое давление (по заданию электрическая станция расположена на высоте 1500 м над уровнем моря) [1, п. 2-49]

Согласно рекомендации п. 2-49, если высота расположения станции не превышает 320 метров, то

$$h_{бар}=625 \text{ мм рт. ст.}$$

3.32.4 Требуемая расчетная производительность дымососа

$$Q_p^{дс} = \beta_1 \cdot \frac{V_{дс}}{z} \cdot \frac{760}{h_{бар}} = 1,1 \cdot \frac{650 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{760}{625} = 434,7 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{час.}$$

Примечание: для всех дутьевых вентиляторов и дымососов с давлением, меньшим 300 мм вод. ст., в данной формуле учитывается только барометрическое давление, без поправки на  $H_{вх}$  [1, п. 4-4]

3.32.5 Коэффициент запаса по давлению [1, табл. 4-1]

$$\beta_2=1,2.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Подпись и дата	
Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
						43

### 3.33 Полное давление

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_{II} = 1,2 \cdot 183,98 = 220,776 \text{ мм вод.ст.}$$

3.34 Температура, для которой составлена характеристика центробежных дымососов одно- и двустороннего всасывания типа 0,7-37 [1, рис. VII-31]

$$t_{\text{хар}} = 200 \text{ }^\circ\text{C.}$$

### 3.35 Коэффициент $K_p$

$$K_p = \frac{1}{M_p} \cdot \frac{273 + v_{\text{дс}}}{273 + t_{\text{хар}}} \cdot \frac{760}{h_{\text{бар}}} = \frac{1}{0,945} \cdot \frac{273 + 113,7}{273 + 200} \cdot \frac{760}{625} = 1,05.$$

3.36 Полное расчетное давление  $H_p$  приводим к условиям, для которых составлена характеристика дымососа,

$$H_p^{\text{пр}} = K_p \cdot H_p = 1,05 \cdot 220,776 = 231,81 \text{ мм вод.ст.}$$

3.37 По расчетной производительности дымососа и по полному расчётному давлению, согласно сводному графику характеристик центробежных дымососов двухстороннего всасывания [1, рис. VII-31] выбран дымосос типа 0,7-37 Д21,5×2 с частотой вращения 590 об/мин [рис. 3]. Конструктивные характеристики этого дымососа представлены в табл. 3, согласно [1, рис. III-52].

Таблица 3 – Конструктивные характеристики дымососов двустороннего всасывания типа 0,7–37 Д20×2

Тип	Д	а	б	в	Н(№24)	д	е	ж	и'	к'	л'	м'	МЕХОВЫЙ МОМЕНТ, кг·м	Масса без эл.двиг., кг
Д21,5×2	21500	2632	4296	4723	1640	1308	1850	1500	1260	1556	1430	988	5200	12250

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ		Лист
															44

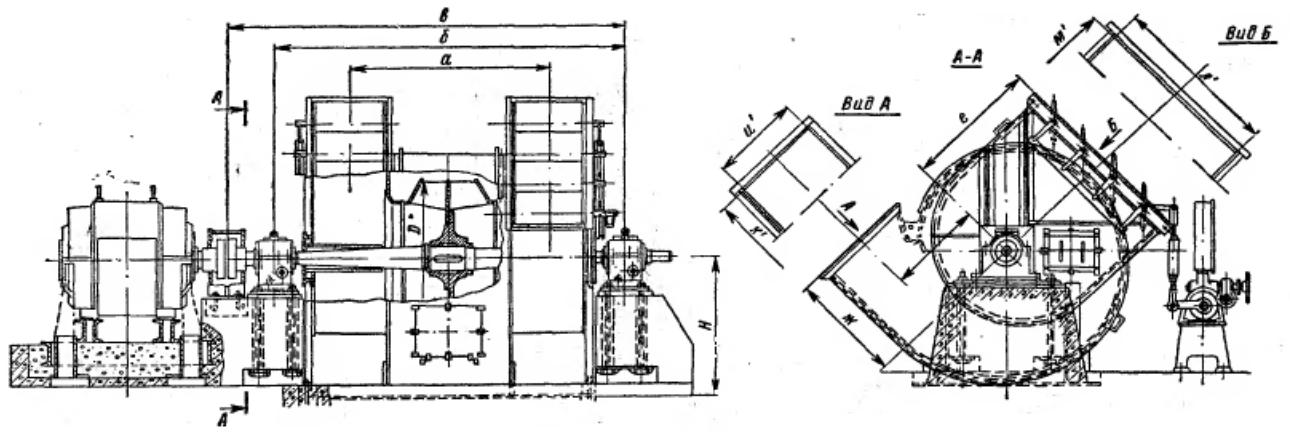


Рисунок 3 – Дымосос двустороннего всасывания типа 0,7-37

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	
Изм		Лист		№ докум.		Подп.		Дата	
<p>ФЮРА.311233.001 ПЗ</p>									
<p>Лист 45</p>									

3.38 Компоновка газового тракта от выхода из золоуловителя до входа в дымосос (участка IV Г) и расчет его аэродинамического сопротивления

3.38.1. Расчет сопротивления конфузора (после ЭФ)

3.38.1.1 Отношение меньшего значения площади конфузора к большему

$$F1/F2=(1,1 \cdot 2,3)/(7,2 \cdot 8,51) = 0,138.$$

3.38.1.2 Коэффициент полноты удара плоского конфузора [1, рис. VII-12]

$$\varphi_p = 1,1.$$

3.38.1.3 Коэффициент сопротивления конфузора при внезапном увеличении сечения [1, стр. 174, табл. VII-3, п. 17]

$$\zeta_{ex} = 0,1.$$

3.38.1.4 Коэффициент сопротивления конфузора

$$\zeta_{кон} = \varphi_p \cdot \zeta_{вх} = 1,1 \cdot 0,1 = 0,11.$$

3.38.1.5 Скорость в наименьшем сечении

$$\omega_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{дс}^{\Gamma} \cdot (g_{дс} + 273)}{2 \cdot F_M \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (155 + 273)}{2 \cdot 2,53 \cdot 273} = 16,51 \text{ м/с.}$$

3.38.1.6 Динамическое давление в меньшем сечении [1, рис. VII-2]

$$h_{дин} = 8 \text{ мм вод.ст.}$$

3.38.1.7 Сопротивления конфузора

$$\Delta h_{кон} = \xi_{кон} \cdot h_{дин} = 0,11 \cdot 8 = 0,88 \text{ мм вод. ст.}$$

3.38.2 Сопротивление шибера

3.38.2.1 Коэффициент сопротивления шибера [стр. 174, таб. VII-3, п. 16]

$$\zeta_{ш} = 0,1$$

3.38.2.2 Скорость газов на выходе из конфузора

$$\omega_2 = 16,51 \text{ м/с.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Подпись и дата	
Инв. № дубл.	1	Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------



### 3.38.2.3. Динамическое давление

$$h_{дин} = 8 \text{ мм вод.ст.}$$

### 3.38.2.4 Сопротивление шибера

$$\Delta h_{ш} = \zeta_{ш} \cdot h_{дин} = 0,1 \cdot 8 = 0,8 \text{ мм вод.ст.}$$

### 3.38.3 Пересчет сопротивления раздающего короба

#### 3.38.3.1 Площадь подводящего канала

$$F_{под} = 2 \cdot h \cdot a = 2 \cdot 1,2 \cdot 10 = 24 \text{ м}^2$$

#### 3.38.3.2 Ширина отводящего канала

$$a_{отв} = 4,5 \text{ м [Приложение А].}$$

#### 3.38.3.3 Высота короба

$$h_{отв} = 1,2 \text{ м [Приложение А].}$$

#### 3.38.3.4 Площадь отводящего канала

$$F_{отв} = 4 \cdot a_{отв} \cdot h_{отв} = 4 \cdot 2,3 \cdot 1,1 = 10,12 \text{ м}^2.$$

3.38.3.5 Скорость дымовых газов на выходе из короба (скорость в наименьшем сечении газохода)

$$\omega_2 = \frac{V_p \cdot V_{г}^{дс} \cdot (g_{дс} + 273)}{F_{отв} \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (155 + 273)}{10,12 \cdot 273} = 8,25 \text{ м/с.}$$

#### 3.38.3.6 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{дин} = 2,7 \text{ мм вод.ст.}$$

#### 3.38.3.7 Коэффициент сопротивления раздающего короба

$$\xi_{кор} = 1,1 + 0,7 \cdot (F_{отв} / F_{под}) \cdot 2 = 1,1 + 0,7 \cdot (10,12 / 24) \cdot 2 = 1,56.$$

#### 3.38.3.8 Сопротивление короба

$$\Delta h_{кор} = \zeta_{кор} \cdot h_{дин} = 1,56 \cdot 2,5 = 3,9 \text{ мм вод.ст.}$$

3.38.4 Расчет сопротивления резкого изменения сечения при раздвоении газохода

#### 3.38.4.1 Наибольшее сечение газохода

$$F_0 = F_{под} = 24 \text{ м}^2.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата		
						Взам. инв. №	2
ФЮРА.311233.001 ПЗ					Лист		
					47		

3.38.4.2 Наименьшее сечение газохода

$$F_m = F_{отв} = 8,25 \text{ м}^2.$$

3.38.4.3 Отношение площадей

$$F_m / F_0 = 8,25 / 24 = 0,34 \text{ м}^2.$$

3.38.4.4 Коэффициент сопротивления при внезапном изменении сечения [1, стр.196]

$$\xi_{ex} = 0,25$$

3.38.4.5 Скорость в наименьшем сечении (на выходе из короба)

$$\omega_2 = 8,25 \text{ м/с.}$$

3.38.4.6 Динамическое давление [1, рис. VII-2].

$$h_{дин} = 2,7 \text{ мм.вод.ст.}$$

3.38.4.7 Сопротивление резкого изменения сечения при раздвоении газохода

$$\Delta h_{раздв} = \xi_{ex} \cdot h_{дин} = 0,25 \cdot 2,7 = 0,675 \text{ мм вод. ст.}$$

