

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ »

20 \_\_\_\_ Г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 - Теплоэнергетика и теплотехника

код-наименование направления

Проект реконструкции Томь-Усинской ГРЭС

тема

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

должность, ученая степень

П. В. Шишмарев

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И. И. Семенов

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Тех. контроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е. А. Бойко

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

П. В. Шишмарев

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Политехнический институт

---

институт

Тепловые электрические станции

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ »

20 \_\_\_\_ Г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Семенову Ивану Ильичу  
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ18-01Б Направление (специальность) 13.03.01  
номер код

Теплоэнергетика и теплотехника  
полное наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект реконструкции  
Томь-Усинской ГРЭС

Утверждена приказом по университету № 3094/с от 24.02.2022

Руководитель ВКР П.В. Шишмарев, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС  
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Производственная инструкция по  
эксплуатации парогенератора ТП-42; режимная карта котлов №1-6 ТУ  
ГРЭС; комплект чертежей ТП-42; наблюдения эксплуатационного  
персонала.

Перечень разделов ВКР Описание технической проблемы и обоснование  
реконструкции; поверочный тепловой расчет котла ТП-42 до  
реконструкции на проектное топливо; расчеты на различные нагрузки и  
топлива; анализ результатов реконструкции; расчет затрат на проведение  
реконструкции и срока окупаемости.

Перечень графического материала

Лист 1. Продольный разрез

Лист 2. Поперечный разрез

Лист 3. Вид сверху

Лист 4. Чертеж ВЭК-2

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_  
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ Г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект реконструкции Томь-Усинской ГРЭС» выполнена на пяти листах графической части и 121 страницах расчетно-пояснительной записки.

Ключевые слова: КОТЕЛ ТП-42, КОНВЕКТИВНЫЙ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЬ, ВОДЯНОЙ ЭКОНОМАЙЗЕР, ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ, ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, АНАЛИЗ РЕКОНСТРУКЦИИ.

Объект реконструкции – Томь-Усинская ГРЭС.

Цели реконструкции:

– Доведение температуры свежего пара на котлах ТП-42 Томь-Усинской ГРЭС до номинальной (510 °С) на непроектном топливе.

– Сохранение энергетического эффекта после реконструкции на прежнем уровне.

В данной ВКР рассмотрены способы осуществления реконструкции с целью устранения технической проблемы, из которых отобран самый привлекательный с технической и экономической точки зрения. Проведены поверочные тепловые расчеты на различные режимы работы до и после реконструкции на проектное и непроектное топлива. Произведены необходимые расчеты после реконструкции, подтверждающие ее целесообразность и эффективность. По итогу работы произведена экономическая оценка эффективности проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Описание технической проблемы и обоснование реконструкции .....	5
1.1	Краткая характеристика Томь-Усинской ГРЭС .....	5
1.1.1	Состав основного оборудования .....	5
1.1.2	Организационная структура ТУ ГРЭС .....	6
1.2	Характеристика котлоагрегата ТП-42.....	7
1.2.1	Режимная карта котла ТП-42.....	12
1.3	Характеристики топлив .....	15
1.4	Постановка задач.....	15
1.5	Литературный обзор источников возможных решений.....	16
1.6	Обоснование технических решений по вариантам реконструкции...	19
1.7	Выводы к первому разделу .....	20
2	Поверочный тепловой расчет котла ТП-42 до реконструкции на проектное топливо .....	20
2.1	Расчет коэффициентов избытка воздуха в газовом тракте котла .....	21
2.2	Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	21
2.3	Определение КПД котла.....	25
2.4	Определение расхода топлива .....	25
2.5	Тепловой расчет топочной камеры .....	26
2.5.1	Конструктивные и тепловые характеристики топочной камеры..	26
2.5.2	Расчет теплообмена в топке .....	29
2.6	Расчет тепловосприятости потолочного радиационного пароперегревателя.....	33
2.7	Поверочный расчет фестона .....	34
2.8	Поверочный расчет второй ступени КПП .....	40
2.9	Поверочный расчет первой ступени КПП.....	47
2.10	Поверочный расчет второй ступени ВЭК .....	55
2.11	Поверочный расчет второй ступени ВЗП.....	61
2.12	Поверочный расчет первой ступени ВЭК .....	65
2.13	Поверочный расчет первой ступени ВЗП.....	69
3	Расчеты на различные нагрузки и топлива.....	74

3.1 Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания для непроектного топлива .....	74
3.2 Сводный тепловой расчет .....	77
3.3 Техническая оценка результата реконструкции .....	91
4 Анализ результатов реконструкции .....	92
4.1 Аэродинамический расчет газового тракта реконструированного котла ТП-42 .....	92
4.2 Расчет вредных выбросов до и после реконструкции.....	101
4.3 Расчет рассеивания выбросов после реконструкции .....	104
4.4 Расчет пылесистемы .....	106
5 Расчет затрат на проведение реконструкции и срока окупаемости.....	109
5.1 Расчет экономии на сокращении расстояния поставки .....	109
5.2 Расчет экономии на топливе .....	111
5.3 Расчет экономии на уменьшении собственных нужд .....	111
5.4 Расчет экономии на уменьшении выбросов $\text{NO}_x$ .....	112
5.5 Расчет суммарной экономии.....	112
5.6 Расчет затрат на металл .....	112
5.7 Расчет затрат на монтаж.....	113
5.8 Расчет затрат на монтаж КПП-1 .....	114
5.9 Увеличение затрат, обусловленных увеличением выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду .....	115
5.10 Расчет срока окупаемости реконструкции .....	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	120

## **1 Описание технической проблемы и обоснование реконструкции**

Томь-Усинская ГРЭС расположена на юге Кемеровской области, в 25 км от Новокузнецка. Расположение станции обуславливает огромный выбор марок каменного угля в качестве топлива. Основным видом топлива Томь-Усинской ГРЭС является каменный уголь кузбасского угольного бассейна марок Д и Г. Основным местом поставки угля (на 2022 г.) являются разрезы Кузбасса и Хакасии (Кирбинский, Талдинский, Восточно-Бейский, Заречный) среднее расстояние поставки составляет приблизительно 192 км.

В последнее время в связи с ростом цен на энергетическое топливо была осуществлена попытка перехода на промпродукт предприятия ЗАО ЦОФ «Сибирь» марки «Г, пром». Использование этого топлива экономически выгодно для станции, благодаря его низкой цене и близостью поставки топлива (6 км).

Во время сжигания промпродукта на котлах 1-6 (ТП-42) был выявлен недогрев свежего пара до номинального значения температуры при несении минимальной нагрузки.

Актуальность данной темы заключается в решении реальной проблемы станции в связи с переводом котлов 1-6 на новое топливо с целью минимизации топливных издержек, которые для КЭС составляют более 50% от общих издержек, связанных с эксплуатацией.

Таким образом, решение этой проблемы позволит получить экономическую выгоду при сохранении энергетического эффекта.

### **1.1 Краткая характеристика Томь-Усинской ГРЭС**

Томь-Усинская ГРЭС – самая крупная ТЭС на юге Западной Сибири. На станции размещено 9 энергоблоков установленной мощностью в сумме 1345,4 МВт. Располагается в южной части Кузбасса, в г.Мыски. Станция для покрывает нагрузку Кузбасской энергосистемы в базовой части. Принадлежит Сибирской генерирующей компании.

#### **1.1.1 Состав основного оборудования**

В состав основного оборудования станции входят 14 паровых котлов и 9 турбин, компоновка и наименования основного оборудования представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Состав основного оборудования

Цех	Тип блока	Парогенератор	ПТУ	ТГ	Силовой трансформатор
КТЦ-100	Дубль-блок	ТП-42	ВК-100-90/5	ТВ-2-100-2	ТДЦ-125000/110
		ТП-42			
		ТП-42			
		ТП-10	КТ-120-8,8-2М	ТВФ-125-2У3	АТДЦТН 250000/220/110-УХЛ1
ТП-10					
КТЦ-200	Моноблок	ПК-40	К-215-130	ТВВ-200-2А	ТДЦГ-25000/220
		ПК-40			
		ПК-40-2			
		ПК-40-2			

### 1.1.2 Организационная структура ТУ ГРЭС

#### 1. КТЦ-100

Основное оборудование находится в главном здании корпуса I-II очереди. Турбоагрегаты расположены в машинном зале продольно.

Схема пылеприготовления с промежуточным бункером пыли.

Отведение дымовых газов в КТЦ-100 осуществляется через пару дымовых труб высотой 120 м.

Мазутное хозяйство имеет в составе 4 стационарных емкости с совокупным объемом 8000 м<sup>3</sup>, а также две мазутных насосных.

Конденсаторы снабжаются охлаждающей водой по прямоточному типу. Вода закачивается из подводящих каналов с помощью береговых насосных станций. Насосные станции перекачивают воду по трем трубопроводам. Подогретая вода после конденсатора сливается в сбросной канал.

Дымовые газы очищаются мокрорпруктовыми золоуловителями ВТИ с предвключенными трубами Вентури. Золошлаковые отходы удаляются на золоотвал площадью 402 га с помощью гидравлической системы золоудаления.

Для управления оборудованием установлено 3 блочных щита.

#### 2. КТЦ-200

Основное оборудование находится в главном корпусе I-II очереди. В машинном зале располагаются турбоагрегаты поперечно.

Оборудование скомпоновано по блочному типу. Схема пылеприготовления с промежуточным бункером пыли.

В КТЦ-200 для отвода дымовых газов установлены две дымовые трубы высотой 150 м.



Дымовые газы очищаются мокрорутковыми золоуловителями ВТИ, оборудованными трубами Вентури. Зола и шлак удаляются посредством гидравлической системы с багерными насосами.

Для управления оборудованием установлено 2 БЩУ, два энергоблока управляются с одного щита.

### 3.Химический цех

Производительность ВПУ составляет 160 т/ч. Применяется схема с предварительной коагуляцией в осветлителях, с полным трехступенчатым обессоливанием. Подпитка теплосетей очищается по схеме с «голодной» регенерацией Н-катионирования, производительностью 150 т/ч.

### 4.Топливо-транспортный цех

ТТЦ включает в себя следующее оборудование: устройства разморозки и разгрузки, опрокидыватель вагонов бокового типа, угольный склад вместительностью 350000 т, узлы пересыпки и транспортерные галереи.

Управление оборудованием осуществляется с ЦЩУ топливоподачи.

### 5.Электрический цех

На станции установлены два распределительных устройства открытого типа напряжениями, соответственно, 110 и 220 кВ.

Собственные нужды станции запитаны с помощью трех трансформаторов полной мощностью 31,5 МВА – два с напряжениями по высшей и низшей стороне 110/6,3 кВ и одним с напряжением 220/6,3 кВ.

Управление подстанцией и контроль за энергоблоками осуществляются с ГЩУ.

## 1.2 Характеристика котлоагрегата ТП-42

Продольный разрез котлоагрегата представлен на рисунке 1

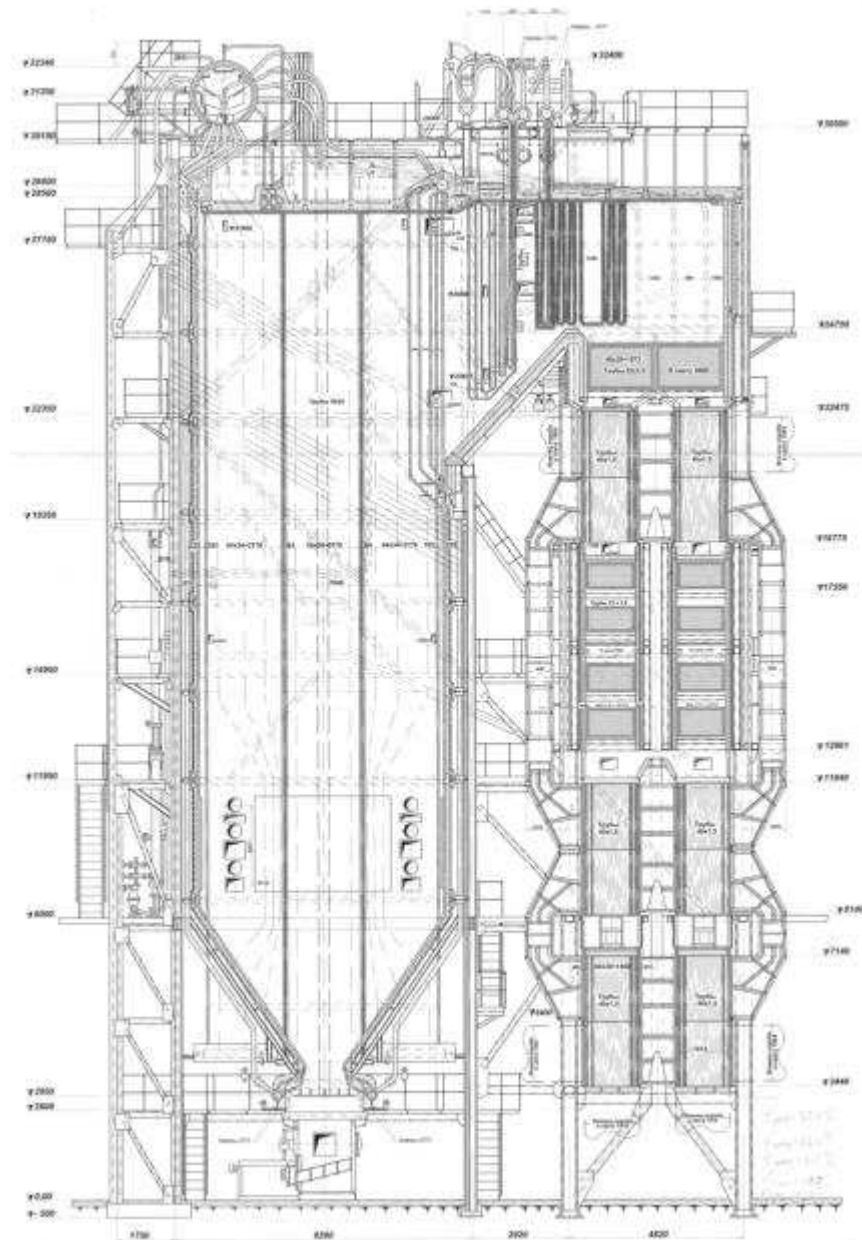


Рисунок 1 –ТП-42

Котел ТП-42 однобарабанный котел типа ТП-42 вертикально-трубный с естественной циркуляцией двухступенчатой схемой испарения и твёрдым (сухим) шлакоудалением служит для сжигания газовых углей Кузнецкого месторождения, а также промпродуктов обогащения Кузнецких углей, Хакасского газового угля . Растопочным топливом служит мазут марок М-40, М- 100.

Топка снабжена 8-ю пылеугольными горелками производительностью 4 т/час и 4-мя мазутными форсунками производительностью по 820 кг/ час каждая.