3.38.5 Определение сопротивления поворота на 45° с закруглением кромок

3.38.5.1 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода (принимается исходя из рекомендации  $гвн/b = гн/b \approx 0,4 \div 0,6$  [1, п. III-26])

$$гвн/b = гн/b = 0,49 \text{ (где } b=h=2,04 \text{ м, гвн= гн=1,0 м).}$$

3.38.5.2 Отношение размеров поперечного сечения

$$a/b = 1,1/2,3 = 2,53.$$

3.38.5.3 Коэффициент, учитывающий форму сечения, [рис. VII-17].

$$C = 1,25.$$

3.38.5.4 Коэффициент, зависящий от угла поворота, [1, рис. VII-16]

$$B = 0,62.$$

3.38.5.5 Произведение  $\xi_0 \cdot \Delta K$  [1, рис. VII-15, б]

$$\xi_0 \cdot \Delta K = 0,27$$

3.38.5.6 Коэффициент сопротивления поворота [1, п. 1-29]

$$\xi_{пов} = \xi_0 \cdot \Delta K \cdot B \cdot C = 0,27 \cdot 0,62 \cdot 1,25 = 0,21$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
		Взам. инв. №	2
		Инв. № дубл.	1
Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
			Дата
ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
			48

### 3.38.5.7 Скорость дымовых газов

$$\omega_2 = 8,25 \text{ м/с.}$$

### 3.38.5.8 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{дин} = 2,7 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.38.5.9 Сопротивление поворота

$$\Delta h_{нов}^{45} = \xi_{нов} \cdot h_{дин} = 0,21 \cdot 2,6 = 0,546$$

### 3.38.6 Расчет сопротивления трения всего участка (от ЭФ до ДС)

#### 3.38.6.1 Длина всего участка

$$L=14,8 \text{ м.}$$

#### 3.38.6.2 Длина наибольшего прямого участка

$$l=11,8 \text{ м.}$$

#### 3.38.6.3 Эквивалентный диаметр

$$d_3 = \frac{2 \cdot a \cdot b}{a + b} = \frac{2 \cdot 1,1 \cdot 2,3}{1,1 + 2,3} = 1,48 \text{ м.}$$

#### 3.38.6.4 Коэффициент сопротивления трения [1, табл. VII-2]

$$\lambda=0,03 \text{ , при } d_3 > 0,9 \text{ м.}$$

#### 3.38.6.5 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$\text{мм. вод. ст.}$$

#### 3.38.6.6 Сопротивление трения участка

$$\Delta h_{тр}^i = \frac{\lambda \cdot l \cdot h_{дин}}{d_3} = \frac{0,03 \cdot 11,8 \cdot 2,5}{1,48} = 0,6 \text{ мм вод. ст.}$$

#### 3.38.6.7 Сопротивление трения всего участка

$$\Delta h_{тр} = \Delta h_{тр}^i \cdot \frac{L}{l} = 0,6 \cdot \frac{14,8}{11,8} = 0,75 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.38.7 Суммарное сопротивление участка IV

$$\begin{aligned} \Delta h_{IV} &= \Delta h_{кон} + \Delta h_{ш} + \Delta h_{кор} + \Delta h_{раздв} + \Delta h_{нов}^{45} + \Delta h_{тр} = \\ &= 0,88 + 0,8 + 3,9 + 0,675 + 0,546 + 0,75 = 7,551 \text{ мм вод. ст.} \end{aligned}$$

Вывод: выполнен расчет сопротивления газового тракта котла на четвертом участке, а именно, тракт от электрофилтра до дымососа.

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	
Инв. № подл.		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

3.39 Расчет аэродинамического сопротивления участка V Г (от дымососа до дымовой трубы)

3.39.1 Определение сопротивления диффузора, находящегося после дымососа.

3.39.1.1 Высота выходного патрубка дымососа [1, табл. III–18, стр. 102]

$$b_1 = 1,05 \text{ м.}$$

3.39.1.2 Ширина выходного патрубка дымососа [табл. III–18, стр. 102]

$$a_{na} = 1,33 \text{ м.}$$

3.39.1.3 Высота отводящего канала (Приложение А)

$$h = 2,7 \text{ м.}$$

3.39.1.4 Ширина отводящего канала (Приложение А)

$$a = 1,33 \text{ м.}$$

3.39.1.5 Отношение площадей меньшего сечения к большему

$$\frac{F_2}{F_1} = \frac{h \cdot a}{b_1 \cdot a_{na}} = \frac{2,7 \cdot 1,33}{1,05 \cdot 1,33} = 2,57.$$

3.39.1.6 Длина диффузора (Приложение А)

$$l = 4 \text{ м.}$$

3.39.1.7 Отношение длины диффузора к высоте выходного патрубка дымососа

$$\frac{l}{b_1} = \frac{4}{1,05} = 3,81 \text{ м.}$$

3.39.1.8 Коэффициент сопротивления диффузора [1, рис. VII-14, а]

$$\xi_{\text{диф}} = 0,18.$$

3.39.1.9 Площадь подводящего канала

$$F_{\text{под}} = a \cdot b_1 = 1,33 \cdot 1,05 = 1,4 \text{ м}^2.$$

3.39.1.10 Скорость газов в выходном патрубке дымососа

$$\omega_{\Gamma} = \frac{V_p \cdot V_{\text{дс}}^{\Gamma} \cdot (g_{\text{дс}} + 273)}{2 \cdot F_{\text{под}} \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (126,4 + 273)}{2 \cdot 1,4 \cdot 273} = 27,64 \text{ м/с.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Инв. № дубл.	1	Подпись и дата		Взам. инв. №	2	Инв. № инв.		Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
																		50

3.39.1.11 Динамическое давление в диффузоре [1, рис.VII-2]

$$h_{\text{дин}} = 28 \text{ мм вод. ст.}$$

Сопротивление диффузора

$$\Delta h_{\text{диф}} = \xi_{\text{диф}} \cdot h_{\text{дин}} = 0,18 \cdot 28 = 5,04 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.2 Расчёт сопротивления плавного поворота на  $45^\circ$  в виде колена с обеими закруглёнными кромками без изменения сечения

3.39.2.1 Сечение газохода в начале поворота (Приложение А)

$$F = h \cdot a = 2,7 \cdot 1,33 = 3,591 \text{ м}^2.$$

3.39.2.2 Скорость дымовых газов

$$\omega_k = \frac{V_p \cdot V_r^{\text{дс}} \cdot (t_{\text{дс}} + 273)}{2 \cdot F \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (126,4 + 273)}{2 \cdot 3,591 \cdot 273} = 10,77 \text{ м/с.}$$

3.39.2.3 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}} = 4,5 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.2.4 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода (принимается исходя из рекомендации  $g_{\text{вн}}/b = g_{\text{н}}/b \approx 0,4 \div 0,6$  [1, п. III-26])

$$g_{\text{вн}}/b = g_{\text{н}}/b = 0,56 \text{ (где } b=h=2,7 \text{ м, } g_{\text{вн}}=g_{\text{н}}=1,5 \text{ м).}$$

3.39.2.5 Отношение размеров поперечного сечения

$$a/h = 1,33/2,7 = 0,49.$$

3.39.2.6 Коэффициент, учитывающий форму сечения, [1, рис. VII-17]

$$C = 1,19.$$

3.39.2.7 Коэффициент, зависящий от угла поворота, [1, рис. VII-16]

$$B = 0,6.$$

3.39.2.8 Произведение  $\zeta_0 \cdot K\Delta$  [1, рис. VII-15,б]

$$\zeta_0 \cdot K\Delta = 0,26.$$

3.39.2.9 Коэффициент сопротивления поворота

$$\xi_{\text{пов}}^{45^\circ} = \xi_0 \cdot K\Delta \cdot B \cdot C = 0,26 \cdot 0,6 \cdot 1,19 = 0,17.$$

Инов. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инов. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

3.39.2.10 Сопротивление поворота на 45°

$$\Delta h_{\text{пов}}^{45^\circ} = \xi_{\text{пов}}^{45^\circ} \cdot \Delta h_{\text{дин}} = 0,17 \cdot 6,5 = 1,1 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.3 Расчёт сопротивления плавного поворота на 45° в виде колена с обеими закруглёнными кромками без изменения сечения

3.39.3.1 Сечение газохода в начале поворота (Приложение А)

$$F = h \cdot a = 2,7 \cdot 1,33 = 3,591 \text{ м}^2.$$

3.39.3.2 Скорость дымовых газов

$$\omega_k = \frac{V_p \cdot V_r^{\text{дс}} \cdot (g_{\text{дс}} + 273)}{2 \cdot F \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (126,4 + 273)}{2 \cdot 3,591 \cdot 273} = 10,77 \text{ м/с.}$$

3.39.3.3 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}} = 4,5 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.3.4 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода (принимается исходя из рекомендации  $g_{\text{вн}}/b = g_{\text{н}}/b \approx 0,4 \div 0,6$  [1, п. III-26])

$$g_{\text{вн}}/b = g_{\text{н}}/b = 0,56 \text{ (где } b = h = 2,7 \text{ м, } g_{\text{вн}} = g_{\text{н}} = 1,5 \text{ м).}$$

3.39.3.5 Отношение размеров поперечного сечения

$$a/h = 1,33/2,7 = 0,49.$$

3.39.3.6 Коэффициент, учитывающий форму сечения, [1, рис. VII-17]

$$C = 1,19.$$

3.39.3.7 Коэффициент, зависящий от угла поворота, [1, рис. VII-16]

$$B = 0,6.$$

3.39.3.8 Произведение  $\zeta_0 \cdot K\Delta$  [1, рис. VII-15, б]

$$\zeta_0 \cdot K\Delta = 0,26.$$

3.39.3.9 Коэффициент сопротивления поворота

$$\xi_{\text{пов}}^{45^\circ} = \xi_0 \cdot K\Delta \cdot B \cdot C = 0,26 \cdot 0,6 \cdot 1,19 = 0,17.$$

3.39.3.10 Сопротивление поворота на 45°

$$\Delta h_{\text{пов}}^{45^\circ} = \xi_{\text{пов}}^{45^\circ} \cdot \Delta h_{\text{дин}} = 0,17 \cdot 6,5 = 1,1 \text{ мм вод. ст.}$$

Инов. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инов. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3.39.4 Расчёт сопротивления трения тройника типа  $F_{\Pi}+F_{\text{б}}=F_{\text{с}}$