Топка экранирована трубами из стали 20 диаметром 60x 5. Коэффициент экранирования равен 0,83. Имеется 16 циркуляционных контуров. Солённые отсеки питают ближние к фронту боковые контура.

Контур боковых экранов имеют по 35 труб. Фронтального экрана – крайние по 36 труб, средние по 40 труб. Крайние коллекторы фронтального экрана разделены перегородкой для улучшения циркуляции, питаются 3-мя водоопускными трубами каждый. Средние коллектора по 4-м водоопускным трубам. Все коллекторы заднего экрана питаются по 4-м водоопускным трубам каждый. Боковые экраны питаются по 3-м водоопускным трубам каждый контур.

Диаметр водоопускных труб – 133x10 мм. Из верхних камер экранов, пароводяная эмульсия поднимается по 3-м трубам из каждой камеры в барабан. Циркуляционные контуры имеют термическое расширение сверху вниз на 95 мм. По длине камеры расширяются:- боковые на 13 мм, фронтальные и задние на 18 мм.

Все нижние коллекторы контуров имеют дренажи диаметром 20 мм с двумя последовательно установленными вентилями. Тепловые перемещения барабана, экранов и коллекторов проверять по реперам при растопке.

Пароперегреватель 2-х ступенчатый, смешанный (противоток и прямоток). Радиационная часть пароперегревателя расположена на потолке топочной камеры.

Пар проходит по 216 трубкам диаметром 32x4 ст 20( Радиационная часть и потолок). Затем поступает в первую ступень КПП (по ходу пара). По 108 двойным змеевиком диаметром 42x5 ст.15 ХМ Ближняя к фестону часть наращена (355 м<sup>2</sup>) из стали 12 ХМФ диаметром 42x4,5.

Переброс пара по ширине газохода осуществляется после пароохладителя. Пароперепускные трубы: барабан- радиационная часть –32 шт. диаметром 60x5, ст. 20.

Пароперепускные трубы между I и II ст. КПП –8 штук 108x10 ст. 15 ХМ. Камеры пароперегревателя:

а) радиационные части – 219x18 мм ст.20;

б) паросборная камера и выходные камеры II ст. КПП –325x40 ст.12 ХМФ;

в) остальные диаметром 273x26 ст. 20

Главный паропровод ст 15 ХМ-273x28 мм. Пароохладитель установлен между ступенями, диаметр камеры 273x26 ст.20. Тепловое расширение камер: средних – 15 мм, крайних – 12мм

Водяной экономайзер не отключаемого типа, трубчатый, двухступенчатый, первая ступень состоит из двух пакетов, материал сталь 20, диаметр труб 32x4 мм. Расположение труб шахматное, трубы расположены по

всей ширине газохода. Камеры водяного экономайзера имеют внешний диаметр 273 мм при толщине стенки 18 мм. Питательный трубопровод с наружным диаметром 219 мм при толщине стенки 19 мм, сталь 20. Коллекторы первой ступени на входе имеют дренажи, врезанные в общий коллектор дренажей котла.

ВЗП - трубчатый, шестиходовой, установлен в рассечку с водяным экономайзером, 3-х секционный (по 8 кубов в каждой секции). Температура воздуха на входе 30 °С. Температура воздуха в промежуточном коробе-203 °С. Из промежуточного короба, воздух подаётся на отопление по ряду "Д", а на отопление 14-ого транспортёра идёт горячий воздух после ВЗП.

Температура воздуха после II ступени ВЗП-356 °С. Диаметр трубок 40 x 1,5 ст. 20. В верхнюю часть I-II ступени подведена смывная вода для пожаротушения. Предусмотрена рециркуляция нагретого воздуха на всасывающую сторону ДВ, для поддержания оптимальной температуры воздуха перед ВЗП в зимнее время (30 °С ) во избежание конденсации паров в дымовых газах. ( Образование серной кислоты и вследствие этого коррозии труб с газовой стороны) .

Котел снабжен следующим вспомогательным оборудованием:

1. Пылеприготовительными шаровыми барабанными мельницами Ш-16 (две на котел) с мельничными вентиляторами типа ВМ-50/1000 (2шт);
2. Дутьевыми вентиляторами типа ВД-20 (2 шт);
3. Дымососами типа Д-18x2 (2 шт);
4. Золоулавливающей установкой, состоящей из мокро-пленочных золоуловителей МВ-ВТИ диаметром 3200 мм и труб «Вентури» в количестве 4 шт. на котел.

Основные характеристики представлены в таблице 2:

Таблица 2 - Техническое описание котла и его составных частей.

<b>Основные параметры</b>	<b>ТП-42</b>
Производительность, Т/час	230
Давление в барабане, кгс/см <sup>2</sup>	115
Давление свежего пара, кгс/см <sup>2</sup>	100
Температура питательной воды, °С	215
Теоретически необходимое количество воздуха, м <sup>3</sup> /кг	6,98
Коэффициент избытка воздуха	1,25
Температура острого пара, °С	510
Адиабатная температура горения, °С	2004
Температура уходящих газов, °С	128
Температура горячего воздуха, °С	356

Продолжение таблицы 2

Объёмы, м <sup>3</sup> :	
водяной	70,7
Паровой	27
Объёмы пылеугольной топки (9792 мм x 7030 мм x 21600 мм)	1480

Схема пылеприготовления показана на рисунке 2:

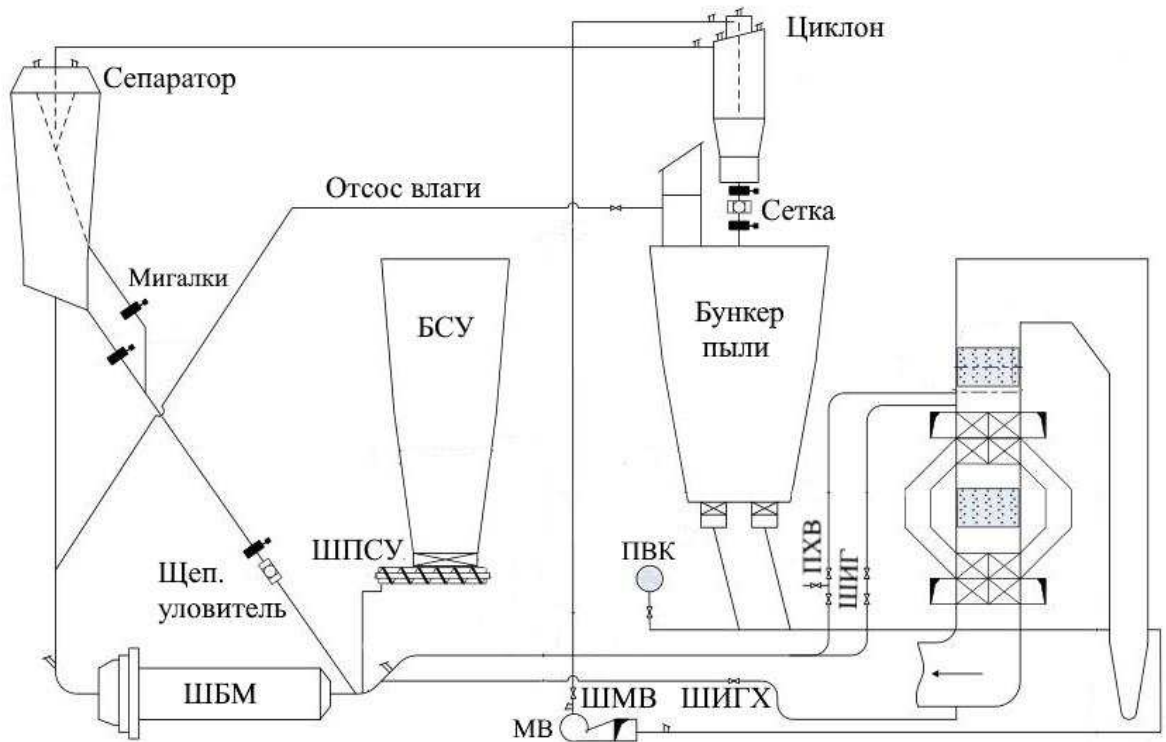
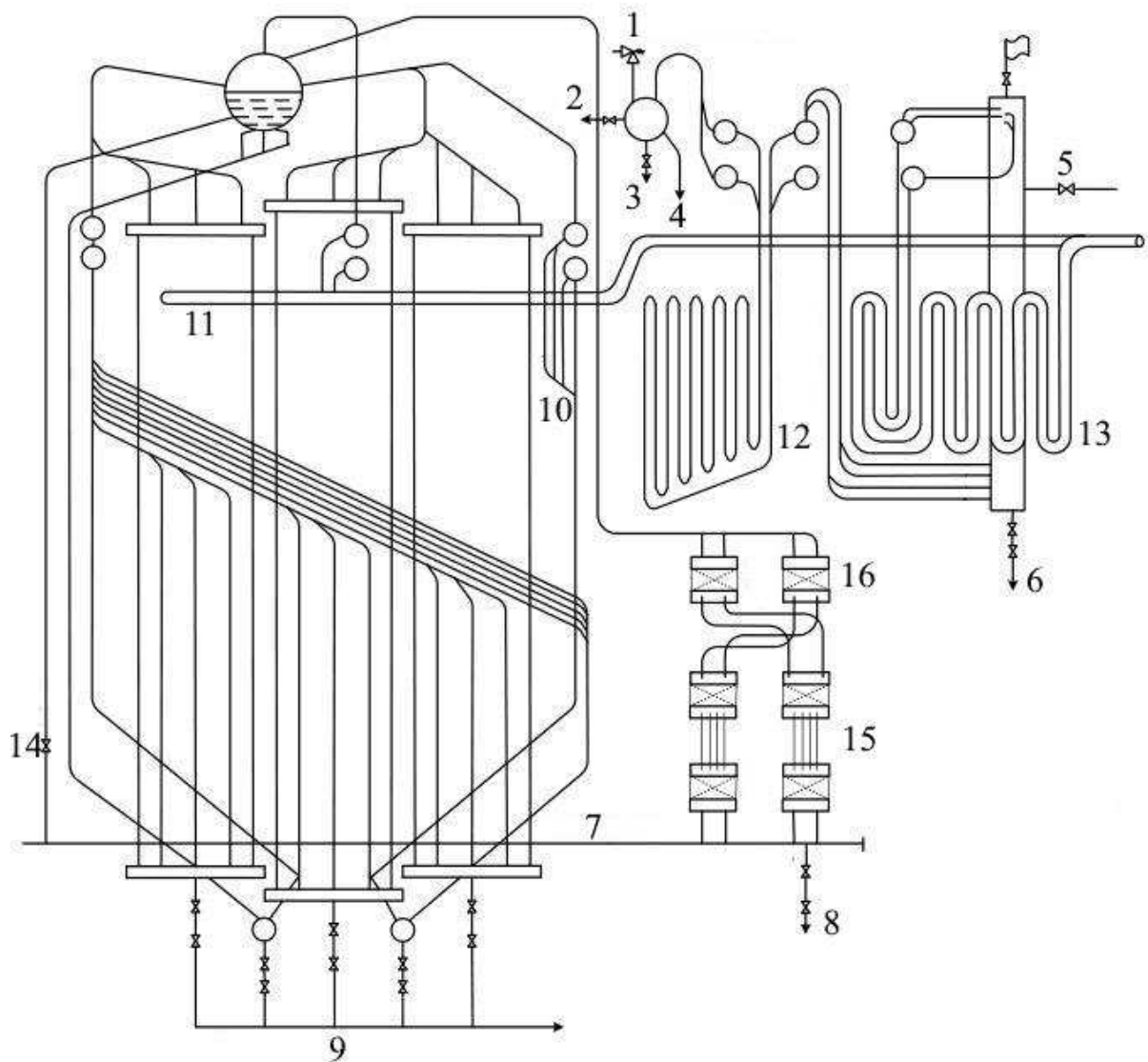


Рисунок 2 – Схема пылеприготовления котлов 1-6 (ТП-42)

Схема циркуляции представлена на рисунке 3:



1-Предохранительный клапан; 2-ГПЗ; 3-РП; 4-Продувка п/п; 5-Впрыск; 6-Дренаж п/о;  
7-Линия питательной воды; 8-Дренаж в/э; 9-Коллектор нижних точек; 10-Фестон;  
11- РПП; 12-КПП-2; 13-КПП-1; 14-Рециркуляция В/Э; 15- ВЭК-1; 16-ВЭК-2.

Рисунок 3 – Схема циркуляции котлов 1-6

### 1.2.1 Режимная карта котла ТП-42

Таблица 3 – Режимная карта котла ТП-42

№	Наименование величин	Размерность	Нагрузка котла по воде (т/ч) и кол-во работающих пылесистем				
			140	170	200	220	230
1	<b>Пароводяной и топливный тракт</b>						
1.1	Давление перегретого пара	кгс/см <sup>2</sup>			100		

Продолжение таблицы 3

1.2	Температура перегретого пара	°С	510				
1.3	Частота вращения пылепитателей	об/мин	600-1200				
1.4	Разрежение вверху топки	мм в. ст.	2,0-4,0				
2	<b>Воздушный тракт</b>						
2.1	Содержание O <sub>2</sub> за п/перегрев.	%	6,5	6	5,4	5	5
2.2	Давление холодного воздуха до ВЗП	мм в. ст.	80-100	80-100	135-145	165-180	180-195
2.3	Температура горячего воздуха	°С	315-330				
3	<b>Газовый тракт</b>						
3.1	Температура газов за КПП	°С	445	450	455	465	475
3.2	Разрежение газов за ВЗП	мм в. ст.	105-115	120-125	125-130	135-145	145-155
3.3	Ток потребляемый ДС	А	27-28	28-30	32-34	35-37	36-38
3.4	Разрежение газов перед ДС	мм в. ст.	270-290	290-310	310-330	330-350	370-380
4	<b>Экономические показатели</b>						
4.1	Содержание горючих в уносе	%	4,7	3,9	3	2,5	2,2
4.2	Потери тепла с мех-им недожогом	%	1,5	1,23	0,95	0,79	0,7
4.3	Потеря тепла с уход-ми газами	%	7,34	7,24	7,14	7,16	7,1
4.4	КПД котла брутто	%	90,18	90,7	91,21	91,41	91,58
4.5	Удел. расх. эл.эн. на тягу и дутье	кВтч/Гк	7,7	7,2	6,8	6,6	6,5
4.6	Содержание Noх в дымовых газах ( приведенных к L=1,4)	Не более 570					

**Во всем диапазоне нагрузок:**

1. Температура уходящих 147-169 °С, при работе двух котлов на турбину.

2. В работе 2 дымососа и 2 дутьевых вентилятора

**Режим работы золоуловителей**

1. Расход воды на трубы Вентури – 65-70 т/ч

2. Давление воды на трубы Вентури – не менее 3,0 атм.

3. Расход воды на орошение скрубберов – 17-20 т/ч

4. Температура газов перед дымососом с подогревом горячим воздухом равна 65-70 °С

**Режим работы пылесистемы**

1. Разрежение перед/ за мельницей – 150 - 200/350 – 500 мм. в. ст..

2. Загрузка мельницы по сопротивлению 250-300 мм в. ст..

3. Содержание кислорода за пылесистемой менее 16% и температура аэросмеси за мельницей не более 90 °С.

4. Остаток на сите R<sub>90</sub>=20-25 % 5. Загрузка шаров -23 – 26 тонн.

**Режим работы пылесистемы**

1. Режимная карта пересмотрена на основании испытаний ЗАО «ВТИ – Энергоналадка» от 2014г.

2. Режимная карта составлена для работы котла при включенных ПВД.

3. Расход воды на впрыск равен 0-6 т/ч

4. Данные приведены к температуре холодного воздуха = 35 °С.

### 1.2.2 Конструктивные характеристики элементов котла ТП-42.

Верхняя отметка топки: 21 600 мм

Таблица 4 – Конструктивные особенности котла ТП-42

Наименование	Диаметр труб d, мм	Материал труб	Количество труб, шт	Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>
Экраны	60×5	Ст. 20	514	685
Водоопускные трубы	133×10	Ст. 20	48	
Камеры экранов	133×10	Ст. 20	28	
Фестон	60×5	Ст. 20	152	226
Радиационный пароперегреватель	32×4	Ст. 20	216	55
КПП-1	32×4	Ст. 20	216	1050
КПП-2	42×4,5	12ХМФ	108	990
Пароперепускные трубы из барабана в радиационную часть	60×5	Ст. 20	32	
Пароперепускные трубы из I ступени во II ступень	108×10	15ХМ	8	
Камеры пароперегревателя:				
входные в РПП	219×18	Ст. 20	4	
выходные КПП 1	273×26	Ст. 20	4	
входные КПП 2	273×26	Ст. 20	4	
выходные КПП 2	325×40	12ХМФ	4	
Паросборная камера	325×40	12ХМФ	1	
Пароохладитель	273×26	Ст. 20	2	
Главный паропровод	273×28	15ХМ	1	



Продолжение таблицы 4

Камеры ВЭК	273×18	Ст. 20	24	
Воздухоподогреватель	40×1,5	Ст. 20		14600
Водяной экономайзер:				
первая ступень	32×3,5	Ст. 20	64	1075
вторая ступень	32×3,5	Ст. 20	80	970
Питательный трубопровод	213×13	Ст. 20	1	

### 1.3 Характеристики топлив

Таблица 5 – Характеристики топлив

Бассейн, месторождение		Кузнецкий	Кузнецкий
Марка, класс		Д, Р	Г, пром.
Состав рабочей массы топлива, %	W <sup>P</sup>	11,5	12
	A <sup>P</sup>	15,9	23,8
	S <sup>P</sup>	0,4	0,5
	C <sup>P</sup>	56,4	51,4
	H <sup>P</sup>	4	3,8
	N <sup>P</sup>	1,9	1,9
	O <sup>P</sup>	9,9	6,6
Выход летучих V <sup>Г</sup> , %		40,5	41
Теплота сгорания Q <sub>H</sub> <sup>P</sup> , кДж/кг		21900	19200
Коэффициент размоловоспособности, K <sub>лю</sub>		1,1	1,5
Температурные характеристики золы, °С	t <sub>1</sub>	1160	1170
	t <sub>2</sub>	1310	1270
	t <sub>3</sub>	1440	1340

### 1.4. Постановка задач

Главной целью этой работы является доведение температуры свежего пара на котлах ТП-42 Томь-Усинской ГРЭС до номинальной (510 °С) на непроектном топливе.

Для ее достижения нужно решить ряд задач:

1. Произвести расчет на проектное топливо для сравнения с результатами после реконструкции.
2. Проанализировать возможные варианты решений проблемы, выбрать наиболее привлекательный.
3. Проработать вариант реконструкции и произвести необходимые расчеты.

4. Детально проработать выбранный вариант.

Для выбранного варианта следует рассчитать производительность пылесистемы, выполнить аэродинамический расчет для проверки пригодности установленных дымососов, расчет вредных выбросов, расчет рассеивания.

5. Оценить технико-экономическую привлекательность проекта. Для этого следует рассчитать капиталовложения для реконструкции, оценить срок окупаемости проекта.

### 1.5 Литературный обзор источников возможных решений

Для достижения цели, описанной п. 1.4, рассмотрим опыт уже имеющихся реконструкций подобного характера на примере статьи Р.Ш. Загрутдинова, А.Н. Нагорнова, Н.А. Нагорнова, С.Н. Шитова «Опыт модернизации устаревшего котельного оборудования с целью повышения их единичной мощности и улучшения технико-экономических и экологических характеристик» [1].

Варианты решений из статьи представлены в таблице 6

Таблица 6 – Основные методы реконструкции устаревших пылеугольных котлов

Концепция	Краткое описание	Преимущества
Система нижнего дутья	Часть воздуха, подаваемого в горелки, подают на скаты холодной воронки через крупные сопла с долей $\alpha_{н.д} \approx 0,2-0,3$ . Это решение позволяет снизить провал в два раза, а так же избавиться от очагов газовой коррозии, зашлаковывания экранных труб, снижению выбросов оксидов азота приблизительно на 30%.	Повышение тепловосприятия холодной воронки за счет расширения зоны горения вниз. Это помогает достичь уменьшения выходной температуры после топки. Так же можно добиться сокращения количества провалившихся частиц в холодную воронку за счет СНД, это позволяет сократить $q_4$ .
Реконструкция горелочных устройств.	Установка вихревых малотоксичных горелок, которые позволяют снижать выброс оксида азота.	Позволяет снизить скорость смешивания пыли со вторичным воздухом в начальной части факела. Снижение $NO_x$ .

Продолжение таблицы 6

Реконструкция системы подачи пыли в горелки с переводом на ТПВКд.	Транспорт пыли осуществляется турбовоздуходувкой. Благодаря этому достигается снижение доли воздуха, с помощью которого транспортируется пыль, это позволяет снизить потери на трение в тракте первичного воздуха, регулировать его долю в зависимости от условий горения.	Снижение доли транспортного воздуха до десятых долей процента от его общего расхода на горелки, воздуха, в широких пределах изменять долю первичного воздуха. Так же метод позволяет сократить диаметр пылепроводов (60-80 мм).
Использование высокоэффективных материалов при изготовлении и поверхности нагревательных расположенных в конвективной шахте.	Замена материалов, из которых изготовлены теплообменники конвективной шахты на материалы с большим коэффициентом теплопроводности.	Увеличение коэффициента теплопередачи и как следствие, увеличение теплосъема с того же габаритного размера.
Оборудование котла пакетами, выполненными из труб с ленточным ребрением.	Увеличение поверхностей нагрева без увеличения габарита поверхности.	Увеличение теплосъема с того же габаритного размера, понижение температуры уходящих газов.

Так же в статье Поломошнова В.В., Березовского В.В., Меняева К.В. «Реконструкция парового котла с переводом на сжигание непроектного топлива и повышением паропроизводительности» [2] описан опыт реконструкции перевода парового котла №11 Жезказганской ТЭЦ (БКЗ-220-100), функционирующий на Борлинском каменном угле на более низкокалорийный уголь той же марки.

В своей статье авторы говорят о том, что «Сжигание в котлах угля ухудшенного качества или непроектного топлива приводит к работе в нерасчетных режимах, как основного, так и вспомогательного оборудования ТЭС, как правило с ухудшением КПД и, соответственно, с увеличением удельных расходов топлива.»

Для реконструкции котлоагрегата были приняты следующие решения:

1. Ступенчатое сжигание топлива. Для реализации этого метода, воздух, поступающий на горение, подают через сопла на скаты холодной воронки с долей нижнего дуться 0,2 – 0,3.

2. Реконструкция топочно-горелочного устройства. В котлах, на которых установлен промежуточный бункер пыли наиболее выгодной является схема размещения горелок на углах топки с вихрем в центре за счет тангенциального расположения горелок. Это позволяет снизить скорость смешивания пыли с первичным воздухом в начальной части факела. Метод также позволяет снизить шлакование топочных экранов, так как вдоль них движутся газы с пониженной температурой.

3. Оребрение низкотемпературных поверхностей нагрева. На котлах для увеличения теплосъема было применено ленточное оребрение экономайзера второй ступени. При сжигании топлив с повышенной зольностью часто проявляется эрозия низкотемпературных поверхностей нагрева. Для избежания этого явления калачи змеевиков выносят за газоход. Для снижения золосодержащего износа трубчатого ВЗП предусмотрена установка трубных цилиндрических вставок длиной не более десяти внутренних диаметров.

На основе выше приведенных материалов статей можно выделить типовые проблемы, возникающие при переводе пылеугольных паровых котлов на непроектные топлива:

1. Снижение КПД котельного агрегата;
2. Снижение номинальных параметров котла;
3. Работа в нерасчетных режимах котельного агрегата и его вспомогательного оборудования.
4. Увеличение золосодержащего износа поверхностей нагрева в следствие повышения зольности непроектного топлива в сравнении с проектным.
5. Возможное увеличение интенсивности процессов шлакования поверхностей нагрева.

Для осуществляемой реконструкции актуальны проблемы 1, 2, 3. Решение данных проблем 1 и 2 решается уменьшением тепловых потерь котла, чего можно добиться описанными выше методами.

Надежная работа вспомогательного оборудования, конкретно оборудования пылеприготовления, дутьевых вентиляторов, дымососов, оборудования очистки дымовых газов, зависит от типа топлива и зачастую при переводе на непроектное топливо решается его заменой, либо частичной реконструкцией, к примеру, замена рабочего колеса дымососа и т.д.

## 1.6 Обоснование технических решений по вариантам реконструкции

Рассматриваемые варианты реконструкции приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Варианты реконструкции

Вариант	Преимущества	Недостатки
Рециркуляция продуктов сгорания	Небольшой объем мероприятий по реконструкции .	Увеличение затрат на собственные нужды за счет работы дымососа рециркуляции. Повышенный золовой износ конвективных поверхностей нагрева. Повышенные затраты на перекачку газов вследствие увеличения сопротивления газохода из-за повышенного общего объема газов в тракте. Рост потерь с недожогом вследствие введения инертных газов в ядро факела. Некоторое повышение потери $q_2$ .
Добавить в состав пароперегревателя ширмы	Увеличение температуры пара перед КПП.	Большие затраты на металл, затраты на монтаж. Остынут газы перед выходным пакетом КПП.
Увеличить поверхность КПП-1	Простота проектирования.	Расширение возможно лишь в область поворотной камеры, есть риск попадания нарощенной поверхности в область продольного омывания газами, что снизит коэф-т отдачи тепла от газов к стенке. Затраты на металл, на монтаж.
Применить трубы с оребрением в КПП-2	Простота проектирования.	Большие затраты на металл.
Сократить поверхность фестона.	Простота проектирования и монтажа. Небольшие затраты на металл и монтаж.	Вероятная необходимость небольшого увеличения поверхности КПП-1. Увеличение температуры стенки КПП-2.
Применить трубы с оребрением во второй ступени экономайзера	Простота проектирования.	Затраты на металл.

Анализируя преимущества и недостатки вышеописанных вариантов, наиболее привлекательным является пятый вариант.

Но такой вариант выполнить не получится, т.к. излишне увеличится температура уходящих газов, которую необходимо сохранить на том же уровне или понизить для повышения КПД котлоагрегата. Так же вероятно выходной пакет КПП-2 будет обогреваться более горячими газами, что значительно сократит срок его работы.

Поэтому основным вариантом будет комбинация вариантов 3 и 6, этот вариант будет затратнее по капитальным вложениям, но более эффективен с точки зрения надежности и повышения КПД.

### 1.7 Выводы к первому разделу

В начале раздела 1 описана техническая проблема, в п.1.1 приведена характеристика реконструируемой станции. В п.1.2 приведено описание парового котла ТП-42, как объекта реконструкции. В п.1.5 произведен литературный обзор источников, в которых изложены уже проверенные методы по реконструкциям подобного типа. В п.1.6 на основе уже имеющейся картины решений составлен краткий анализ возможных вариантов реконструкции и отобран самый привлекательный вариант. В п.1.7 приведена цель и поставлены задачи, которые необходимо выполнить для успешного достижения цели ВКР.

Подводя итоги первого раздела, можно утверждать, что работа имеет актуальность и предварительно экономическую привлекательность. Так же стоит отметить, что проект может быть легко осуществлен в современных реалиях энергетического производства.

## 2 Поверочный тепловой расчет котла ТП-42 до реконструкции на проектное топливо

Приведенная влажность топлива рассчитывается по формуле:

$$W^{\Pi} = \frac{W^p}{Q_H^p} \cdot 1000 = \frac{11,5}{21900} \cdot 1000 = 0,525 \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДж}} \quad (1)$$

Рассчитаем приведенную зольность топлива по формуле:

$$A^{\Pi} = \frac{A^p}{Q_H^p} \cdot 1000 = \frac{15,9}{21900} \cdot 1000 = 0,726 \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДж}} \quad (2)$$

Примем температуру уходящих газов предварительно  $\vartheta_{yx} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$  ,  
температуру воздуха перед воздухоподогревателем  $t'_{вп} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$  .

Примем температуру холодного воздуха равной  $t'_{хв} = t'_{вп} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Температуру горячего воздуха примем  $t_{гв} = 338 \text{ }^{\circ}\text{C}$  .

## 2.1 Расчет коэффициентов избытка воздуха в газовом тракте котла

В соответствии с исходными данными примем расчетный коэффициент избытка воздуха из топки  $\alpha_T = 1,25$

По таблице 3.2 [3] примем среднее значения присоса воздуха в систему пылеприготовления  $\Delta\alpha_{пл} = 0,1$

По таблице 3.3 [3] примем: присос холодного воздуха в топку  $\Delta\alpha_T = 0,08$  в конвективный пароперегреватель  $\Delta\alpha_{пп} = 0,03$ , в ступень ВЭК  $\Delta\alpha_{вэ} = 0,02$ , в ступень ВЗП  $\Delta\alpha_{вп} = 0,03$ .