3.39.4.1 Скорость дымовых газов в прямом канале

$$\omega_{\Pi} = 13,74 \text{ м/с.}$$

3.39.4.2 Скорость дымовых газов в боковом канале

$$\omega_{\text{б}} = \omega_{\Pi} = 13,74 \text{ м/с.}$$

3.39.4.3 Поперечное сечение бокового и прямого каналов

$$F_{\text{б}} = F_{\Pi} = h \cdot a = 2,7 \cdot 1,33 = 3,591 \text{ м}^2.$$

3.39.4.4 Сечение собирающего канала

$$F_{\text{с}} = F_{\Pi} + F_{\text{б}} = 3,591 + 3,591 = 7,182 \text{ м}^2.$$

3.39.4.5 Скорость дымовых газов в собирающем канале

$$\omega_{\text{с}} = \frac{V_{\text{р}} \cdot V_{\text{г}}^{\text{дс}} \cdot (g_{\text{дс}} + 273)}{F_{\text{с}} \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (126,4 + 273)}{7,182 \cdot 273} = 10,77 \text{ м/с.}$$

3.39.4.6 Коэффициент сопротивления для бокового канала при  $\alpha=45^\circ$  [1, рис VII-23, а]

$$\zeta_{\text{б}} = 0,1.$$

3.39.4.7 Коэффициент сопротивления для прохода при  $\alpha=45^\circ$  [1, рис VII-23, б]

$$\zeta_{\Pi} = 0,6.$$

3.39.4.8 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}} = 4,5 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.4.9 Сопротивление участка для прохода

$$\Delta h_{\Pi} = \zeta_{\Pi} \cdot h_{\text{дин}} = 0,6 \cdot 4,5 = 2,7 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.4.10 Сопротивление бокового ответвления

$$\Delta h_{\text{б}} = \zeta_{\text{б}} \cdot h_{\text{дин}} = 0,1 \cdot 4,5 = 0,45 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.4.11 Сопротивление тройника

$$\Delta h_{\text{трн}} = \Delta h_{\Pi} + \Delta h_{\text{б}} = 2,7 + 0,45 = 3,15 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.5 Определение сопротивления входа в дымовую трубу

3.39.5.1 Скорость дымовых газов в собирающем канале

$$\omega_{\text{с}} = 10,77 \text{ м/с.}$$

Инов. № подл.	Инов. № дубл.	Инов. №	Взам. инв. №	Подпись и дата
3	1	2		

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3.39.5.2 Коэффициент сопротивления входа в дымовую трубу [1, п. 2.34]

$$\zeta=0,62$$

3.39.5.3 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}}=4,5 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.5.4 Сопротивление входы в дымовую трубу

$$\Delta h_{\text{вх}} = \zeta \cdot h_{\text{дин}} = 0,62 \cdot 6,5 = 4,03 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.6 Определение сопротивления трения всего участка

Примечание: согласно заданию станция состоит из четырех однотипных котлов, подключенных к одной дымовой трубе (рисунок 4). Расчет на сопротивление проводится при условии, что котел находится на самом дальнем расстоянии от трубы (паровой котел №1, газоход от дымососа), следовательно, участок будет иметь наибольшую протяженность.

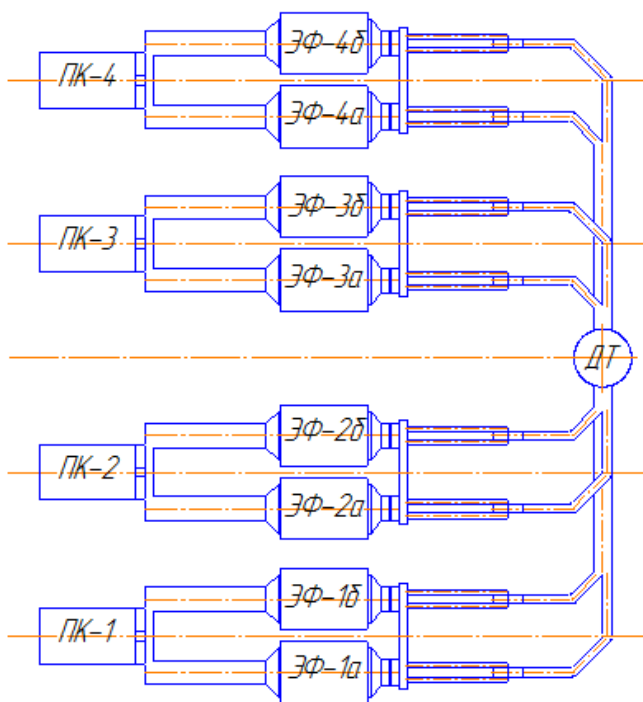


Рисунок 4 – Расположение котлов и газоходов станции относительно дымовой трубы

3.39.6.1 Длина всего участка

$$L=67,5 \text{ (принимается).}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата			
		Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1
		Подпись и дата			
Инв. № подл.		Подпись и дата			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
ФЮРА.311233.001 ПЗ					Лист
					54



3.39.6.2 Наибольшая длина прямого участка постоянного сечения (от тройника до входа в дымовую трубу)

$$l = 31,02 \text{ м.}$$

3.39.6.3 Эквивалентный диаметр участка с постоянным сечением

$$d_3 = \frac{2 \cdot a \cdot h}{a + h} = \frac{2 \cdot 4,98 \cdot 2,7}{4,98 + 2,7} = 2 \text{ м.}$$

3.39.6.4 Скорость дымовых газов

$$\omega = 10,77 \text{ м/с.}$$

3.39.6.5 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{дин} = 4,5 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.6.6 Коэффициент сопротивления трения стального футерованного газохода при  $d_3 > 0,9 \text{ м}$  [1, таблица VII-2]

$$\lambda = 0,03.$$

3.39.6.7 Сопротивление трения участка

$$\Delta h_{тр}^i = \frac{\lambda \cdot l \cdot h_{дин}}{d_3} = \frac{0,03 \cdot 31,02 \cdot 4,5}{2} = 2,09 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.6.8 Сопротивление трения всего участка

$$\Delta h_{тр} \frac{L}{l} \cdot \Delta h_{тр}^i = \frac{67,5}{31,02} \cdot 2,09 = 4,55 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.7 Суммарное сопротивление участка V Г до входа в дымовую трубу

$$\begin{aligned} \Delta h_{VG} &= \Delta h_{диф} + \Delta h_{нов}^{45^\circ} + \Delta h_{нов}^{45^\circ} + \Delta h_{трн} + \Delta h_{вх} + \Delta h_{тр} = \\ &= 5,04 + 1,1 + 1,1 + 3,15 + 4,03 + 4,55 = 18,97 \text{ мм вод. ст.} \end{aligned}$$

3.39.8 Расчёт дымовой трубы

3.39.8.1 Коэффициент, зависящий от стратификации (слоистого строения) атмосферы [1, п. III-44],

$$A = 240$$

3.39.8.2 Суммарный объём дымовых газов, выбрасываемый из трубы, при работе всех четырёх котлов станции

$$V_{об} = 4 \cdot V_{дс} = 4 \cdot 355,775 \cdot 10^3 = 395,3 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата						
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
										ФЮРА.311233.001 ПЗ				

3.39.8.3 Число труб на станции

$$Z_{\text{труб}} = 1 \text{ шт.}$$

3.39.8.4 Средняя температура летних дней в дневное время (принимается)

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C.}$$

3.39.8.5 Температура выбрасываемых дымовых газов (принимается равной температуре газов у дымососа)

$$g' = g_{oc} = 126,4 \text{ }^\circ\text{C.}$$

3.39.8.6 Разность температур выбрасываемых дымовых газов и воздуха

$$\delta t = g' - t = 126,4 - 20 = 106,4 \text{ }^\circ\text{C.}$$

3.39.8.7 Скорость газов в устье трубы (принимается)

$$\omega_0 = 12 \text{ м/с.}$$

3.39.8.8 Коэффициент, учитывающий условия выхода из устья трубы [1, п. III-44]

$$m = 1.$$

3.39.8.9 Определение выбросов  $SO_2$  и золы

3.39.8.9.1 Содержание серы на рабочую массу топлива (тепловой расчёт)

$$Sr = 0,4 \text{ \%}.$$

3.39.8.9.2 Расход топлива на станции (4 котла)

$$B_{ст} = 4 \cdot B_p = 4 \cdot 10,4515 = 41,806 \text{ кг/с} = 150,5 \text{ т/ч.}$$

3.39.8.9.3 Низшая теплота сгорания рабочего топлива (тепловой расчёт)

$$Q_n^p = 14,91 \text{ МДж/кг} = 3578,4 \text{ ккал/кг.}$$

3.39.8.9.4 Содержание золы на рабочую массу топлива (характеристика рабочего топлива)

$$Ar = 40 \text{ \%}.$$

3.39.8.9.5 Степень улавливания золы в электрофильтре [1, п. III-35]

$$\eta_{эф} = 0,99.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Инв. № дубл.	1	Подпись и дата			
								Взам. инв. №	2
ФЮРА.311233.001 ПЗ							Лист		
							56		

3.39.8.9.6 Доля  $SO_2$ , улавливаемая летучей золой в газоходах котла [1, п. III-44]

$$\eta_{SO_2} = 0,1.$$

3.39.8.9.7 Выбросы  $SO_2$  и золы

$$M_{SO_2} = 5,56 \cdot B_{ст} \cdot S_r \cdot (1 - \eta_{SO_2}) = 5,56 \cdot 133,54 \cdot 0,8 \cdot (1 - 0,1) = 534,5 \text{ г/с};$$

$$M_3 = 2,78 \cdot (A_r + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{8100}) \cdot B_{ст} \cdot a_{ун} \cdot (1 - \eta_{эф}) =$$

$$= 2,78 \cdot (40 + 1,5 \cdot \frac{3578,4}{8100}) \cdot 150,5 \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,99) = 161,62 \text{ г/с}.$$