Доля избыточного воздуха, который проникает в зону горения через горелки:

$$\alpha_{гор} = \alpha_T - \Delta\alpha_T = 1,25 - 0,08 = 1,17 \quad (3)$$

Рассчитаем долю избыточного воздуха, через горелки по формуле:

$$\beta_{ГВ} = \alpha_{гор} - \Delta\alpha_{пл} = 1,17 - 0,1 = 1,07 \quad (4)$$

Избыток воздуха конвективным пароперегревателем:

$$\alpha''_{пп} = \alpha_T + \Delta\alpha_{пп} = 1,25 + 0,03 = 1,28 \quad (5)$$

Избыток воздуха за второй ступенью ВЭК:

$$\alpha_{вэК2} = \alpha''_{пп} + \Delta\alpha_{вэ} = 1,28 + 0,02 = 1,3 \quad (6)$$

Избыток воздуха за второй ступенью ВЗП:

$$\alpha_{вп2} = \alpha_{вэК2} + \Delta\alpha_{вп} = 1,3 + 0,03 = 1,33 \quad (7)$$

Избыток воздуха за первой ступенью ВЭК:

$$\alpha_{вэК1} = \alpha_{вп2} + \Delta\alpha_{вэ} = 1,33 + 0,02 = 1,35 \quad (8)$$

Избыток воздуха за первой ступенью ВЗП:

$$\alpha_{вп1} = \alpha_{вэК1} + \Delta\alpha_{вп} = 1,35 + 0,03 = 1,38 \quad (9)$$

## 2.2 Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Теоретический объем воздуха:

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,256 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P =$$

$$= 0,0889 \cdot (56,4 + 0,375 \cdot 0,4) + 0,256 \cdot 4 - 0,0333 \cdot 9,9 = 5,758 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad (10)$$

Теоретические объемы газов, образующиеся при сгорании всего угля:

Объем азота

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + 0,8 \frac{N^P}{100} = 0,79 \cdot 5,758 + 0,8 \frac{1,9}{100} = 4,564 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad (11)$$

Объем газов, состоящих из трех атомов

$$V_{RO_2} = 1,866 \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100} = 1,866 \frac{56,4 + 0,375 \cdot 0,4}{100} = 1,055 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad (12)$$

Объем водяных паров

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^P + 0,124W^P + 0,016 \cdot V_B^0 = 0,111 \cdot 4 + 0,124 \cdot 11,5 + \\ + 0,0161 \cdot 5,758 = 0,679 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad (13)$$

Объем дымовых газов

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 = 1,055 + 4,564 + 0,679 = 6,298 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad (14)$$

Рассчитаем объемные доли газов, состоящих из трех атомов, концентрацию частиц золы и объем продуктов сгорания. Результат представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Объемы продуктов сгорания, объемные доли газов, состоящих из трех атомов и концентрация частиц золы

Название величины и обозначение	Газоход						
	Топка	КПП-2	КПП-1	ВЭК2	ВЗП2	ВЭК1	ВЗП1
$\alpha'' = \alpha_T + \sum \alpha_i$	1,25	1,265	1,28	1,3	1,33	1,35	1,38
Средняя доля избыточного воздуха в нагревательной поверхности $\alpha_{\text{ср}}$	1,2500	1,2575	1,2725	1,29	1,315	1,34	1,365



Продолжение таблицы 8

Объем водяного пара, $\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{\text{ср}} - 1)V_B^0$	0,7022	0,7029	0,7043	0,7059	0,7082	0,7105	0,7128
Полный объем дымового газа, $\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ $V_{\Gamma} = V_{\Gamma}^0 + 0,0161(\alpha_{\text{ср}} - 1)V_B^0$	7,7605	7,8044	7,8922	7,9945	8,1408	8,2870	8,4333
Доля объема газов, состоящих из трех атомов $r_{r_{O_2}} = V_{r_{O_2}}/V_{\Gamma}$	0,1359	0,1352	0,1337	0,1320	0,1296	0,1273	0,1251
Доля объема водяных паров $r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_{\Gamma}$	0,0905	0,0901	0,0892	0,0883	0,0870	0,0857	0,0845
Суммарная объемная доля $r_{\Pi} = r_{r_{O_2}} + r_{H_2O}$	0,2264	0,2252	0,2229	0,2203	0,2166	0,2130	0,2096
Масса дымовых газов, кг/кг $G_{\Gamma} = 1 - 0,01A^p + 1,306\alpha_{\text{ср}}V_B^0$	10,2409	10,2973	10,4101	10,5417	10,7297	10,9177	11,1057
Концентрация частиц золы, кг/кг $\mu_{\text{зл}} = A^p\alpha_{\text{ун}}/(100 G_{\Gamma})$	0,0147	0,0147	0,0145	0,0143	0,0141	0,0138	0,0136

Теплосодержание воздуха:

$$H_B^0 = V_B^0 \cdot C_B \cdot \vartheta, \quad (15)$$

где  $V_B^0$  – объем воздуха, теоретически необходимый при коэф-те избыточного воздуха  $\alpha = 1$ ,  $\text{м}^3/\text{кг}$ , (см. формулу 10);

$C_B$  – теплоемкость воздуха,  $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$ , при расчетной  $\vartheta$ .

Теплосодержание золы, определяемое по формуле:

$$H_{\text{зл}} = 0,01 \cdot \alpha_{\text{ун}} \cdot A^p \cdot C_{\text{зл}} \cdot \vartheta, \quad (16)$$

где  $C_{\text{зл}}$  – теплоемкость золы,  $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$  при расчетной  $\vartheta$ ;

$\alpha_{\text{ун}} = 0,95$  – доля уноса золы с газами;

$A^p$  – зольность топлива, % (см. таблицу 2).

Рассчитаем энтальпии продуктов сгорания, сведем результат в таблицу

9.

Таблица 9 – Энтальпии продуктов сгорания

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$H_{\Gamma}^0$ ( $\alpha = 1$ )	$H_{\text{B}}^0$ ( $\beta_{\text{B}} = 1$ )	$H_{\text{ЗЛ}}$	$H_{\Gamma} = H_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1)H_{\text{B}}^0 + H_{\text{ЗЛ}}$						
				Топка (по $\alpha_{\Gamma}$ )	КПП-2	КПП-1	ВЭК 2 ст. (по $\alpha_{\text{ВЭК}2}$ )	ВЗП 2 ст. (по $\alpha_{\text{ВЗП}2}$ )	ВЭК 1 ст. (по $\alpha_{\text{ВЭК}1}$ )	ВЗП 1 ст. (по $\alpha_{\text{ВЗП}1}$ )
100	861,7	759,9	12,2							1162,7
200	1747,3	1526,2	25,5						2307,0	2352,8
300	2657,2	2302,3	39,8					3456,8	3502,9	3571,9
400	3645,3	3122,0	54,4				4636,3	4730,0	4792,4	4886,1
500	4621,8	3942,2	69,2			5794,9	5873,7	5992,0	6070,8	6189,1
600	5624,1	4781,4	84,6		6975,8	7047,5	7143,1	7286,6	7382,2	7525,7
700	6651,8	5637,2	100,0	8161,1	8245,7	8330,3	8443,0	8612,1	8724,9	8894,0
800	7701,6	6506,1	115,8	9444,0	9541,6	9639,1	9769,3	9964,4	10094,6	10289,8
900	8769,1	7389,3	132,2	10748,6	10859,4	10970,3	11118,0	11339,7	11487,5	
1000	9854,0	8282,3	148,6	12073,1	12197,4	12321,6	12487,2	12735,7		
1100	10954,8	9243,5	165,7	13431,4	13570,0	13708,7	13893,6			
1200	12068,9	10103,9	182,3	14777,1	14928,7	15080,2				
1300	13197,9	11030,5	205,5	16161,0	16326,5					
1400	14333,6	11963,6	239,0	17563,5						
1500	15480,2	12901,1	265,5	18971,0						
1600	16635,8	13845,9	288,3	20385,6						
1700	17801,6	14793,5	311,7	21811,6						
1800	18969,6	15742,5	335,7	23241,0						
1900	20144,76	16703,50	360,38	24681,02						

### 2.3 Определение КПД котла

Механический недожог определяет потерю  $q_4$ , равную 0,5%. Ввиду полного сгорания горючих газов  $q_3$  задаем равной 0.

Потерю теплоты  $q_6$  с физическим теплом шлака примем 0, т.к.  $A^P < 2,5Q_H^P$  (15,9 % < 54,75 МДж/кг)

Рассчитаем утрату теплоты от охлаждения наружной поверхности при номинальной нагрузке:

$$q_5^H = \frac{\left(\frac{60}{D_{НОМ}}\right)^{0,5}}{\lg D_{НОМ}} = \frac{\left(\frac{60}{63,889}\right)^{0,5}}{\lg(63,889)} = 0,537 \%, \quad (17)$$

где  $D_{НОМ} = 230 \frac{T}{\text{ч}} = 63,889 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$  – номинальная паропроизводительность котла.

Вычислим  $q_5$  по формуле:

$$q_5 = q_5^H \cdot \frac{D_{НОМ}}{D} = 0,537 \cdot \frac{230}{230} = 0,537 \% \quad (18)$$

Определим потерю с уходящими газами  $q_2$ :

$$q_2 = \frac{(H_{уx} - \alpha_{уx} \cdot H_{хв}^0)(100 - q_4)}{Q_P^P} = \frac{(1757,5 - 1,38 \cdot 223,544)(100 - 0,5)}{21900} = 6,571 \%, \quad (19)$$

где  $H_{уx}$  – теплосодержание уходящих газов, определяется по  $\vartheta_{уx}$  из таблицы (9);

$H_{хв}^0$  – теплосодержание холодного воздуха определяется по  $t'_{хв}$  из таблицы (9);

$Q_P^P$  – располагаемая теплота сжигаемого топлива, принимается равной низшей теплоте сгорания на рабочую массу (таблица 5);

$\alpha_{уx}$  – коэффициент избытка воздуха за ВЗП1.

КПД котла найдем по формуле:

$$\eta_k = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 = 100 - 6,571 - 0 - 0,7 - 0,537 - 0 = 92,192 \% \quad (20)$$

### 2.4 Определение расхода топлива

Поданный расход угля в топку котла:

$$B = \frac{D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{кип}} - h_{\text{пв}})}{Q_p^p \cdot \eta_k} =$$

$$= \frac{63,889 \cdot (3403,064 - 924,959) + D_{\text{пр}} \cdot (1461,793 - 924,959)}{21900 \cdot 0,92192} = 7,876 \frac{\text{кг}}{\text{с}}, \quad (21)$$

где  $D_{\text{пе}}$  - заданная паропроизводительность котла, кг/с;

$h_{\text{пе}}(P_{\text{пе}}, t_{\text{пе}}) = 3403,064 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - теплосодержание перегретого пара, здесь  $P_{\text{пе}}, t_{\text{пе}}$  - давление и температура перегретого пара, соответственно, см. ;

$h_{\text{пв}}(P_{\text{пв}}, t_{\text{пв}}) = 924,959 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - теплосодержание питательной воды, здесь  $t_{\text{пв}}$  - температура питательной воды, см. таблицу 2;

$h_{\text{кип}}(1,15 \cdot P_{\text{пе}}) = 1461,793 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - теплосодержание воды в барабане на линии насыщения;

$D_{\text{пр}}$  - расход продувочной воды, кг/с, определяется по формуле

$$D_{\text{пр}} = 0,02 \cdot D_{\text{пе}} = 0,02 \cdot 63,889 = 1,278 \frac{\text{кг}}{\text{с}}, \quad (22)$$

где  $D_{\text{пе}} = 230 \frac{\text{т}}{\text{ч}} = 63,889 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$  - расход перегретого пара.

В связи с ненулевым значением  $q_4$  определим расчетный расход сгоревшего угля

$$B_p = B \cdot (1 - 0,01q_4) = 7,876 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,7) = 7,821 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (23)$$

## 2.5 Тепловой расчет топочной камеры

### 2.5.1 Конструктивные и тепловые характеристики топочной камеры

Составим эскиз топки (рисунок 4).

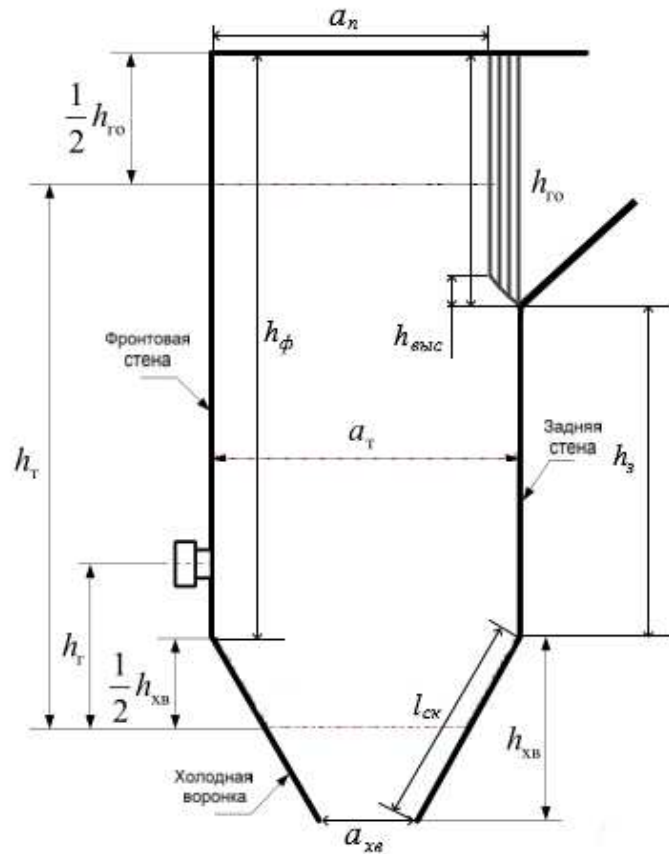


Рисунок 4 – Эскиз топки

Размеры топки (см. рисунок 4) представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Размеры топки

Размер	Значение, м
$a_n$	6,06
$h_{го}$	7,36
$h_{выс}$	0,98
$h_з$	12,46
$h_{хв}$	4,6
$a_{хв}$	1,01
$a_T$	7,03
$h_T$	18,44
$h_{г1}$	3,64
$h_{г2}$	4,68
$l_{ск}$	5,497
$h_{ф}$	19,82

Вычислим площадь боковой стенки, м<sup>2</sup>:

$$\begin{aligned}
 F_{бок} &= a_n \cdot (h_{zo} - h_{выс}) + \left( \frac{a_n + a_T}{2} \right) \cdot h_{выс} + h_3 \cdot a_T + \left( \frac{a_T + a_{XB}}{2} \right) \cdot h_{хв} = \\
 &= 6,06 \cdot (7,36 - 0,98) + \left( \frac{6,06 + 7,03}{2} \right) \cdot 0,98 + 12,46 \cdot 7,03 + \left( \frac{7,03 + 1,01}{2} \right) \cdot \\
 &\cdot 4,6 = 151,163
 \end{aligned} \tag{24}$$

Ширина топочной камеры составляет  $b_T = 9792$  мм.

Тогда объем топочной камеры будет равен

$$V_T = b_T \cdot F_{бок} = 9,792 \cdot 151,163 = 1480 \text{ м}^3 \tag{25}$$

Теплонапряжение топочного объема рассчитаем по формуле:

$$q_V = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{V_T} = \frac{7,821 \cdot 21900}{1480} = 115,708 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3} \tag{26}$$

Площадь газового окна найдем по формуле:

$$\begin{aligned}
 F_{zo} &= \left( \sqrt{h_{выс}^2 + (a_T - a_n)^2} + h_{zo} - h_{выс} \right) \cdot b_T = \left( \sqrt{0,98^2 + (7,03 - 6,06)^2} + 7,36 - \right. \\
 &\left. - 0,98 \right) \cdot 9,792 = 75,975 \text{ м}^2
 \end{aligned} \tag{27}$$

Сумму площадей фронтальной, задней стены и потолка найдем по формуле:

$$\begin{aligned}
 F_{cm} &= (h_{ф} + h_3 + a_n + l_{ск}) \cdot b_T = (19,82 + 12,46 + 6,06 + 5,497) \cdot 9,792 = \\
 &= 559,058 \text{ м}^2
 \end{aligned} \tag{28}$$

Площадь топочных стен:

$$F_{cm}^{полн} = F_{cm} + 2 \cdot F_{бок} = 559,058 + 151,163 \cdot 2 = 861,384 \text{ м}^2 \tag{29}$$

Излучающий слой топки, эффективной толщиной, м:

$$s_T = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{cm}} = 3,6 \cdot \frac{1480}{861,384} = 6,186, \tag{30}$$

где  $V_T$  – объем топки, м<sup>3</sup>,  
 $F_{cm}$  – площадь поверхности стен, м<sup>2</sup>.

### 2.5.2 Расчет теплообмена в топке

Примем выходную температуру за топкой,  $\mathcal{G}_T'' = 1051,837^\circ\text{C}$ .

Теплота горячего воздуха, который подается в топку:

$$Q_6 = \beta_{zg} \cdot H_{zg}^0 + (\Delta\alpha_T + \Delta\alpha_{nl}) \cdot H_{xg}^0 = 1,07 \cdot 2613,77 + (0,08 + 0,1) \cdot 223,544 = 2836,972 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (31)$$

где значение теоретической энтальпии  $H_{zg}^0$  определяется интерполяцией (таблица 9) при  $\beta_B = 1$  по температуре  $t_{TB} = 338^\circ\text{C}$ .

Полезное тепловыделение в топочной камере  $Q_T$  рассчитаем по формуле:

$$Q_T = Q_p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_6 = 21900 \cdot \frac{100 - 0 - 0,7 - 0}{100 - 0,7} + 2836,972 = 24736,972 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (32)$$

По  $Q_T$  находится температура продуктов сгорания в топке  $\mathcal{G}_a$ , °C. Рассчитаем ее с помощью метода обратной интерполяции по данным таблицы 9 в столбце топочной камеры, принимая энтальпию  $H_a = Q_T$ .

По результату интерполяции получаем  $\mathcal{G}_a = 1903,884^\circ\text{C}$ .

Коэффициент поглощения излучения дымовыми газами найдем по формуле:

$$k_T = \left( \frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{\sqrt{r_{II} \cdot s_T}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \frac{T_T''}{1000} \right) = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,0905}{\sqrt{0,2264 \cdot 6,186}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \frac{1324,837}{1000} \right) = 3,474, \quad (33)$$

где  $T_T'' = \mathcal{G}_T'' + 273$  – абсолютная выходная температура газов из топки, К;

$r_{II} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$  – доля объема газов, состоящих из трех атомов, определяется по таблице 8 в столбце для топки.

Коэффициент понижения излучения в топке летучими частицами золы:

$$k_{zl} = \frac{43\rho_2}{(T_T \cdot d_{zl})^{0,67}} = \frac{43 \cdot 1300}{(1324,837 \cdot 13)^{0,67}} = 81,137 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}, \quad (34)$$

где  $\rho_2$  - удельный вес дымовых газов при давлении атмосферы, г/м<sup>3</sup>;

$d_{zl}$  -эфф-ный диаметр частиц золы, мкм.

Коэффициент поглощения топочной среды рассчитаем по формуле:

$$k = k_{\Gamma} \cdot r_{\Pi} + k_{zl} \cdot \mu_{zl} + k_k = 3,474 \cdot 0,2264 + 81,137 \cdot 0,0147 + 0,5 = 2,479 \quad (35)$$

где  $\mu_{zl}$  – концентрация частиц золы, примем из таблицы 8 в столбце для топочной камеры.

Критерий Бугера:

$$Bu = k \cdot p \cdot s_T = 2,479 \cdot 0,1 \cdot 6,186 = 1,534, \quad (36)$$

где  $p$  – давление в топочной камере, МПа.

Значение критерия Бугера, эффективное:

$$Bu_{\text{эф}} = 1,6 \ln \left( \frac{1,4Bu^2 + Bu + 2}{1,4Bu^2 - Bu + 2} \right) = 1,6 \ln \left( \frac{1,4 \cdot 1,534^2 + 1,534 + 2}{1,4 \cdot 1,534^2 - 1,534 + 2} \right) = 0,955 \quad (37)$$

Параметр М, учитывающей размещение факела в топке:

$$M = 0,59 - 0,5 \cdot X_T = 0,59 - 0,5 \cdot 0,326 = 0,427, \quad (38)$$

где  $X_T = \frac{h_2}{h_T} + \Delta X_T = \frac{4,16}{18,44} + 0,1 = 0,326$  - отношение высоты горелок от пода

топки к расчетной высоте факела (см. таблицу 10).

$\Delta X_T = 0,1$  – коэф-т, учитывающий двухъярусное размещение горелок.

Угловой коэффициент экрана вычислим по формуле:

$$x = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{s}{d} - 1 \right) = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,064}{0,06} - 1 \right) = 0,987, \quad (39)$$



где  $\frac{s}{d}$  - отношение шага к диаметру труб настенного экрана, м/м.

Условный коэффициент загрязнения для экранов принимается по таблице 6.1 [1, с. 49]  $\xi = 0,45$

Для выходного окна топки коэффициент загрязнения найдем по формуле:

$$\xi_{вых} = \xi \cdot \beta = 0,45 \cdot 0,9 = 0,405, \quad (40)$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов составит:

$$\psi_{экp} = \xi \cdot x = 0,45 \cdot 0,987 = 0,444 \quad (41)$$

Коэффициент тепловой эффективности газового окна составит:

$$\psi_{zo} = \xi_{вых} \cdot x = 0,405 \cdot 1 = 0,405, \quad (42)$$

где  $x=1$  [2, с. 37]

Угловой коэффициент потолка найдем по формуле (39):

$$x_{ном} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,045}{0,032} - 1 \right) = 0,919, \quad (43)$$

Коэффициент тепловой эффективности потолка топки составит:

$$\psi_{ном} = \xi \cdot x_{ном} = 0,45 \cdot 0,919 = 0,413 \quad (44)$$

Т.к. экраны в топке имеют различные коэф-ы загрязнения, то усредненный коэф-та тепловой эффективности найдем по формуле:

$$\begin{aligned} \psi_{cp} &= \frac{\sum \psi_i \cdot F_{cmi}}{F_{cm}} = \frac{\psi_{экp} \cdot (F_{cm} - F_{ном}) + \psi_{ном} \cdot F_{ном} + \psi_{zo} \cdot F_{zo}}{F_{cm}^{полн}} = \\ &= \frac{0,405 \cdot (559,058 - 59,34) + 0,413 \cdot 0,413 + 0,405 \cdot 75,975}{861,384} = 0,438, \end{aligned} \quad (45)$$

где  $F_{ном} = a_n \cdot b_T = 6,06 \cdot 9,792 = 59,34 \text{ м}^2$  – площадь потолка топки.

Выходная температура топочной камеры:

$$\begin{aligned}
\mathcal{G}_{T_{расчет}}'' &= \frac{T_a}{1 + M \cdot Bu_{эф} \cdot \left( \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B_p \cdot (Vc)_{cp}} \right)^{0,6}} - 273 = \\
&= \frac{2177,034}{1 + 0,427 \cdot 0,955 \cdot \left( \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,438 \cdot 861,384 \cdot 2177,034^3}{0,995 \cdot 7,821 \cdot 14,037} \right)^{0,6}} - 273 = \\
&= 1051,829^\circ\text{C}, \tag{46}
\end{aligned}$$

где  $T_a = \mathcal{G}_a + 273$  – температура дымовых газов в топке, адиабатная  $\mathcal{G}_a$ , К;

$(Vc)_{cp}$  - суммарная осредненная теплоемкость продуктов сгорания одного кг топлива, рассчитаем по формуле (47).

$$(Vc)_{cp} = \frac{Q_T - H_T''}{\mathcal{G}_a - \mathcal{G}_T''} = \frac{24736,972 - 12777,206}{1903,884 - 1051,837} = 14,037 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}, \tag{47}$$

где  $H_T''$  – теплосодержание дымовых газов, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>) за топкой, найдем по уже заданной темп-ре  $\mathcal{G}_T''$  и доле избыточного воздуха за топочной камерой  $\alpha_T$  по таблице 9.

Сравним полученную температуру с ранее выбранным значением в начале пункта 2.5.2:

$$\mathcal{G}_T'' - \mathcal{G}_{T_{расчет}}'' = 1051,837 - 1051,829 = 0,008^\circ\text{C}$$

Т.к. расхождение менее  $1^\circ\text{C}$ , то примем:

$$\mathcal{G}_T'' = 1051,829^\circ\text{C}. \tag{48}$$

Лучистое тепло, которое забирают экраны топки от дымовых газов, кДж/кг:

$$Q_l = \varphi(Q_T - H_T'') = 0,995 \cdot (24736,972 - 12777,206) = 11895,569 \tag{49}$$

Рассчитаем поток тепла, который воспринимают экраны топки, кВт/м<sup>2</sup>

$$q_l = \frac{B_p \cdot Q_l}{F_{ст}^{полн} \cdot \chi} = \frac{7,821 \cdot 11895,569}{861,384 \cdot 0,975} = 110,769 \tag{50}$$

## 2.6 Расчет тепловосприятия потолочного радиационного пароперегревателя

Забираемое РПП тепло, в границах топки, кДж/кг:

$$Q_{\text{пот}} = \frac{q_l \cdot \eta_6 \cdot F_{\text{тк}}}{B_p} = \frac{110,769 \cdot 0,6 \cdot 68,152}{7,821} = 579,183 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (51)$$

где  $\eta_6 = 0,6$  - коэф-т, обусловленный неравноценностью обогрева верхней части топки и потолочных экранов;

$F_{\text{тк}}$  – находящаяся в топке котла часть поверхности потолка, м<sup>2</sup>:

$$F_{\text{тк}} = a_n + s_{2\text{фест}} \cdot 3 \cdot b_T = 59,34 + 0,3 \cdot 3 \cdot 9,792 = 68,152 \text{ м}^2, \quad (52)$$

где  $s_{2\text{фест}} = 300$  мм – продольный шаг труб фестона

Вычислим в горизонтальном газоходе среднюю температуру дымовых газов:

$$\bar{T}_{\text{гг}} = \frac{(T_T'' + \bar{T}_{\text{ПК}})}{2} = \frac{(1324,979 + 733,15)}{2} = 1029,064 \text{ К}, \quad (53)$$

где  $T_T''$  – температура газов на выходе из топки, К;

$\bar{T}_{\text{ПК}} = 733,15 \text{ К}$  – температура газов на входе в поворотную камеру;

Тепло, которое забирают нагревательные поверхности в области горизонтального газохода (кДж/кг):

$$Q_{\text{гг}} = \frac{q_0 \cdot \left(\frac{\bar{T}_{\text{гг}}}{1273}\right)^2 \cdot F_{\text{гг}}}{B_p} = \frac{30 \cdot \left(\frac{1029,064}{1273}\right)^2 \cdot 43,114}{7,821} = 108,077 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (54)$$

где  $q_0$  – тепловое напряжение экранов, удельное, кВт/м<sup>2</sup>;

$F_{\text{гг}}$  – площадь потолка горизонтального газохода, м<sup>2</sup>:

$$F_{\text{гг}} = l_{\text{гг}} \cdot b_T = 4,403 \cdot 9,792 = 43,114 \text{ м}^2, \quad (55)$$

где  $l_{\text{гг}} = 4,403$  м – длина горизонтального газохода.

Тепловосприятие в районе поворотной камеры нагревательных поверхностей:

$$Q_{нк} = \frac{q_0 \cdot \left(\frac{S_{ПК}}{2,8}\right)^{0,25} \cdot \left(\frac{\bar{T}_{ПК}}{1273}\right)^2 \cdot F_{нк}}{B_p} = \frac{30 \cdot \left(\frac{15,574}{2,8}\right)^{0,25} \cdot \left(\frac{733,15}{1273}\right)^2 \cdot 40,088}{7,821} =$$

$$= 78,833 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (56)$$

где  $S_{ПК} = 3,6 \frac{V_{нк}}{F_{нк}} = 3,6 \frac{173,423}{40,088} = 15,574$  м - эффективная толщина излучения объема газов в поворотной камере;

$F_{нк} = 40,088$  м<sup>2</sup> - площадь потолка поворотной камеры.

Совокупное восприятие тепла РПП, кДж/кг:

$$Q_{рпн} = Q_{ном} + Q_{гг} + Q_{нк} = 579,183 + 108,077 + 78,333 = 765,593 \quad (57)$$

Увеличение теплосодержания пара  $\Delta h_{рпн}$ , кДж/кг, в РПП:

$$\Delta h_{рпн} = \frac{Q_{рпн} \cdot B_p}{(D_{не} - D_{вн})} = \frac{765,593 \cdot 7,821}{(63,889 - 0,278)} = 94,124, \quad (58)$$

где  $D_{не} = 63,889 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$  - расход перегретого пара;

$D_{вн} = 0,278 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$  - расход воды на впрыск.