3.39.8.10 Предельно допустимая концентрация  $SO_2$  и золы в атмосфере [1, п. III-44]

$$ПДК_{SO_2} = ПДК_3 = 0,5 \text{ мг/м}^3.$$

3.39.8.11 Фоновая концентрация  $SO_2$  (принимается)

$$C\phi_{SO_2} = 0,05 \text{ мг/м}^3.$$

3.39.8.12 Фоновая концентрация золы (принимается)

$$C\phi_3 = 0,05 \text{ мг/м}^3.$$

3.39.8.13 Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примесей  $SO_2$  в атмосфере, [1, п. III-44]

$$F_{SO_2} = 1.$$

3.39.8.14 Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примесей золы в атмосфере, [1, п. III-44]

$$F_3 = 2.$$

3.39.8.15 Поправочный коэффициент для одноствольной трубы [1, п. III-44]

$$P_H = 1.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
			Дата
ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
			57

3.39.8.16 Расчётная высота трубы по выбросам  $SO_2$

$$h_{тр} = P_n \cdot \sqrt{\frac{m \cdot A \cdot M_{SO_2} \cdot F_{SO_2}}{ПДК_{SO_2} \cdot C_{\phi}^{SO_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V^{об} \cdot \delta t}} =$$

$$= 1 \cdot \sqrt{\frac{1 \cdot 240 \cdot 534,5 \cdot 1}{0,5 - 0,05}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{395,3 \cdot 106,4}} = 90,6 \text{ м.}$$

3.39.8.17 Расчётная высота трубы по выбросам золы

$$h_{тр} = P_n \cdot \sqrt{\frac{m \cdot A \cdot M_3 \cdot F_3}{ПДК_3 \cdot C_{\phi}^3}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V^{об} \cdot \delta t}} =$$

$$= 1 \cdot \sqrt{\frac{1 \cdot 240 \cdot 161,62 \cdot 2}{0,5 - 0,05}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{395,3 \cdot 106,4}} = 70,4 \text{ м.}$$

3.39.8.18 Высота трубы (принимается)

$$h_{тр} = 100 \text{ м.}$$

3.39.8.19 Труба изготавливается монолитной железобетонной.

3.39.8.20 Диаметр трубы в устье

$$d_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V^{об}}{\omega_0 \cdot Z_{труб}}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{395,3}{12 \cdot 1}} = 6,48 \text{ м.}$$

3.39.8.21 Диаметр трубы в устье (принимается)

$$d_0 = 6,5 \text{ м.}$$

3.39.8.22 Уклон внутренней стенки газоотводящего ствола [1, п. III-46]

$$i = 0,02.$$

3.39.8.23 Диаметр трубы у основания

$$d_{осн} = 2 \cdot h_{тр} \cdot i + d_0 = 2 \cdot 100 \cdot 0,02 + 6,5 = 10,5 \text{ м.}$$

3.39.8.24 Действительное значение скорости газов на выходе из трубы

$$\omega_0^{\partial} = \frac{4 \cdot V^{об}}{\pi \cdot d_0^2} = \frac{4 \cdot 395,3}{3,14 \cdot 6,5^2} = 11,92 \text{ м/с.}$$

3.39.9 Расчёт сопротивления дымовой трубы (проводится по наибольшей скорости в трубе и температуре газов у дымососа)

3.39.9.1 Коэффициент сопротивления [1, табл. VII-2]

$$\lambda = 0,05.$$

Интв. № подл.	3	Подпись и дата
Взам. интв. №	2	Подпись и дата
Интв. № дубл.	1	Подпись и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3.39.9.2 Динамическое давление в устье трубы [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}}^{\text{вых}} = 5,2 \text{ мм вод. ст.}, \text{ при } \omega_0 = 11,92 \text{ м/с.}$$

3.39.9.3 Сопротивление трения

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{\lambda}{8 \cdot i} \cdot h_{\text{дин}}^{\text{вых}} = \frac{0,05}{8 \cdot 0,02} \cdot 5,2 = 1,625 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.9.4 Коэффициент сопротивления выхода из трубы [1, п. 2-44]

$$\xi_{\text{вых}} = 1.$$

3.39.9.5 Потеря давления на выходе из дымовой трубы в атмосферу

$$\Delta h_{\text{вых}} = \xi_{\text{вых}} \cdot h_{\text{дин}} = 1 \cdot 5,2 = 5,2 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.9.6 Сопротивление дымовой трубы

$$\Delta h_{\text{трубы}} = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{вых}} = 1,625 + 5,2 = 6,825 \text{ мм вод. ст.}$$

3.39.10 Проверка появления избыточного статического давления в дымовой трубе

3.39.10.1 Коэффициент сопротивления [1, табл. VII-2]

$$\lambda = 0,05.$$

3.39.10.2 Уклон внутренней стенки газоотводящего ствола [1, п. 2-44]

$$i = 0,02.$$

3.39.10.3 Плотность дымовых газов при 0 °С

$$\rho_2^0 = \frac{1 - 0,01 \cdot A_r + 1,306 \cdot \alpha_{yx} \cdot V_n^0}{V_2^{yx} \cdot g} = \frac{1 - 0,01 \cdot 40 + 1,306 \cdot 1,33 \cdot 5,1}{6,6 \cdot 9,81} = 0,76 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4.$$

3.39.10.4 Температура выбрасываемых дымовых газов (принимается равной температуре газов у дымососа)

$$g' = g_{\text{дс}} = 126,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

3.39.10.5 Плотность дымовых газов на выходе из трубы

$$\rho_2 = \rho_2^0 \cdot \frac{273}{g' + 273} = 0,76 \cdot \frac{273}{126,4 + 273} = 0,52 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4.$$

3.39.10.6 Плотность воздуха при 0 °С

$$\rho_6^0 = 0,132 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
		Взам. инв. №	2
		Инв. № дубл.	1
Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
			Дата
ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
			59

3.39.10.7 Средняя температура летних дней в дневное время

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}.$$

3.39.10.8 Плотность воздуха при 20 °С

$$\rho_g = \rho_g^0 \cdot \frac{273}{t + 273} = 0,132 \cdot \frac{273}{20 + 273} = 0,123 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4.$$

3.39.10.9 Разность плотностей

$$\Delta\rho = \rho_g - \rho_z = 0,123 - 0,12 = 0,03 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4.$$

3.39.10.10 Критерий R

$$R = \frac{(\lambda + 8 \cdot i) \cdot h_{\text{дин}}^{\text{вых}}}{d_0 \cdot \Delta\rho \cdot g} = \frac{(0,05 + 8 \cdot 0,02) \cdot 5,2}{6,5 \cdot 0,03 \cdot 9,81} = 0,57.$$

Так как  $R < 1$  значит, вся труба находится под разрежением. Следовательно, установка диффузора на выходе из дымовой трубы не требуется [1, п. III-46].

3.39.11 Суммарное сопротивление участка VI

$$\Delta h_{VI} = \Delta h_{VI} + \Delta h_{\text{трубы}} = 26 + 6,825 = 32,825 \text{ мм вод. ст.}$$

3.40 Расчёт самотяги газового тракта

3.40.1 Самотяга участка I Г

$$h_{cIГ} = - 13,44 \text{ мм вод. ст. (п. 4.11.5).}$$

3.40.2 Самотяга участка II Г

$$h_{cIIГ} = 2,926 \text{ мм вод. ст. (п. 4.12.8).}$$

3.40.3 Самотяга участка IV Г

$$h_{cIVГ} = - 3,445 \text{ мм вод. ст. (п. 4.13.8).}$$

3.40.4 Самотяга участка V Г (от дымососа до дымовой трубы)

3.40.4.1 Коэффициент избытка воздуха после дымососа

$$\alpha_{дс} = 1,49 \text{ (п. 4.13.1).}$$

3.40.4.2 Присосы воздуха в газопроводе до дымовой трубы на каждые 10 метров (предварительно принимается стальной газопровод) [1, п. 2-29]

$$\Delta\alpha' = 0,01.$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
		Взам. инв. №	2
		Инв. № дубл.	1
Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
			60

3.40.4.3 Длина газопровода от выходного канала котла до дымососа

$$L \approx 50 \text{ м.}$$

3.40.4.4 Коэффициент избытка воздуха у дымовой трубы

$$\alpha_{\text{дт}} = \alpha_{\text{дс}} + (\Delta\alpha' \cdot L/10) = 1,49 + (0,01 \cdot 50/10) = 1,54.$$

3.40.4.5 Объём водяных паров

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{O.H}_2\text{O}}^{\text{H}} + 0,0161 \cdot (\alpha_{\text{дт}} - 1) \cdot V_{\text{O}}^{\text{H}} = 0,5078 + 0,0161 \cdot (1,54 - 1) \cdot 3,85 = 0,54 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

3.40.4.6 Средний объём газов

$$V_{\Gamma}^{\text{VГ}} = V_{\text{RO2}}^{\text{H}} + V_{\text{N2}}^{\text{H}} + V_{\text{O.H}_2\text{O}}^{\text{H}} + V_{\text{O}}^{\text{H}} (\alpha_{\text{дт}} - 1) = 0,7073 + 3,0487 + 0,5078 + 3,85 (1,54 - 1) = 6,22 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

3.40.4.7 Средняя доля водяных паров

$$r_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{ср}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\Gamma}^{\text{VГ}}} = \frac{0,5078}{6,22} = 0,082.$$

3.40.4.8 Присосы воздуха

$$\Delta\alpha = \Delta\alpha' \cdot L/10 = 0,01 \cdot 50/10 = 0,05.$$

3.40.4.9 Температура дымовых газов на входе в трубу

$$g_{\text{тр}} = \frac{\alpha_{\text{дс}} \cdot g_{\text{дс}} + \Delta\alpha \cdot t_{\text{х.в.}}}{\alpha_{\text{дс}} + \Delta\alpha} = \frac{1,49 \cdot 126,4 + 0,05 \cdot 30}{1,49 + 0,05} = 123,27 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

3.40.4.10 Самотяга на один метр [1, рис. VII-26]

$$h'_c = 0,32 \text{ мм вод. ст.}$$

3.40.4.11 Высота участка V Г (Приложение А)

$$H_{\text{VГ}} = 100 - 1,360 = 98,64 \text{ м.}$$

3.40.4.12 Самотяга участка V Г

$$h_{\text{cVГ}} = h'_c \cdot H_{\text{VГ}} = 0,32 \cdot 98,64 = 31,56 \text{ мм вод. ст.}$$