Теплосодержание пара за РПП, кДж/кг

$$h''_{рпн} = h''_{нн} + \Delta h_{рпн} = 2700,795 + 94,124 = 2794,919, \quad (59)$$

где  $h''_{нн} = 2700,795 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - теплосодержание насыщенного пара по давлению в барабане ( $1,15P_{пе}$ )

Вычислим температуру пара на выходе из РПП:

$$t''_{рпн}(1,1P_0, h''_{рпн}) = t''_{рпн}(1,1 \cdot 98,07 \text{ бар}, 2794,919 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}) = 329,547 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (60)$$

## 2.7 Поверочный расчет фестона

Выполним эскиз фестона:

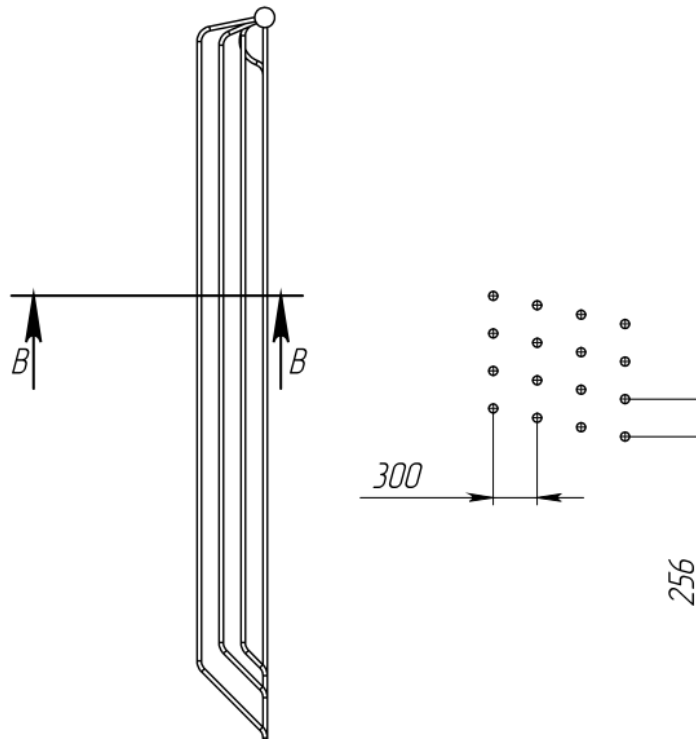


Рисунок 5 – Эскиз фестона

Основные конструкционные параметры фестона представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Конструкционные параметры фестона

Параметр	Значение
Поперечный шаг труб, $S_1$ , мм	256
Наружный диаметр труб, $d_n$ , мм	60
Продольный шаг труб, $S_2$ , мм	300
Толщина стенки, $\delta$ , мм	5
Длина труб первого ряда, $l_1$ , м	8,6
Длина труб второго ряда, $l_2$ , м	8,18
Длина труб третьего ряда, $l_3$ , м	7,8
Длина труб четвертого ряда, $l_4$ , м	7,1
Число труб фестона, $Z_\phi$	152
Число труб в ряду фестона, $Z_{\phi i}$	38

Поверхность труб фестона составит:

$$F_\phi = \pi \cdot d_n \cdot z_{\phi i} \cdot (l_1 + l_2 + l_3 + l_4) = \pi \cdot 0,06 \cdot 38 \cdot (8,6 + 8,18 + 7,8 + 7,1) = 226,918 \text{ м}^2 \quad (61)$$

Проходное сечение для газов на входе:

$$F_{z1} = b_T \cdot l_1 - d_n \cdot z_{\phi i} \cdot l_1 = 9,792 \cdot 8,6 - 0,06 \cdot 38 \cdot 8,6 = 64,603 \text{ м}^2 \quad (62)$$

Проложное сечение для газов на выходе:

$$F_{z2} = b_T \cdot l_4 - d_n \cdot z_{\phi i} \cdot l_4 = 9,792 \cdot 7,1 - 0,06 \cdot 38 \cdot 7,1 = 53,335 \text{ м}^2 \quad (63)$$

Средняя площадь для прохода газов:

$$F_{z\text{сред}} = \frac{F_{z1} + F_{z2}}{2} = \frac{64,603 + 53,335}{2} = 58,969 \text{ м}^2 \quad (64)$$

Лучевоспринимающая поверхность фестона:

$$F_{л.ф.} = F_{z0} \cdot \chi_{z0} = 75,975 \cdot 0,6 = 45,585 \text{ м}^2, \quad (65)$$

где  $F_{z0} = 75,975$  – площадь газового окна,  $\text{м}^2$  (см. формулу 27).

Предварительно зададимся температурой дымовых газов после фестона:

$$g_{\phi}'' = 942 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

По предварительно заданной температуре интерполируем по таблице 9 в столбце для топки значение теплосодержания газов после фестона,  $H_{\phi}'' = 11304,887$  кДж/кг

Отданная газами теплота в фестоне, кДж/кг:

$$Q_{\phi}^{\phi} = \varphi \cdot (H_{\phi}' - H_{\phi}'') = 0,995 \times (12777,206 - 11304,887) = 1464,417, \quad (66)$$

где  $H_{\phi}' = H_T' = 12777,206$  кДж/кг – теплосодержание газов на входе в фестон.

Средняя скорость газа в фестоне рассчитывается по формуле, м/с:

$$\omega_z = \frac{B_p \cdot V_T \cdot (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F_{z\text{сред}}} = \frac{7,821 \cdot 7,7605 \cdot (996,914 + 273)}{273 \cdot 58,969} = 4,788, \quad (67)$$

где  $B_p$  – расход топлива, кг/с;

$V_T$  – полный объем газов,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

$F_{z\text{сред}}$  – площадь сечения между труб для прохода газа,  $\text{м}^2$ ;

$g_{cp}$  – средняя температура газов в КПП,  $^{\circ}\text{C}$ .

Относительный средний диагональный шаг труб в фестоне составит:

$$\sigma_2' = \sqrt{\frac{\sigma_1^2}{4} + \sigma_2^2} = \sqrt{\frac{4,33^2}{4} + 5^2} = 5,449, \quad (68)$$

где  $\sigma_1 = \frac{s_1}{d_n} = \frac{256}{60} = 4,33$  – поперечный относительный шаг;

$$\sigma_2 = \frac{s_2}{d_n} = \frac{300}{60} = 5 - - \text{ продольный относительный шаг.}$$

Для нахождения коэффициента теплоотдачи конвекцией вычислим поправку на компоновку пучка:

$$C_S = 0,95\varphi^{0,1} = 0,95 \cdot 0,749 = 0,93, \quad (69)$$

$$\text{где } \varphi = \frac{\sigma_1 - 1}{\sigma_2 - 1} = \frac{4,33 - 1}{5,449 - 1} = 0,749.$$

По полученной величине  $\omega_2$  найдем коэффициент отдачи тепла конвективным способом

$$\alpha_k = 0,36 \frac{\lambda_\Gamma}{d_n} \left( \frac{\omega_2 d_n}{\nu_\Gamma} \right)^{0,65} \text{Pr}_\Gamma^{0,33} C_Z C_S = 0,2 \frac{0,107}{0,06} \left( \frac{4,788 \cdot 0,06}{173,627 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,65} \cdot 0,575^{0,33} \cdot 0,912 \cdot 0,93 = 38,735 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (70)$$

где  $\lambda_\Gamma$  - теплопроводность, определяется по рис. 8.5 [3], Вт/(м·К);

$d_n$  - наружный диаметр труб;

$\nu_\Gamma$  - кинематическая вязкость, определяется по рис. 8.6. [3], м<sup>2</sup>/с;

$\text{Pr}_\Gamma$  - характеристическое число Прандтля, берем по рис. 8.7 [3];

$C_Z = 4 \cdot z_2^{0,02} - 3,2 = 4 \cdot 4^{0,02} - 3,2 = 0,912$  – коэффициент поправки, зависящий от числа поперечных рядов труб по ходу газов.

Температура загрязнений труб снаружи, °С

$$t_3 = t_{cp} + 80^\circ \text{C} = 319,958 + 80 = 399,958^\circ \text{C}, \quad (71)$$

где  $t_{cp} = t_s(P_\theta) = 319,958^\circ \text{C}$  – средняя температура ПВС в трубах фестона.

Излучающий слой, эффективной толщиной в фестоне:

$$s_\phi = 0,9 \cdot d_n \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{s_1 \cdot s_2}{d_n^2} - 1 \right) = 0,9 \cdot 0,06 \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{0,256 \cdot 0,3}{0,06^2} - 1 \right) = 1,436 \text{ м} \quad (72)$$

Коэффициент поглощения излучения дымовыми газами рассчитаем по формуле (33):

$$k_z = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{r_{II} \cdot s_\phi}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_\phi''}{1000} \right) = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,0905}{\sqrt{0,2264 \cdot 1,436}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{1215,15}{1000} \right) = 8,378,$$

где  $r_{II} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$  – доля объема газов, состоящих из трех атомов, значения для расчета принимаются из таблицы 1 в столбце топки;

$T_\phi'' = \vartheta_\phi'' + 273 = 942 + 273,15 = 1215,15$  К – абсолютная температура дымовых газов за фестоном.

Коэффициент ослабления излучения летучими частицами золы найдем по формуле (34) :

$$k_{zl} = \frac{43 \rho_z}{(T_\phi'' \cdot d_{zl})^{0,67}} = \frac{43 \cdot 1300}{(1215,15 \cdot 13)^{0,67}} = 85,974 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}},$$

где  $\rho_z$  – удельный вес дымовых газов при давлении атмосферы, г/м<sup>3</sup>;

$d_{zl}$  –эфф-ный диаметр частиц золы, мкм.

Степень черноты газов в фестоне:

$$a_\phi = 1 - e^{-kps_\phi} = 1 - e^{-0,454} = 0,365, \quad (73)$$

где  $kps_{\kappa n} = (k_z \cdot r_n + k_{zl} \cdot \mu_{zl}) ps_\phi = (8,378 \cdot 0,2264 + 85,964 \cdot 0,0147) \cdot 0,1 \cdot 1,436 = 0,454$  – совокупная оптическая толщина потока газов, содержащих в себе пыль;

$\mu_{zl}$  – концентрация частиц золы, значение берется из таблицы 8 в столбце топки;

$p$  – давление в топочной камере, МПа.

Коэффициент отдачи тепла излучением для дымовых газов, поток которых содержит в себе пыль, Вт/(м<sup>2</sup> · К), определяется:



$$\alpha_n = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\xi_3 + 1}{2} \cdot a_{\phi} \cdot T_{cp}^3 \cdot \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T_{cp}}\right)^4}{1 - \frac{T_3}{T_{cp}}} = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,365 \cdot 1270,064^3 \cdot \frac{1 - \left(\frac{673,108}{1270,064}\right)^4}{1 - \frac{673,108}{1270,064}} = 75,127, \quad (74)$$

где  $\xi_3$  - коэффициент излучения поверхностей котла, которые воспринимают лучистое тепло, с учетом загрязнения;

$a_{kn}$  - степень черноты газов в фестоне (см. формулу 73);

$T_3 = t_3 + 273 = 399,958 + 273 = 673,108$  К – температура наружных загрязнений труб;

$T_{cp} = \vartheta_{cp} + 273 = 996,914 + 273 = 1270,064$  -средняя температура газов в фестоне, К.

Коэффициент отдачи тепла от газов к стенке в фестоне,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$

$$\alpha_1 = \alpha_k + \alpha_n = 38,735 + 75,127 = 113,862 \quad (75)$$

Коэффициент теплопередачи,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ , найдем по формуле:

$$K = \psi \cdot \alpha_1 = 0,65 \cdot 113,862 = 74,01, \quad (76)$$

где  $\psi = 0,65$  – коэффициент эффективности.

Напор температурный, °С, определяется из выражения

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{731,871 - 622,042}{2,31 \cdot \lg \frac{731,871}{622,042}} = 675,469 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (77)$$

где  $\Delta t_{\delta} = \vartheta''_{\text{T}} - t_{cp} = 1051,829 - 319,958 = 731,871$  – большая разность температур, °С;

$\Delta t_{\text{м}} = \vartheta''_{\text{ф}} - t_{cp} = 942 - 319,958 = 622,042$  – меньшая разность температур, °С;

Полученное фестоном тепло, кДж/кг, рассчитаем по формуле:

$$Q_{\phi}^T = \frac{kF_{\phi}\Delta t}{10^3 B_p} = \frac{74,01 \cdot 226,918 \cdot 675,469}{10^3 \cdot 7,821} = 1450,55, \quad (78)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$F_{\phi}$  – площадь поверхности труб фестоны, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  – напор температурный, °С;

$B_p$  – расчетный расход топлива в котел, кг/с

Оценим расчет поверхности путем определения расчетной погрешности  $\delta Q$ , сравнив тепловосприятия  $Q_{\phi}^T$  с тепловосприятием  $Q_{\phi}^{\delta}$ .

$$\delta Q = \frac{|Q_{\phi}^T - Q_{\phi}^{\delta}|}{Q_{\phi}^{\delta}} \cdot 100\% = \frac{|1450,55 - 1464,417|}{1464,417} \cdot 100\% = 0,947\% < 2\% \quad (79)$$

Количество тепла, кДж/кг, воспринятое фестоном из топки

$$Q_{\phi}^n = \frac{q_l \cdot \eta_g \cdot F_{л.ф.}}{B_p} = \frac{110,769 \cdot 0,6 \cdot 45,585}{7,821} = 387,397, \quad (80)$$

где  $\eta_g = 0,6$  – коэф-т, обусловленный неравноценностью обогрева верхней части топки и потолочных экранов;

$q_l$  – тепловое среднее напряжение топки (поток тепла, который приняли поверхности), кВт/м<sup>2</sup>.

## 2.8 Поверочный расчет второй ступени КПП

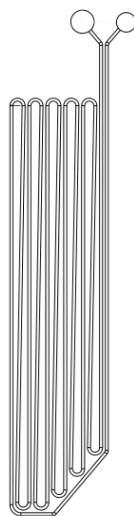


Рисунок 6 – Эскиз КПП-2

Основные конструкционные параметры КПП-2 представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Конструкционные параметры КПП-2

Параметр	Значение
Поперечный шаг труб, $S_1$ , мм	90
Высота КПП, $h_{кпп2}$ , мм	5432
Наружный диаметр труб, $d_n$ , мм	42
Продольный шаг труб, $S_2$ , мм	125
Толщина стенки, $\delta$ , мм	4,5
Ширина пакета, $b_{кпп2}$ , мм	1350

Лучевоспринимающая поверхность КПП-2:

$$F_{л.кпп2} = F_{zo} \cdot (1 - \chi_{zo}) = 75,975 \cdot (1 - 0,6) = 30,39 \text{ м}^2, \quad (81)$$

Количество тепла, кДж/кг, воспринятое излучением из топки:

$$Q_{л.кпп2} = \frac{q_l \cdot \eta_e \cdot F_{л.ф.}}{B_p} = \frac{110,769 \cdot 0,6 \cdot 30,39}{7,821} = 430,441, \quad (82)$$

где  $\eta_e = 0,6$  - коэффициент неравномерности тепловосприятия для потолка и верхней части топки;

$q_l$  - тепловое среднее напряжение экранов топки (воспринятый тепловой поток), кВт/м<sup>2</sup>.

Зададимся температурой газов за КПП-2:

$$g_{кпп-2}'' = 743 \text{ }^\circ\text{C}$$

По предварительно заданной температуре интерполируем по таблице 9 в столбце для кпп-2 значение энтальпии газов за КПП-2,  $H_{кпп-2}'' = 8802,916$  кДж/кг

Тепло, воспринятое в КПП-2 рабочим телом, кДж/кг:

$$Q_{кпп2}^b = \varphi \left( H_{\phi}'' - H_{кпп2}'' + \frac{\Delta\alpha_{nn}}{2} \cdot H_{xв}^0 \right) = 0,995 (11304,887 - 8802,916 + \frac{0,03}{2} \cdot 223,544) = 2491,877, \quad (83)$$

где  $H_{xв}^0$  - теплосодержание холодного воздуха, кДж/кг;

$\Delta\alpha_{\text{пп}} = 0,03$  – доля присоса воздуха в КПП-2;

$H_{\phi}'' = 11304,887$  кДж/кг – теплосодержание газов за фестоном.