3.40.4.13 Суммарная самотяга всего газового тракта

$$H_c = \sum h_c \cdot \frac{h_{\text{бар}}}{760} = (h_{\text{cIГ}} + h_{\text{cIIГ}} + h_{\text{cIVГ}} + h_{\text{cVГ}}) \cdot \frac{h_{\text{бар}}}{760} = (-13,44 + 2,926 - 3,445 + 31,56) \cdot \frac{747}{760} = 17,29 \text{ мм вод. ст.}$$

Инов. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инов. № дубл.	1	Подпись и дата	Инов. № подл.	3	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
																61

### 3.41 Расчет перепада полных давлений по газовому тракту.

#### Окончательный выбор дымососа

#### 3.41.1 Расчет поправки на разницу плотностей дымовых газов и воздуха

##### 3.41.1.1 Приведенная плотность дымовых газов (п. 4.21.6)

$$\rho_0 = 0,1294 \text{ кгс} \cdot \text{сек}^2 / \text{м}^4.$$

##### 3.41.1.2 Поправка на разницу плотностей дымовых газов и воздуха

$$M_p = \frac{\rho_0}{0,132} = \frac{0,1294}{0,132} = 0,98.$$

#### 3.41.2 Расчет поправки на запыленность дымовых газов

##### 3.41.2.1 Зольность топлива (из теплового расчета)

$$A^r = 40 \text{ \%}.$$

##### 3.41.2.2 Низшая теплота сгорания для топлива (из теплового расчета)

$$Q_n^p = 3562,3 \text{ ккал/кг. (п. 6.8.9.3)}$$

##### 3.41.2.3 Доля золы, уносимая из котла, (из теплового расчета)

$$a_{ун} = 0,95.$$

##### 3.41.2.4 Степень запыленности дымовых газов

$$10^3 \cdot \frac{a_{ун} \cdot A^p}{Q_n^p} = 10^3 \cdot \frac{0,95 \cdot 40}{3562,3} = 10,66 \geq 6$$

Следовательно, поправку на запылённость  $\mu_{мас}$  нужно учитывать [1, п. 2-51]

##### 3.41.2.5 Массовая концентрация золы в дымовых газах

$$\mu_{мас} = \frac{A^p \cdot \alpha_{ун}}{100 \cdot \rho_0 \cdot V_{г.ср} \cdot g} = \frac{40 \cdot 0,95}{100 \cdot 0,1294 \cdot 6,22 \cdot 9,81} = 0,05$$

#### 3.41.3 Поправка на давление в тракте

##### 3.41.3.1 Барометрическое давление в месте установки дымососа

$$h_{бар} = 747 \text{ мм рт. ст.}$$

##### 3.41.3.2 Поправка на давление в тракте

$$\frac{760}{h_{бар}} = \frac{760}{747} = 1,017.$$

Инва. № подл.	Инва. № дубл.	Подпись и дата	Инва. № подл.	Инва. № дубл.	Подпись и дата
3	1		2		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
ФЮРА.311233.001 ПЗ					Лист
					62



3.41.4 Суммарное сопротивление газового тракта от топки до электрофилтра

$$\Sigma \Delta h_1 = \Delta h_{IГ} + \Delta h_{IIГ} = 161,689 + 17,695 = 179,384 \text{ мм вод. ст.}$$

3.41.5 Суммарное сопротивление тракта от ЭФ до ДТ

$$\Sigma \Delta h_2 = \Delta h_{IIIГ} + \Delta h_{IVГ} + \Delta h_{VГ} = 20 + 7,551 + 32,825 = 60,376 \text{ мм вод. ст.}$$

3.41.6 Суммарное сопротивление

$$\begin{aligned} \Delta H &= (\Sigma \Delta h_1 \cdot (1 + \mu_{\text{мас}}) + \Sigma \Delta h_2) \cdot M_p \cdot \frac{760}{h_{\text{бар}}} = \\ &= (179,384 \cdot (1 + 0,05) + 60,376) \cdot 0,98 \cdot \frac{760}{747} = 247,99 \text{ мм вод. ст.} \end{aligned}$$

3.41.7 Суммарная самотяга газового тракта (п. 7.4.13)

$$H_c = 17,29 \text{ мм вод. ст.}$$

3.41.8 Перепад полных давлений по тракту

$$\Delta H_{II} = h_T'' + \Delta H - H_c = 2 + 247,99 - 17,29 = 232,7 \text{ мм вод. ст.}$$

### 3.8.9 Окончательный выбор дымососа

3.41.9.1 Количество дымососов

$$z = 2.$$

3.41.9.2 Коэффициент запаса на производительность [1, табл. 4-1]

$$\beta_1 = 1,1.$$

3.41.9.3 Требуемая расчетная производительность дымососа (п. 4.21.3)

$$Q_p^{\text{дс}} = 199,08 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{час.}$$

3.41.9.4 Коэффициент запаса по давлению [1, табл. 4-1]

$$\beta_2 = 1,2.$$

3.41.9.5 Расчетное полное давление

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_{II} = 1,2 \cdot 232,7 = 279,2 \text{ мм вод. ст.}$$

3.41.9.6 Температура, при которой построена характеристика центробежного дымососа двухстороннего всасывания Д-18×2 [1, рис. VII-31]

$$t_{\text{хар}} = 200 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инв. № дубл.	1	Подпись и дата							
								Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
														63

### 3.41.9.7 Коэффициент приведения (п. 4.21.9)

$$K_p = 0,861.$$

### 3.41.9.8 Приведенное полное давление

$$H_p^{пр} = K_p \cdot H_p = 0,861 \cdot 279,2 = 240,39 \text{ мм вод. ст.}$$

Примечание: приведённое полное давление необходимо для выбора типа дымососа с необходимой частотой вращения и определения его КПД по графикам, построенных при определённых температурах.

3.41.9.9 Окончательный расчёт подтвердил предварительно выбранный дымосос по сводному графику характеристик центробежных дымососов [1, рис. VII-31]. Устанавливаются два дымососа двухстороннего всасывания типа 0,7-37 Д-18×2 с частотой вращения 590 об/мин.

### 3.42 Проверка отсутствия подпора за дымососом

#### 3.42.1 Сопротивление диффузора, расположенного за дымососом

$$\Delta h_{\text{диф}} = 8,64 \text{ мм вод. ст. (п. 6.1.12).}$$

#### 3.42.2 Сумма сопротивлений нагнетательного тракта

$$\sum \Delta h_{\text{нагн}} = \Delta h_{\text{вГ}} - \Delta h_{\text{диф}} = 32,825 - 8,64 = 24,185 \text{ мм вод. ст.}$$

#### 3.42.3 Самотяга нагнетательного тракта

$$\sum h_c^{\text{нагн}} = h_{\text{свГ}} = 31,56 \text{ мм вод. ст. (п. 7.4.12)}$$

3.42.4 Определение динамического давления в начале нагнетательного тракта (под началом нагнетательного тракта понимается конец диффузора за дымососом [1, п. 2-59])

#### 3.42.4.1 Сечение газохода на выходе из диффузора (Приложение А)

$$F = h \cdot a = 2,7 \cdot 1,33 = 3,591 \text{ м}^2.$$

#### 3.42.4.2 Скорость дымовых газов на входе в нагнетательный тракт

$$\omega_k = \frac{V_p \cdot V_{\text{Г}}^{\text{дс}} \cdot (g_{\text{дс}} + 273)}{2 \cdot F \cdot 273} = \frac{10,4515 \cdot 5,1 \cdot (126,4 + 273)}{2 \cdot 3,591 \cdot 273} = 10,85 \text{ м/с.}$$

#### 3.42.4.3 Динамическое давление [1, рис. VII-2]

$$h_{\text{дин}}^{\text{нагн}} = 5,5 \text{ мм вод. ст.}$$

Инва. № подл.	3	Подпись и дата	
		Взам. инв. №	2
		Инва. № дубл.	1
Инва. № подл.	3	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
			Дата
ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
			64

### 3.42.5 Статическое давление в начале нагнетательного тракта

$$H_{\text{ст}}^{\text{нагн}} = (\Sigma \Delta h_{\text{нагн}} - h_{\text{дин}}^{\text{нагн}}) \cdot M_{\rho} \cdot \frac{760}{h_{\text{бар}}} - \Sigma h_{\text{с}}^{\text{нагн}} \cdot \frac{h_{\text{бар}}}{760} = (24,185 - 5,5) \cdot 0,98 \cdot \frac{760}{747} - 31,56 \cdot \frac{747}{760} = -13,39 \text{ мм вод.ст.}$$

3.42.6 Статическое давление в нагнетательном тракте должно быть отрицательным (т.е. должно быть разрежение). Величина разрежения не менее 2 мм вод. ст. Как видно из полученного статического давления в нагнетательном тракте – условие выполняется. Вывод: на выходе из дымовой трубы устанавливать диффузор не нужно.

### 3.43 Определение КПД дымососа. Расчет мощности приводного двигателя дымососа

3.43.1 КПД дымососа двухстороннего всасывания типа Д-18х2 [1, рис. VII-46]

$$\eta = 40\%.$$

3.43.2 Коэффициент сжимаемости газа [1, п. 4-3]

$$\psi = 1.$$

3.43.3 Потребляемая дымососом мощность [1, п. 4-20]

$$N = \frac{Q_p^{\text{дс}} \cdot H_p^{\text{нр}} \cdot \psi}{K_p \cdot 3670 \cdot \eta} = \frac{199,08 \cdot 10^3 \cdot 240,39 \cdot 1}{0,861 \cdot 3670 \cdot 40} = 378,62 \text{ кВт.}$$

3.43.4 Коэффициент запаса по мощности [1, п. 4-20].

$$\beta_3 = 1,05.$$

3.43.5 Расчетная мощность двигателя [1, п. 4-20]

$$N_{\text{дв}} = N \cdot \beta_3 = 378,62 \cdot 1,05 = 397,56 \text{ кВт.}$$

Заключение: В процессе расчета определены сопротивления газового тракта и перепад давлений. Также определены геометрические размеры газопроводов, выбраны необходимые золоуловители и дымососы. Расчетная высота и устье дымовой трубы в проекте соответствует уже существующей дымовой трубе на Артёмовской ТЭЦ, следовательно нет необходимости в ее проектировании.

Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
		Инв. № дубл.	1
		Взам. инв. №	2
Инв. № подл.	3	Подпись и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.
ФЮРА.311233.001 ПЗ			Дата
			Лист
			65

### 5.1 Техничко-экономическое обоснование проекта

Проектируемый котел Е-210-9,9-540 КТ, работающий на каменном угле Липовецкого месторождения, является альтернативной заменой отработавшего ресурс оборудования Артёмовской ТЭЦ. Электроэнергия в настоящее время вырабатывается в основном на ТЭЦ, оборудованных паровыми котлами. Паровые котлы устанавливаются для комбинированной выработки как электроэнергии, так и тепловой энергии, отправляемой потребителям по теплофикационным трубопроводам на отопление и производственные нужды.

#### 1.1 Анализ конкурентоспособности технических решений

Данный анализ проводится систематически, так как рынки разработок постоянно обновляются. Этот анализ помогает поддерживать актуальность и конкурентоспособность продукта. Важно адекватно оценить сильные и слабые стороны конкурентов.

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

Проектируемый котел Е-210-9,9-540, работающий на природном газе сравнивается с котлом БКЗ-220-100ф (Е-220-9,8-540) предназначенный для сжигания смеси каменных и бурых углей. Результаты сравнения представлены в таблице 8.2

Таблица 8.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>кл</sub>
1	2	3	4	6	7
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	3	0,25	0,15
Удобство в эксплуатации	0,08	4	3	0,32	0,24
Надежность	0,18	4	3	0,72	0,54

Интв. № подл.	Интв. № дубл.	Подпись и дата
3	1	
Изм	Лист	№ докум.
		Подп.
		Дата

Уровень шума	0,07	2	3	0,14	0,21
Безопасность	0,18	4	3	0,72	0,54
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	0,12	0,09
Выбросы оксидов азота	0,04	3	4	0,9	0,12
Цена котельного агрегата	0,15	2	4	0,3	0,6
Затраты на топливо	0,07	4	5	0,6	0,35
Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	4	0,6	0,6
Итого	1	36	35	3,6	3,5

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей в сумме должны составлять 1. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  
 $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  
 $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Уязвимость позиции конкурентов обусловлена главным образом устареванием эксплуатируемого оборудования и его износом. Следовательно, предполагаемый срок эксплуатации у конкурентного оборудования будет меньше.

Главное конкурентное преимущество разработки – её новизна. Это делает её более надежной в сравнении с конкурентом, а также более легкой в эксплуатации, что способствует повышению производительности труда рабочих. Удобство в эксплуатации так же сказывается на стоимости производимого пара в сторону её удешевления.

Из проведенного анализа следует, что котел Е-210-9,9-540 технически и экономически гораздо более привлекателен, чем котел БКЗ-220-100ф.

#### 5.1.2 Структура работ в рамках проектирования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках проектирования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения проектирования.

Интв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. интв. №	2	Интв. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.2.

Таблица 5.4.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель
	3	Выбор направления исследований	Научный руководитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
Оформление отчетов НИР	7	Составление пояснительной записки	Инженер
	8	Публикация результатов	Инженер

Инва. № подл.	Инва. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата
3	1	2	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

## 5.2 Планирование и формирование бюджета проектирования, монтажа и эксплуатации

На стадии предварительных экономических расчетов капитальные вложения можно определять по формуле (разработка ЦКТИ им. Ползунова):

$$K = C_{\text{пол}} + C_{\text{пол}} \cdot P_n / 100 + K_{\text{тр}} + K_{\text{пот}} + K_{\text{стр}} = 49482940,4 + 49482940,4 \cdot 20 / 100 + 989658,8 + 8906929,27 + 8345361,88 = 77621478,46 \text{ руб.}, \quad (5.1)$$

где  $C_{\text{пол}}$  – полная себестоимость ПГ;

$P_n$  – средняя рентабельность по парогенераторостроению – 20 %);

$K_{\text{тр}}$  – транспортно–заготовительные расходы (2 % от  $C_{\text{пол}}$ );

$K_{\text{пот}}$  – сопутствующие затраты у потребителя;

$K_{\text{стр}}$  – затраты на строительную часть у потребителя.

Суть данной разработки заключается в том, что себестоимость изготовления ПГ ставится в зависимость от его параметров, которые в качестве коэффициентов вводятся в данную формулу:

$$C_{\text{пол}} = D \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot 2000 \cdot K_{\text{пер}} = \\ = 320 \cdot 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,12 \cdot 1,04 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 2000 \cdot 135 = 90272931,84 \text{ руб.} \quad (5.2)$$

где  $D$  – часовая паропроизводительность проектируемого ПГ;

$K_1$  – паропроизводительность проектируемого ПГ (при паропроизводительности в 210 т/ч принимается равным 0,78);

$K_2$  – параметры пара (при перегреве пара до 540 °С и давлении до 9,9 МПа принимается равным 1);

$K_3$  – перегрев пара (при отсутствии промперегрева принимается  $K_3=1$ );

$K_4$  – способ поставки (при поставке блоками принимается равным 1,15);

$K_5$  – вид топлива (при сжигании бурых углей принимается равным 1,12);

$K_6$  – компоновка ПГ (при П-образной компоновке принимается  $K_6=1,04$ );

$K_7$  – число корпусов (по числу корпусов принимается равным 1);

$K_8$  – тип ПГ (для барабанных котлов принимается равным 1),

$K_{\text{пер}}$  – коэффициент пересчета на современные цены (принимается  $K_{\text{пер}}=148$ ).

Удельная себестоимость ПГ выбранного за основу расчета:

$$K_{\text{пот}} = K_m + K_{\text{обм}} = 3958635,23 + 4948294,04 = 8906929,27 \text{ руб.}, \quad (5.3)$$

где  $K_m$  – затраты на монтаж, 8% от цены котла,

$K_{\text{обм}}$  – затраты обмуровку, 10% от цены котла (определяются косвенно).

Стоимость строительства:

$$K_{\text{стр}} = K_{\text{зд}} + K_{\text{ф}}. \quad (5.4)$$

где  $K_{\text{зд}}$  – стоимость здания, приходящаяся на ПГ;

$K_{\text{ф}}$  – стоимость фундамента.

В свою очередь:

$$K_{\text{зд}} = S_m \cdot k_{\text{дп}} \cdot C_{\text{зд}} \cdot h_{\text{кот}} = 72,12 \cdot 2 \cdot 1200 \cdot 39,6 = 6854440,2 \text{ руб.}, \quad (5.5)$$

$$K_{\text{ф}} = D \cdot k_{\text{ф}} = 210 \cdot 9318,26 = 1490921,6 \text{ руб.}; \quad (5.6)$$

где  $S_m$  – площадь парогенератора, м<sup>2</sup>;

$k_{\text{дп}}$  – коэффициент дополнительной площади, принимается  $k_{\text{дп}} = 2$ ;

$C_{\text{зд}}$  – стоимость квадратного метра фундамента, руб. за кв. метр;

Инд. № подл.	3	Взам. инв. №	2	Инд. № дубл.	1		Подпись и дата		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ				Лист
									69

$h_{\text{кот}}$  – высота котельного цеха (верхняя отметка ПГ+3–4м);

$k_{\text{ф}}$  – коэффициент, учитывающий влияние производительности котла на стоимость фундамента,  $k_{\text{ф}} = \text{КПД} \cdot 10^4$ .

С учетом (5.5) и (5.6) стоимость строительства:

$$K_{\text{стр}} = 1490921,6 + 6854440,2 = 8345361,88 \text{ руб.}$$

Таблица 5.3 – Сводная таблица капитальных вложений (инвестиций)

Состав капитальных вложений	Величина	
	Тыс.руб	%
Себестоимость парогенератора	49482,94	63,75
Затраты на монтаж	3958,63	5,10
Затраты на обмуровку	4948,29	6,37
Стоимость строительства	8345,36	10,76
Транспортно-заготовительные расходы	989,65	1,27
Наценка на ПГ	9896,58	12,75
Общие капитальные вложения	77621,48	100

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

5.3.1 Определение капитальных вложений проектируемого парового котла

5.3.1.1 Содержание единовременных (капитальных) затрат.

$$K = C_{\text{пол}} + \frac{C_{\text{пол}} \cdot P_{\text{н}}}{100} + K_{\text{тр}} + K_{\text{пот}} + K_{\text{стр}},$$

где  $C_{\text{пол}}$  – полная себестоимость ПГ;

$P_{\text{н}}$  – средняя рентабельность по парогенераторостроению – 20%);

$K_{\text{тр}}$  – транспортно-заготовительные расходы (принять – 2% от  $C_{\text{пол}}$ );

$K_{\text{пот}}$  – сопутствующие затраты у потребителя;

$K_{\text{стр}}$  – затраты на строительную часть у потребителя.

5.3.1.1.1 Расчет полной себестоимости

$$C_{\text{пол}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot D \cdot 2000 \cdot K_{\text{пер}},$$

где  $K_1 = 0,8$  – коэффициент по паропроизводительности [7];

$K_2 = 1$  – коэффициент по параметрам пара [7];

$K_3 = 1$  – коэффициент по промежуточному перегреву [7];

$K_4 = 1,15$  – коэффициент по блочности поставки [7];

$K_5 = 1,12$  – коэффициент по видам топлива [7];

$K_6 = 1$  – коэффициент по компоновке котлов [7];

$K_7 = 1$  – коэффициент по числу корпусов котла [7];

$K_8 = 1$  – коэффициент по типам котлов [7];

$D = 210$  т/ч – паропроизводительность котла;

$K_{\text{пер}} = 55$  – коэффициент пересчета на современные цены (принято)

Инд. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инд. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------



$$C_{\text{пол}} = 0,8 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,12 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 210 \cdot 2000 \cdot 55 = 23802,24 \text{ тыс.руб.}$$

5.3.1.1.2 Средняя рентабельность по парогенераторостроению

$$\frac{C_{\text{пол}} \cdot P_{\text{н}}}{100} = 0,2 \cdot 23802,24 = 4760,448$$

5.3.1.1.3 Транспортно-заготовительные расходы

$$K_{\text{тр}} = 0,02 \cdot C_{\text{пол}} = 0,02 \cdot 23802,24 = 476,045 \text{ тыс.руб.}$$

5.3.1.1.4 Сопутствующие затраты у потребителя

$$K_{\text{пот}} = K_{\text{м}} + K_{\text{обм}},$$

где  $K_{\text{м}}$  – затраты на монтаж

$$K_{\text{м}} = 0,1 \cdot C_{\text{пол}} = 0,1 \cdot 23802,24 = 2380,224 \text{ тыс.руб.}$$

$K_{\text{обм}}$  – затраты на обмуровку

$$K_{\text{обм}} = 0,12 \cdot C_{\text{пол}} = 0,12 \cdot 23802,24 = 2856,269 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{пот}} = 2380,224 + 2856,269 = 5236,493 \text{ тыс.руб.}$$

5.3.1.1.5 Расчет затрат на строительную часть

$$K_{\text{стр}} = K_{\text{зд}} + K_{\text{ф}},$$

Капитальные вложения в здание, приходящееся на один эксплуатируемый парогенератор

$$K_{\text{зд}} = S_{\text{пр}} \cdot K_{\text{дп}} \cdot h_{\text{кот}} \cdot \Pi_{\text{зд}} = 440 \cdot 2 \cdot 37 \cdot 1200 = 39072 \text{ тыс. руб.},$$

где  $S_{\text{пр}}$  – площадь, занимаемая парогенератором

$$S_{\text{пр}} = a \cdot b = 20 \cdot 22 = 440 \text{ м}^2;$$

Коэффициент, учитывающий дополнительную площадь;

$$K_{\text{дп}} = 2$$

$h_{\text{кот}} = 37 \text{ м}$  – высота помещения котельной;

Средняя стоимость  $1 \text{ м}^3$  производственного здания, в котором эксплуатируется парогенератор;

$$\Pi_{\text{зд}} = 1200 \text{ руб/м}^3$$

Стоимость фундамента

$$K_{\text{ф}} = D \cdot k_{\text{ф}} = 210 \cdot 9084,64 = 1907,77 \text{ тыс. руб.},$$

где  $K_{\text{ф}}$  – коэффициент, учитывающий влияние производительности котла на стоимость фундамента.

$$K_{\text{ф}} = \text{КПД} \cdot 10^4 = 0,908464 \cdot 10000 = 9084,64;$$

$D$  – паропроизводительность парогенератора.

$$K_{\text{стр}} = 39072 + 1907,77 = 40979,77 \text{ тыс. руб.}$$

5.3.1.1.6 Общие капитальные вложения

$$K = 23802,24 + 4760,448 + 476,045 + 5236,493 + 40979,77 = 75254,996 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 5 – Сводная таблица капитальных вложений (инвестиций)

Состав капитальных вложений	Величина	
	Тыс.руб.	%
Себестоимость парогенератора	23802,24	31,63

Инва. № подл.	Подпись и дата	Инва. № дубл.	Подпись и дата
3		1	
		2	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

ФЮРА.311233.001 ПЗ

Затраты на монтаж	2380,224	3,16
Затраты на обмуровку	2856,269	3,79
Стоимость строительства	40979,77	54,46
Транспорт.-заготов. Расходы	476,045	0,63
Наценка на ПГ	4760,448	6,33
Общие капитальные вложения	75254,996	100

### 5.3.2 Расчет годовых эксплуатационных расходов

#### 5.3.2.1 Годовые текущие издержки или эксплуатационные расходы

Расходы, составляющие себестоимость продукции (эксплуатационные расходы), являются текущими расходами, обычно повторяющимися в течение всего периода изготовления продукции.

$$I_{\text{год}} = I_{\text{топ}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{в}} + I_{\text{эл}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{соц.н}} + I_{\text{пр}},$$

где  $I_{\text{топ}}$  – затраты на топливо;

$I_{\text{ам}}$  – затраты на амортизацию;

$I_{\text{тр}}$  – затраты на текущий ремонт;

$I_{\text{в}}$  – затраты на воду;

$I_{\text{эл}}$  – затраты на электроэнергию;

$I_{\text{зп}}$  – затраты на заработную плату;

$I_{\text{соц.н}}$  – затраты на социальные цели;

$I_{\text{пр}}$  – прочие расходы.

#### 5.3.2.2 Затраты на топливо

$$I_{\text{топ}} = B_p \cdot h_{\text{год}} \cdot \left(1 + \frac{B_{\text{пот}}}{100}\right) \cdot C_{\text{т.н.т.}} = 33,39 \cdot 6500 \cdot \left(1 + \frac{6}{100}\right) \cdot 500 = 115028,55 \text{ тыс.руб.},$$

где  $B_p = 9,2736 \text{ кг/с} = 33,39 \text{ т/ч}$  – расход топлива;

$h_{\text{год}} = 6500 \text{ ч}$  – число часов использования установленной мощности;

$B_{\text{пот}} = 6 \%$  – суммарная величина потерь топлива на территории котельной в %;

$C_{\text{т}} = 500 \text{ руб/т}$  – цена натурального топлива.

#### 5.3.2.3 Определение затрат на электроэнергию

$$I_{\text{эл.эн.}} = N_y \cdot h_{\text{год}} \cdot k_{\text{вр}} \cdot k_{\text{п}} \cdot C_{\text{э}} + N_y \cdot C_{\text{кв}} = 70 \cdot 6500 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1,62 + 70 \cdot 230 = 613,151 \text{ тыс. руб.},$$

где  $N_y = 70 \text{ кВт}$  – установочная мощность токоприемников парогенератора;

$h_{\text{год}} = 6500 \text{ ч}$  – число часов использования установленной мощности;

$k_{\text{вр}} = 0,9$ ,

$k_{\text{п}} = 0,9$  – коэффициенты времени и потерь электроэнергии;

$C_{\text{э}} = 1,62 \text{ руб./кВт}$  – тариф на потребленную электроэнергию;

$C_{\text{кв}} = 230 \text{ руб./кВт}$  – стоимость кВт на заявленную мощность.

#### 5.3.2.4 Определение амортизационных отчислений

$$I_a = p_n \cdot K = 0,033 \cdot 75254,996 = 2483,415 \text{ тыс. руб.},$$

где  $p_n = 3,3\%$  – норма амортизационных отчислений на капитальный ремонт и на реновацию;

$K$  – капитальные вложения (строка 7 табл.2).

Инд. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. инв. №	2	Инд. № дубл.	1
Подпись и дата		Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

ФЮРА.311233.001 ПЗ

Лист

72

### 5.3.2.5 Определение затрат на текущий ремонт

$$I_{\text{тек. рем.}} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 2483,415 = 496,683 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.3.2.6 Определение затрат на воду

Воду котельная потребляет для добавки в цикл с целью компенсации потери воды из цикла и для технических нужд.

Годовой расход воды определяют из пароводяного баланса котельной.

$$I_B = D_B \cdot C_B \cdot h_{\text{год}} = 21 \cdot 73 \cdot 6500 = 9964,5 \text{ тыс. руб.}$$

где  $C_B = 73 \text{ руб./т}$  – стоимость воды с учетом химводоочистки;

$D_B = 0,1 \cdot D = 0,1 \cdot 210 = 21 \text{ т/ч}$  – часовой расход воды (принимается 10% от паропроизводительности).

### 5.3.2.7 Определение затрат на содержание персонала

Норма обслуживания котельных установок представлена в табл. 4.3 (расчет ведется на 4 котла).

Таблица 6 – Норма обслуживания котельных установок (заработная плата)

Наименование должностей	Норма обслуживания в смену, ПГ/чел	Месячный оклад, руб./чел./мес.	Месячный оклад на 1 ПГ
Старший машинист	3	17000	17000
Машинист котлов 4 разряда	2	16300	24450
Машинист котлов 3 разряда	1	16000	48000
Машинист багорной насосной	6	15800	7900
Машинист насосных установок	3	15700	15700
Машинист обходчик по котельному оборудованию	3	15500	15500
Котлочист	3	14500	4833
Зольщик	3	14100	4700
Слесарь по ремонту котельного оборудования	2	14200	7100
Дежурный слесарь	6	13800	2300
Дежурный электрик	6	13800	2300
Электросварщик	6	14000	2333
Газоэлектросварщик	6	14100	2350
Газорезчик	6	14100	2350
Печник	3	14500	4833
Крановщик	6	13500	2250
Токарь	6	13800	2300
Кладовщик	3	12500	4167
Уборщица	3	5000	1667
Итого ЗП <sup>оп</sup> <sub>пр</sub>			172033
Нач. цеха	1	19000	19000
Зам. Нач. цеха	1	18200	18200
Нач. смены	3	17800	5933

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Ст. мастер	1	16000	16000
Мастер	3	12000	4000
Итого ЗП <sup>ИТР</sup> <sub>пр</sub>			63133
Всего по котельному цеху			235166

### 5.3.2.7.1 Годовая заработная плата обслуживающего персонала

#### 5.3.2.7.1.1 Основная заработная плата обслуживающего персонала

$$ЗП_{осн}^{оп} = ЗП_{пр}^{оп} + ЗП_{пр}^{оп}(K_{дон} + K_{прем} + K_{рк}) = 172033 + 172033(0,2 + 0,43 + 0,3) = 332024 \text{ руб.},$$

где  $K_{дон} = 0,2$  – коэффициент, учитывающий доплаты до часового фонда времени;

$K_{прем} = 0,43$  – коэффициент, учитывающий премии;

$K_{рк} = 0,3$  – районный коэффициент.

#### 5.3.2.7.1.2 Дополнительная заработная плата обслуживающего персонала

$$ЗП_{доп}^{оп} = 0,08 \cdot ЗП_{пр}^{оп} = 0,08 \cdot 172033 = 13763 \text{ руб.}$$

#### 5.3.2.7.1.3 Общая годовая заработная плата обслуживающего персонала

$$\sum(ЗП)_{год}^{оп} = (ЗП_{осн}^{оп} + ЗП_{доп}^{оп}) \cdot 12 = (332024 + 13763) \cdot 12 = 4149,44 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.3.2.7.2 Годовая заработная плата руководителей

#### 5.3.2.7.2.1 Основная заработная плата руководителей

$$ЗП_{осн}^{ИТР} = ЗП_{пр}^{ИТР} + ЗП_{пр}^{ИТР}(K_{прем} + K_{рк}) = 63133 + 63133(0,43 + 0,3) = 109220 \text{ руб.},$$

где  $K_{прем} = 0,43$  – коэффициент учитывающий премии;

$K_{рк} = 0,3$  – районный коэффициент.