Теплосодержание пара на входе в КПП-2, кДж/кг:

$$h'_{\text{кпп-2}} = h''_{\text{кпп-2}} - (Q_{\text{кпп-2}}^{\text{л}} + Q_{\text{кпп-2}}^{\text{б}}) \cdot \frac{B_p}{D} = (3403,064 - (430,441 + 2491,877)) \cdot \frac{7,821}{68,889} = 3045,349, \quad (84)$$

где  $h''_{\text{кпп-2}} = h(P_0, t_0) = 3403,064$  кДж/кг- теплосодержание пара за КПП-2;

$B_p = 7,821$  кг/с – расчетный расход сгоревшего топлива;

$D = 63,889$  кг/с – номинальная паропроизводительность котла, кг/с.

Температуру пара на входе в КПП-2 найдем по известной энтальпии и давлению:

$$t'_{\text{кпп-2}} = (h'_{\text{кпп-2}}, 1,05P_0) = 385,913 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Площадь сечения для протекания газов, м<sup>2</sup>:

$$f_{\text{кпп-2}}^2 = h_{\text{кпп-2}} \cdot (b_{\text{T}} - z_1 \cdot d_{\text{н}}) = 5,432 \cdot (9,792 - 108 \cdot 0,042) = 36,039 \text{ м}^2, \quad (85)$$

где  $h_{\text{кпп-2}}$  – средняя высота КПП-2;

$b_{\text{T}}$  – ширина топочной камеры;

$d_{\text{н}}$  – наружный диаметр труб КПП-2, м;

$z_1$  – количество параллельно включенных труб.

Средняя скорость газа в КПП-2 рассчитывается по формуле, м/с:

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{273 f_{\text{кпп}}^2} = \frac{7,821 \cdot 7,8044 \cdot (842,5 + 273)}{273 \cdot 36,039} = 6,92, \quad (86)$$

где  $B_p$  – расход топлива в котел, кг/с;

$V_{\text{T}}$  – суммарный объем дымовых газов, м<sup>3</sup>/кг;

$f_{\text{кпп-2}}^2$  – величина площади сечения для прохождения дымовых газов, м<sup>2</sup>;

$\vartheta_{\text{ср}}$  – средняя температура газов в КПП-2, °С.

По полученной величине  $\omega_2$  найдем коэффициент отдачи тепла конвективным способом

$$\alpha_k = 0,2 \frac{\lambda_\Gamma}{d_n} \left( \frac{\omega_2 d_n}{\nu_\Gamma} \right)^{0,65} \text{Pr}_\Gamma^{0,33} C_Z C_S = 0,2 \frac{0,094}{0,042} \left( \frac{6,92 \cdot 0,042}{140,598 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,65} \cdot 0,59^{0,33} \cdot 1 \cdot 1 = 53,904 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (87)$$

где  $\lambda_\Gamma$  - теплопроводность, определяется по рис. 8.5 [3], Вт/(м·К);

$d_n$  - наружный диаметр труб;

$\nu_\Gamma$  - кинематическая вязкость, определяется по рис. 8.6. [3], м<sup>2</sup>/с;

$\text{Pr}_\Gamma$  - число Прандтля газов, определяется по рис. 8.7

[3]);

$C_Z$  - зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_S = 1$  - зависящий от типа пучка коэффициент поправки.

Средняя скорость пара в КПП-2 найдем по формуле, м/с:

$$\omega_n = \frac{D_{ne} \cdot \nu_n}{f_n} = \frac{63,889 \cdot 0,029}{0,092} = 20,391 \text{ м/с}, \quad (88)$$

где  $D_{ne}$  - расход свежего пара;

$$f_n = \frac{\pi \cdot d_{en}^2}{4} \cdot z_1 = \frac{\pi \cdot 0,033^2}{4} \cdot 108 = 0,092 \text{ м}^2 - \text{сечение для прохождения пара}$$

по трубам, м<sup>2</sup>;

$$\nu_n = f \left( \frac{P_{ne} + P''_{кпп-1}}{2}, t_{кпп-2}^{cp} \right) - \text{удельный объем пара, м}^3/\text{кг}, \quad (89)$$

$$\text{где } t_{кпп-2}^{cp} = \frac{t'_{кпп-2} + t''_{кпп-2}}{2} = \frac{385,913 + 510}{2} = 447,956 \text{ }^\circ\text{С}.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$

$$\alpha_2 = 0,023 \frac{\lambda}{d_3} \left( \frac{\omega_n \cdot d_3}{\nu} \right)^{0,8} \text{Pr}^{0,4} C_t C_d C_l = 0,023 \frac{0,071}{0,033} \cdot \left( \frac{20,391 \cdot 0,033}{7,876 \cdot 10^{-7}} \right)^{0,8} \cdot 1,034^{0,4} \cdot 1 \cdot 0,88 \cdot 1 = 2466,508, \quad (90)$$

где  $\lambda$  - теплопроводность пара, Вт/(м·К);

$d_3 = d_{en}$ ;

$\nu$  - кинематическая вязкость пара, м<sup>2</sup>/с;

Pr -число Прандтля;  
 $C_i$ -коэф-т поправки, которая зависит от температурного фактора и от температуры потока среды;  
 $C_d$ -коэффициент поправки на форму канала;  
 $C_l$ -коэффициент поправки на относительную длину.

Температура отложений на поверхности труб, °C

$$t_3 = t_{cp} + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{B_p \cdot (Q_{кпп2}^{\delta} + Q_{кпп2}^{\lambda})}{F_{кпп2}} = 447,956 + \left( 0,005 + \frac{1}{2466,508} \right) \cdot \frac{7,821 \cdot (2491,877 + 430,441) \cdot 10^3}{990} = 572,74^{\circ}\text{C}, \quad (91)$$

где  $t_{cp} = t_{кпп2}^{cp}$  – средняя температура пара, °C;

$\varepsilon$ –коэф-т, зависящий от загрязнений поверхности, воспринимающей тепло конвекцией ( $\text{м}^2 \cdot \text{К}$ )/Вт,  $\varepsilon = 0,005$ ;

$\alpha_2$ – коэф-т отдачи тепла от стенки труб к пару, Вт/( $\text{м}^2 \cdot \text{К}$ );

$B_p$ – расчетный расход угля, кг/с;

$Q_{кпп2}^{\lambda}$ – переизлучение из топки в КПП-2, кДж/кг;

$Q_{кпп2}^{\delta}$ – количество тепла, воспринятого во 2 ступени конвективного пароперегревателя, кДж/кг;

$F_{кпп2}$ – нагревательная поверхность КПП-2, равная 990  $\text{м}^2$ .

Излучающий слой, эффективной толщиной в КПП-2:

$$s_{кпп-2} = 0,9 \cdot d_n \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{s_1 \cdot s_2}{d_n^2} - 1 \right) = 0,9 \cdot 0,042 \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{0,09 \cdot 0,125}{0,042^2} - 1 \right) = 0,269 \text{ м} \quad (92)$$

Коэффициент понижения излучения тепла летучими частицами золы определяется по формуле (34):

$$k_{zl} = \frac{43\rho_2}{\left( T_{кпп-2}'' \cdot d_{zl} \right)^{0,67}} = \frac{43 \cdot 1300}{(1016,15 \cdot 13)^{0,67}} = 96,919 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}},$$

где  $\rho_2$  - удельный вес дымовых газов при давлении атмосферы, г/м<sup>3</sup>;

$d_{zl}$  - эфф-ный диаметр частиц золы, мкм.

Коэф-т поглощения излучения дымовыми газами рассчитаем по формуле (33):

$$k_2 = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{r_{II} \cdot s_{kn-2}}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_{kn-2}''}{1000} \right) = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,0901}{\sqrt{0,2252 \cdot 0,269}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{1016,15}{1000} \right) = 22,825,$$

где  $r_{II} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$  – доля объема газов, состоящих из трех атомов, значения которых берутся из таблицы 1 в столбце для КПП-2;

$T_{kn-2}'' = \vartheta_{kn-2}'' + 273 = 743 + 273 = 1016,15$  К- абсолютная температура газов за КПП-2.

Степень черноты газов в КПП-2 найдем по формуле (73), заменив в формуле  $s_\phi$  на  $s_{kn-2}$ .

$$a_{kn-2} = 1 - e^{-kps_{kn-2}} = 1 - e^{-0,176} = 0,162,$$

где  $kps_{kn-2} = (k_2 \cdot r_n + k_{3л} \cdot \mu_{3л}) ps_{kn} = (22,825 \cdot 0,2252 + 96,919 \cdot 0,0147) \cdot 0,1 \cdot 0,269 = 0,176$  – оптическая толщина потока газов, содержащего пыль;

$\mu_{3л}$  – концентрация частиц золы, значение берется из таблицы 8 в столбце КПП-2;

$p$  – давление в топочной камере, Мпа.

Коэффициент отдачи тепла излучением для дымовых газов, поток которых содержит в себе пыль, Вт/(м<sup>2</sup> · К), определяется:

$$\alpha_n = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\xi_3 + 1}{2} \cdot a_{kn-2} \cdot T_{cp}^3 \cdot \frac{1 - \left( \frac{T_3}{T_{cp}} \right)^4}{1 - \frac{T_3}{T_{cp}}} = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,162 \cdot 1115,5^3 \cdot \frac{1 - \left( \frac{845,89}{1115,5} \right)^4}{1 - \frac{845,89}{1115,5}} = 31,886, \quad (93)$$

где  $\xi_3$  – коэф-т излучения поверхностей поверхностей котла, которые воспринимают лучистое тепло, с учетом загрязнения;

$\alpha_{кп-2}$  - степень черноты газов в КПП-2;  
 $T_3 = t_3 + 273 = 572,74 + 273 = 845,89$  К - температура наружных  
загрязнений труб;  
 $T_{cp} = \vartheta_{cp} + 273 = 842,5 + 273 = 1115,5$  - средняя температура газов в КПП-  
2, К.

Коэффициент отдачи тепла к стенам трубок от дымовых газов КПП-2,  
 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$

$$\alpha_1 = \alpha_k + \alpha_n = 53,904 + 31,886 = 85,789 \quad (94)$$

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К), найдем по формуле:

$$K = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \left(1 + \frac{Q_{кпн-2}^n}{Q_{кпн-2}^{\delta}}\right) \cdot \frac{\alpha_1}{\alpha_2}} = \frac{0,65 \cdot 85,789}{1 + \left(1 + \frac{430,441}{2491,877}\right) \cdot \frac{85,789}{2466,508}} = 53,578 \quad (95)$$

где  $\psi = 0,65$  - коэф-т эффективности.

Температурный напор, °С, определим по формуле (77):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{2,31 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}} = \frac{556,087 - 233}{2,31 \cdot \lg \frac{556,087}{233}} = 371,413 \text{ } ^\circ\text{С},$$

где  $\Delta t_{\delta} = \vartheta''_{\phi} - t'_{кпн-2} = 942 - 385,913 = 556,087$  – большая разность температур, °С;

$\Delta t_m = \vartheta''_{кпн-2} - t_0 = 743 - 510 = 233$  – меньшая разность температур, °С;

Полученное КПП-2 тепло, кДж/кг, рассчитаем по формуле (78):

$$Q_{кпн-2}^T = \frac{k F_{кпн-2} \Delta t}{10^3 B_p} = \frac{53,578 \cdot 990 \cdot 371,413}{10^3 \cdot 7,821} = 2519,079 ,$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$F_{кпн-2}$  – площадь трубчатой поверхности КПП-2, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  – напор температурный, °С;

$B_p$  – расчетный расход угля в котел, кг/с



Полученное тепло  $Q_{\text{КПП-2}}^T$  сравним с тепловосприятием  $Q_{\text{КПП-2}}^6$  по выражению (108):

$$\delta Q = \frac{|Q_{\text{КПП-2}}^T - Q_{\text{КПП-2}}^6|}{Q_{\text{КПП-2}}^6} \cdot 100\% = \frac{|2519,079 - 2491,877|}{2491,877} \cdot 100\% =$$

$$= 1,092\% < 2\%$$

## 2.9 Поверочный расчет первой ступени КПП

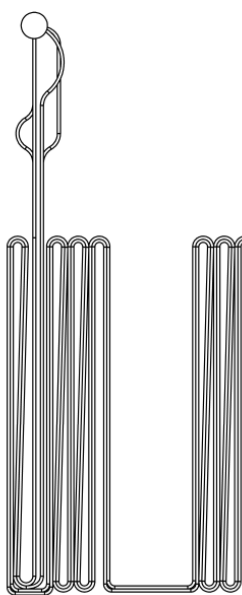


Рисунок 7 – Эскиз КПП-1

Основные конструкционные параметры КПП-1 представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Конструкционные параметры КПП-1

Параметр	Значение
Поперечный шаг труб, $S_1$ , мм	90
Высота КПП, $h_{\text{КПП-1}}$ , мм	3600
Наружный диаметр труб, $d_n$ , мм	32
Продольный шаг труб, $S_2$ , мм	125
Толщина стенки, $\delta$ , мм	4
Ширина пакета, $b_{\text{КПП-1}}$ , мм	2480

Энтальпию за КПП-1, кДж/кг, найдем по формуле:

$$h_{\text{кпп-1}}'' = \frac{h_{\text{кпп-2}}' \cdot D - h_{\text{впр}} \cdot D_{\text{en}}}{D - D_{\text{en}}} = \frac{3045,349 \cdot 63,889 - 924,959 \cdot 0,278}{63,889 - 0,278} =$$

$$= 3054,609, \quad (96)$$

где  $h'_{кпп-2} = 3045,349$  кДж/кг – теплосодержание пара на входе в КПП-2 (84);

$D = 63,889$  кг/с – расход перегретого пара;

$D_{ен} = 0,278$  кг/с – расход питательной воды на впрыск;

$h_{енр} = h_{пв}(P_{пв}, t_{пв}) = h_{пв}(150 \text{ бар}, 215^\circ\text{C}) = 924,959 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  – теплосодержание питательной воды, подаваемой на впрыск.

Тепло, воспринятое в КПП-1, кДж/кг, рассчитаем по выражению:

$$Q_{кпп-1}^{\delta} = \frac{D - D_{ен}}{B_p} \cdot (h''_{кпп-1} - h'_{кпп-1}) = \frac{63,889 - 0,278}{7,821} \cdot (3054,609 - 2794,919) = 2112,284 \text{ кДж/кг}, \quad (97)$$

где  $B_p = 7,821$  кг/с – расчетный расход сгоревшего топлива;

$h'_{кпп-1} = h''_{рпн} = 2794,919$  кДж/кг – теплосодержание пара на входе в КПП-1.