#### 5.3.2.7.2.2 Дополнительная заработная плата руководителей

$$ЗП_{доп}^{ИТР} = 0,08 \cdot ЗП_{пр}^{ИТР} = 0,08 \cdot 63133 = 5051 \text{ руб.}$$

#### 5.3.2.7.2.3 Общая годовая заработная плата руководителей

$$\sum(ЗП)_{год}^{ИТР} = (ЗП_{осн}^{ИТР} + ЗП_{доп}^{ИТР}) \cdot 12 = (109220 + 5051) \cdot 12 = 1371,25 \text{ тыс. руб.}$$

#### 5.3.2.7.3 Общие затраты на заработную плату

$$И_{зп} = \sum(ЗП)_{год}^{оп} + \sum(ЗП)_{год}^{ИТР} = 4149,44 + 1371,25 = 5520,69 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.3.2.8 Определение отчислений на социальные нужды

$$И_{соц.н} = 0,3 \cdot И_{зп} = 0,3 \cdot 5520,69 = 1656,207 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.3.2.9 Определение обще котельных и прочих расходов

$$И_{пр} = 0,12 \cdot И_{экспл} = 0,12 \cdot 135763,196 = 16291,58 \text{ тыс. руб.},$$

Инд. № подл.	3	Подпись и дата	Взам. инв. №	2	Инд. № дубл.	1	Подпись и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ	Лист
														74

## Эксплуатационные расходы котельной

$$I_{\text{экспл}} = I_{\text{топ}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{тек.рем}} + I_{\text{в}} + I_{\text{эл.эн}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{соц.н}} = 115028,55 + 2483,415 + 496,683 + 9964,5 + 613,151 + 5520,69 + 1656,207 = 135763,196 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.3.2.10 Определение годовых затрат

$$I_{\text{год}} = I_{\text{экспл}} + I_{\text{пр}} = 135763,196 + 16291,58 = 152054,776 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.3.2.11 По результатам расчета годовых затрат заполняется таблице 7

Таблица 7 – Сводная таблица затрат

Наименование затрат	Обозначение	Величина, т.руб.	Удельный вес в %
Расходы на топливо	$I_{\text{т}}$	115028,55	81,16
Расходы на амортизацию	$I_{\text{ам}}$	2483,415	0,97
Расходы на тек.ремонт	$I_{\text{тек.рем}}$	496,683	0,20
Расходы на электроэнергию	$I_{\text{эл.эн}}$	613,151	0,24
Расходы на воду	$I_{\text{в}}$	9964,5	3,91
Расходы на зарплату	$I_{\text{зп}}$	5520,69	2,16
Отчисления на соц.нужды	$I_{\text{соц.н}}$	1656,207	0,65
Прочие расходы	$I_{\text{пр}}$	27336,85	10,71
Годовые издержки	$I_{\text{год}}$	179391,626	100

Полученные значения эксплуатационных расходов однозначно указывают на преобладающее значение расходов на обеспечение поставок топлива. На них приходится наибольшая доля ежегодных капиталовложений.

Т.к. первостепенной задачей эффективного управления и эксплуатации парового котла является обеспечение непрерывного снабжения топливом и снижение сопутствующих его потерь при транспортировке и хранении.

### 5.3.2.12 Себестоимость вырабатываемого пара

$$C_{\text{п}} = \frac{I_{\text{год}}}{D_{\text{год}}^{\text{выр}}} = \frac{179391,626 \cdot 1000}{1365000} = 131,43 \text{ руб/т.},$$

где  $D_{\text{год}}^{\text{выр}} = h_{\text{год}} \cdot D = 6500 \cdot 210 = 1365000 \text{ т/год}$  – количество вырабатываемого пара.

### 5.3.2.13 Себестоимость отпущенной тонны пара

$$C_{\text{отп}} = \frac{I_{\text{год}}}{D_{\text{отп}}} = \frac{179391,626 \cdot 1000}{1296750} = 138,34 \text{ руб/т.},$$

где  $D_{\text{отп}} = D_{\text{год}} - D_{\text{сн}} = 1365000 - 68250 = 1296750 \text{ т/год}$  – годовой расход отпущенного пара;

$D_{\text{сн}} = 0,05 \cdot D_{\text{год}} = 0,05 \cdot 1365000 = 68250 \text{ т/год}$  – годовой расход пара на собственные нужды.

В результате расчета технико-экономических показателей котельного агрегата были получена величина капитальных вложений проектируемого парового котла, а так же величина годовых текущих издержек потребителя, исходя, из которых была определена себестоимость вырабатываемого пара.

Интв. № подл.	3	Подпись и дата	
Взам. интв. №	2	Подпись и дата	
Интв. № дубл.	1	Подпись и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

## Заключение

В выпускной квалификационной работе была спроектирована котельная установка для Артемовской ТЭЦ. Обосновано предпочтение технических решений в проекте, выбраны компоновка и тип горелочных устройств, поверхностей нагрева, и в конечном итоге проведен тепловой расчет, в результате которого были определены тепловосприятости и геометрические размеры элементов котла. В процессе расчета газового тракта определены сопротивления газового тракта и перепад давлений. Также определены геометрические размеры газопроводов, выбраны необходимые золоуловители и дымососы: два электрофильтра типа УГ2-3-53-01 и два дымососа типоразмера ДН-18х2.

Для достоверности данных расчетов проводились различные нормативные проверки, которые оказались положительными.

Определены технико-экономические показатели основного оборудования котельной установки, такие как:

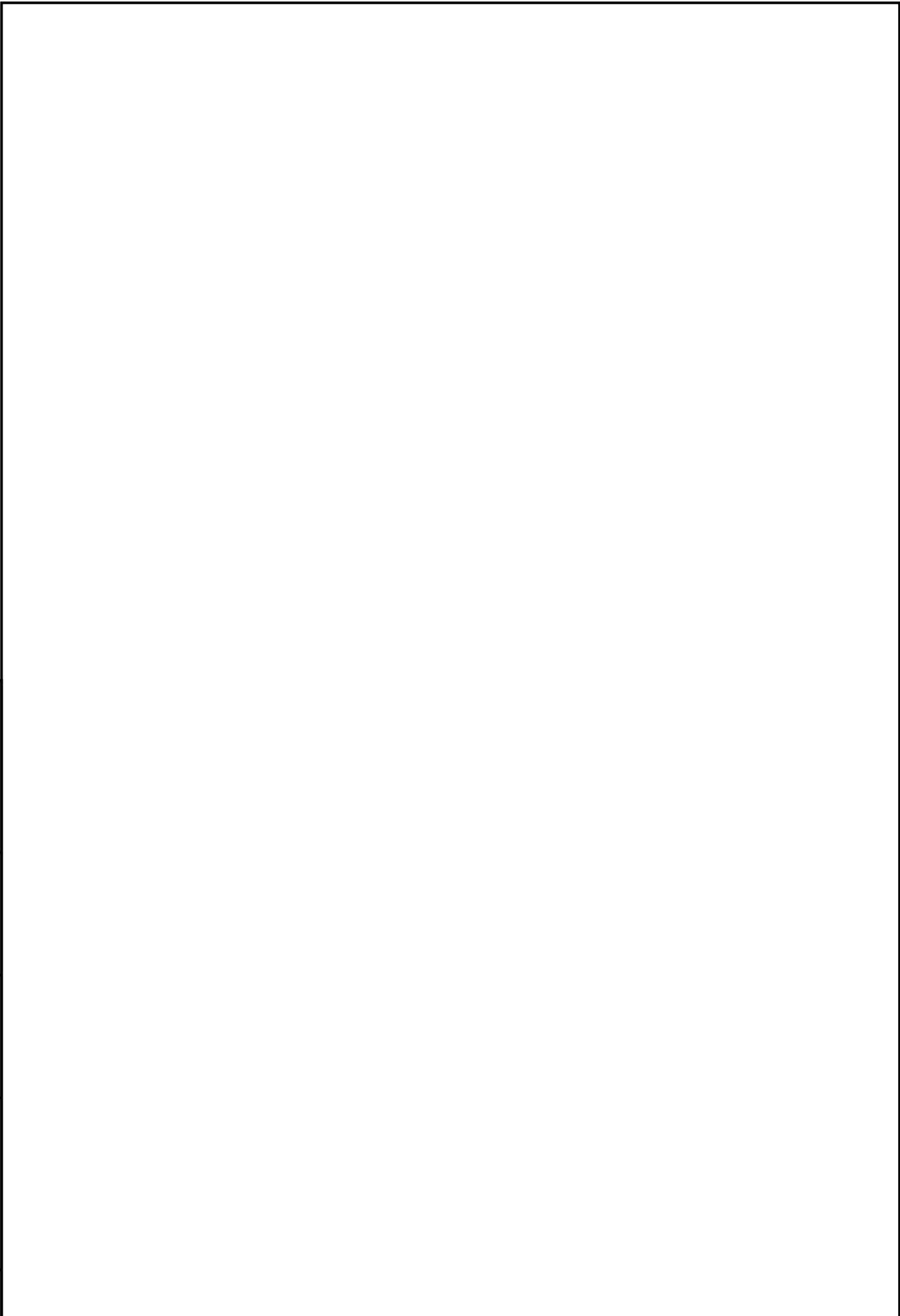
- цена парогенератора;
- капитальные вложения в проектируемый котел;
- годовые издержки которые складывались из расходов на топливо, электроэнергию, воду, зарплату и др.
- себестоимость вырабатываемой и отпущенной тонны пара.

При рассмотрении вопросов социальной ответственности, проанализирована техногенная и региональная безопасность, т.е. рассматривались такие факторы как: противопожарная безопасность, электробезопасность, вентиляция, шум, освещение, микроклимат и т.д. Были разобраны организационные мероприятия для обеспечения безопасности.

Проект котельной установки типа Е паропроизводительностью 210 т/час предлагается рассматривать как один из вариантов для замены выработавшего ресурс оборудования Артемовской ТЭЦ.

Инв. № подл.	3	Подпись и дата		Инв. № дубл.	1	Подпись и дата		
Взам. инв. №	2							
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.311233.001 ПЗ			Лист
							76	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата
3		2	1	



Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.311233.001 ПЗ

Лист

77