Теплосодержание газов за КПП-1, кДж/кг:

$$H''_{кп-1} = H'_{кп-1} - \frac{Q_{кпп-1}^{\delta}}{\varphi} + \frac{\Delta\alpha_{пп}}{2} H_{хв}^0 = 8802,916 - \frac{2112,284}{0,995} + \frac{0,03}{2} \cdot 223,544 = 6693,984 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (98)$$

где  $H'_{кп}$  – теплосодержание газов перед КПП-1, кДж/кг, приравнивается теплосодержанию газа после КПП-2;

$Q_{кпп-1}^{\delta}$  – тепло, воспринятое в КПП-1, кДж/кг;

$\Delta\alpha_{пп}$  – доля присоса воздуха в КПП-1, значение составляет  $\Delta\alpha_{пп} = 0,03$ ;

$H_{хв}^0$  – теплосодержание холодного воздуха, кДж/кг.

По найденной энтальпии газов за КПП-1 интерполируем по таблице 9 в столбце КПП-1 значение температуры газов за КПП-1:

$$g''_{кпп-1} = 571,778^\circ\text{C}.$$

Площадь сечения для протекания газов,  $\text{м}^2$ , найдем по формуле (85):

$$f_{кпп-1}^z = h_{кпп-1} \cdot (b_T - z_1 \cdot d_n) = 3,6 \cdot (9,792 - 108 \cdot 0,032) = 24,768 \text{ м}^2,$$

где  $h_{кпп-1}$  – средняя высота КПП-1;

$b_T$  – ширина топочной камеры;

$d_n$  – наружный диаметр труб КПП-1, м;  
 $z_1$  – количество параллельно включенных труб.

Средняя скорость газа в КПП-1 рассчитывается по формуле (86), м/с:

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_\Gamma \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{273 f_{кпп-1}^2} = \frac{7,821 \cdot 7,8922 \cdot (657,389 + 273)}{273 \cdot 24,768} = 8,493,$$

где  $B_p$  – расчетный расход угля в котел, кг/с;  
 $V_\Gamma$  – полный объем газов, м<sup>3</sup>/кг;  
 $f_{кпп-1}^\Gamma$  – величина площади сечения для прохождения дымовых газов, м<sup>2</sup>;  
 $\vartheta_{cp}$  – осредненная температура дымовых газов в КПП-1, °С.

Вычислив  $\omega_2$ , рассчитаем коэф-т отдачи тепла конвективным способом в КПП-1:

$$\alpha_k = 0,2 \frac{\lambda_\Gamma}{d_n} \left( \frac{\omega_2 d_n}{\nu_\Gamma} \right)^{0,65} \text{Pr}_\Gamma^{0,33} C_Z C_S = 0,2 \frac{0,077}{0,032} \left( \frac{8,493 \cdot 0,032}{104,221 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,65} \cdot 0,602^{0,33} \cdot 1 \cdot 1 = 68,52 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (99)$$

где  $\lambda_\Gamma$  – теплопроводность, определяется по рис. 8.5 [3], Вт/(м·К);

$d_n$  – наружный диаметр труб;

$\nu_\Gamma$  – кинематическая вязкость, определяется по рис. 8.6. [3], м<sup>2</sup>/с;

$\text{Pr}_\Gamma$  – число Прандтля для газов, определяется по рис. 8.7 [3];

$C_Z$  – зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_S = 1$  – коэф-т поправки, зависящий от типа пучка.

Т.к. часть второго пакета КПП-1 по ходу газов лежит в области продольного омывания (см. рисунок 8), то следует найти коэф-т отдачи тепла конвективным способом для поверхности с продольным омыванием.

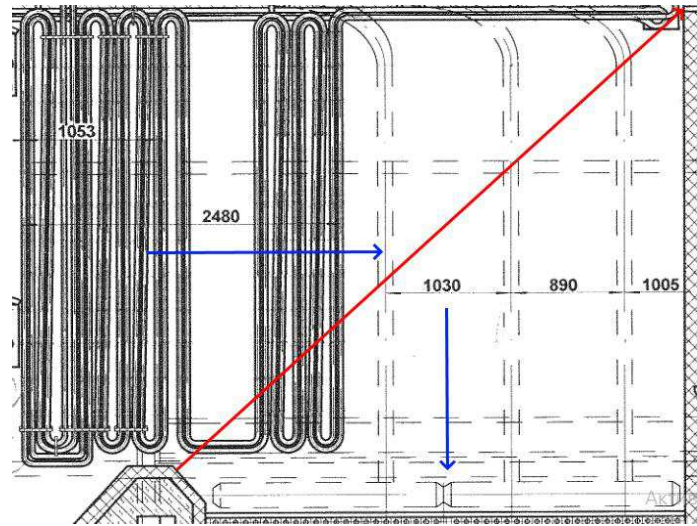


Рисунок 8 – Область продольного омывания

Число труб второго пакета по ходу газов КПП-1:

$$Z_{mp} = \left( \frac{b_{кпм-1(2)}}{s_2} + 1 \right) \cdot z_1 \cdot n = \left( \frac{500}{125} + 1 \right) \cdot 108 \cdot 2 = 1080, \quad (100)$$

где  $b_{кпм-1(2)} = 500$  мм – ширина по ходу газов второго пакета КПП-1;

$s_2 = 125$  мм – продольный шаг труб кпп-1;

$z_1 = 108$  – число труб по ширине топки;

$n=2$  – количество труб в одной нитке КПП-1.

Площадь сечения для протекания газов, м<sup>2</sup>:

$$f_{гкпм-1(2)} = b_T \cdot a_{ку} - \frac{\pi \cdot d_n^2}{4} Z_{mp} = 36,928, \quad (101)$$

где  $a_{ку} = 3860$  мм – глубина конвективной шахты;

Средняя скорость газа при продольном омывании рассчитывается по формуле (85), м/с:

$$\omega_{г(2)} = \frac{B_p \cdot V_{г} \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{273 f_{кпм-1(2)}^2} = \frac{7,821 \cdot 7,8922 \cdot (657,389 + 273)}{273 \cdot 36,928} = 5,669,$$

где  $B_p$  – расчетный расход угля в котел, кг/с;

$V_{г}$  – суммарный объем дымовых газов, м<sup>3</sup>/кг;

$f_{кпм-1(2)}^{\Gamma}$  – величина площади сечения для прохождения дымовых газов, м<sup>2</sup>;

$\vartheta_{cp}$  – средняя температура газов в КПП-1, °С .

Эквивалентный диаметр трубного пучка, м, рассчитаем по формуле:

$$d_3 = \frac{4f_{кпп-1(2)}^2}{2(a_{ку} + b_T) + Z_{тр} \cdot \pi \cdot d_n} = \frac{4 \cdot 36,928}{2(3,86 + 9,792) + 1080 \cdot \pi \cdot 0,032} = 1,3 \quad (102)$$

Коэффициент отдачи тепла конвективным способом для продольного омывания:

$$\alpha_{к(2)} = 0,023 \frac{\lambda_T}{d_3} \left( \frac{\omega_{z(2)} d_3}{\nu_T} \right)^{0,65} \text{Pr}_T^{0,33} C_Z C_S = 0,2 \frac{0,077}{1,3} \left( \frac{5,669 \cdot 1,3}{104,221 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,65} \cdot 0,602^{0,33} \cdot 1 \cdot 1 = 8,551 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (103)$$

где  $\lambda_T$  - теплопроводность, определяется по рис. 8.5 [3], Вт/(м·К);

$d_n$  - наружный диаметр труб;

$\nu_T$  - вязкость кинематическая, берем по рис. 8.6. [3], м<sup>2</sup>/с;

$\text{Pr}_T$  - число Прандтля газов, берем по рис. 8.7 [3];

$C_Z$  - зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_S = 1$  - коэф-т поправки, зависящий от типа пучка.

Площадь второго пакета КПП-1, м<sup>2</sup>:

$$F_{кпп-1(2)} = Z_{тр} \cdot \pi \cdot d_n \cdot h_{кпп-1} = 1080 \cdot \pi \cdot 0,032 \cdot 3,6 = 266 \quad (104)$$

Средний коэф-т отдачи тепла конвективным способом найдем по формуле:

$$\alpha_{к\text{сред.}} = \frac{\alpha_k \cdot \left( F_{кпп-1} - \frac{1}{3} \cdot F_{кпп-1(2)} \right) + \alpha_{к(2)} \cdot \frac{1}{3} \cdot F_{кпп-1(2)}}{F_{кпп-1}} = \frac{68,52 \cdot \left( 1050 - \frac{1}{3} \cdot 266 \right) + 8,551 \cdot \frac{1}{3} \cdot 266}{1050} = 60,923 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (105)$$

где  $F_{кпп-1} = 1050$  м – полная площадь КПП-1.

Величина, характеризующая быстроту продвижения пара по трубам КПП-1, найдем по формуле (87), м/с:

$$\omega_n = \frac{D_{пе} \cdot \nu_n}{f_n} = \frac{63,889 \cdot 0,022}{0,098} = 14,104 \text{ м/с},$$

где  $D_{пе}$  – расход свежего пара, кг/с;

$f_n = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot z_1 = \frac{\pi \cdot 0,024^2}{4} \cdot 108 = 0,098 \text{ м}^2$  – размер проходного сечения для пара,  $\text{м}^2$ ;

$v_n = f \left( \frac{P''_{\text{ППП}} + P''_{\text{кпп-1}}}{2}, t_{\text{кпп-1}}^{\text{ср}} \right)$  – удельный объем перегреваемого пара,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ,

(106)

где  $t_{\text{кпп2}}^{\text{ср}} = \frac{t_{\text{кпп-1}}'' + t_{\text{пнн}}''}{2} = \frac{388,716 + 329,547}{2} = 359,131 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Коэффициент отдачи тепла от стенки к пару,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ , рассчитаем по формуле (90):

$$\alpha_2 = 0,023 \frac{\lambda}{d_3} \left( \frac{\omega_n \cdot d_3}{\nu} \right)^{0,8} \text{Pr}^{0,4} C_t C_d C_l = 0,023 \frac{0,069}{0,024} \left( \frac{14,104 \cdot 0,024}{4,908 \cdot 10^{-7}} \right)^{0,8} \cdot 1,289^{0,4} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 3066,695 ,$$

где  $\lambda$  – теплопроводность пара,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ ;

$$d_3 = d_{\text{вн}} ;$$

$\nu$  – кинематическая вязкость пара,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\text{Pr}$  – число Прандтля;

$C_t$  – коэф-т поправки, зависящий от температурного фактора и от температуры потока;

$C_d$  – коэф-т вводимый в зависимости от формы канала;

$C_l$  – коэф-т поправки на относительную длину.

Величину нагретости загрязнений труб снаружи,  $^\circ\text{C}$ , рассчитаем по формуле (119):

$$t_3 = t_{\text{ср}} + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{B_p \cdot (Q_{\text{кпп1}}^{\text{б}})}{F_{\text{кпп1}}} = 359,131 + \left( 0,005 + \frac{1}{3066,695} \right) \cdot \frac{7,821 \cdot 2112,284 \cdot 10^3}{1050} = 442,924 \text{ }^\circ\text{C},$$

где  $t_{\text{ср}} = t_{\text{кпп2}}^{\text{ср}}$  – средняя температура перегреваемого пара,  $^\circ\text{C}$ ;

$\varepsilon$  – коэф-т загрязненности труб КПП-1,  $(\text{м}^2 \cdot \text{К})/\text{Вт}$ ,  $\varepsilon = 0,005$ ;

$\alpha_2$  – коэф-т отдачи тепла от стенок труб к пару,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;

$B_p$  – расчетный расход угля,  $\text{кг}/\text{с}$ ;

$Q_{\text{кпп1}}^{\text{б}}$  – тепло, воспринятое в 1 ступени КПП,  $\text{кДж}/\text{кг}$ ;

$F_{\text{кпп1}}$  – площадь трубчатой поверхности КПП-1, равная  $1050 \text{ м}^2$ .

Эффективную толщину излучающего слоя в КПП-1 рассчитаем по формуле (92)

$$s_{кн-1} = 0,9 \cdot d_n \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{s_1 \cdot s_2}{d_n^2} - 1 \right) = 0,9 \cdot 0,032 \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{0,09 \cdot 0,125}{0,032^2} - 1 \right) = 0,373 \text{ м}$$

Коэффициент уменьшения излучения летучими частицами золы определяется по формуле (34):

$$k_{зл} = \frac{43\rho_z}{\left(T_{кн-1}'' \cdot d_{зл}\right)^{0,67}} = \frac{43 \cdot 1300}{(844,928 \cdot 13)^{0,67}} = 109,673 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}},$$

где  $\rho_z$  - удельный вес дымовых газов при давлении атмосферы, г/м<sup>3</sup>;

$d_{зл}$  -эфф-ный диаметр частиц золы, мкм.

Коэффициент уменьшения излучения дымовыми газами найдем по выражению (33):

$$k_z = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{r_{II} \cdot s_{кн-1}}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_{кн-1}''}{1000} \right) = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,0892}{\sqrt{0,229 \cdot 0,373}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{844,928}{1000} \right) = 21,005,$$

где  $r_{II} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$  - доля объема газов, состоящих из трех атомов, расчетное значение принимается по таблице 1 в столбце для КПП-1;

$T_{кн-2}'' = \vartheta_{кн-1}'' + 273 = 571,778 + 273 = 844,928 \text{ К}$  - абсолютная температура газов за КПП-1.

Степень черноты газов в КПП-2 найдем по формуле (73) , заменив в формуле  $s_\phi$  на  $s_{кн-1}$  .:

$$a_{кн-1} = 1 - e^{-kps_{кн-1}} = 1 - e^{-0,239} = 0,213,$$

где  $kps_{кн-1} = (k_z \cdot r_n + k_{зл} \cdot \mu_{зл}) ps_{кн-1} = (21,005 \cdot 0,229 + 109,673 \cdot 0,0145) \cdot$

$0,1 \cdot 0,373 = 0,239$  - совокупная оптическая толщина п отока газов, наполненного пылью;

$\mu_{зл}$  - концентрация частиц золы, значение берется из таблицы 8 в столбце КПП-1;

$p$  – давление в топочной камере, Мпа.

Коэффициент теплоотдачи излучением для дымовых газов, поток которых содержит в себе пыль, Вт/(м<sup>2</sup> · К), определяется по формуле (93):

$$\alpha_{\text{л}} = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\xi_3 + 1}{2} \cdot a_{\text{кн-1}} \cdot T_{\text{cp}}^3 \cdot \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T_{\text{cp}}}\right)^4}{1 - \frac{T_3}{T_{\text{cp}}}} = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,213 \cdot 930,539^3 \cdot \frac{1 - \left(\frac{716,074}{930,539}\right)^4}{1 - \frac{716,074}{930,539}} = 24,752,$$

где  $\xi_3$  - коэф-т излучения поверхностей котла, которые воспринимают лучистое тепло, с учетом загрязнения;

$a_{\text{кн-1}}$  - степень черноты газов в КПП-1;

$T_3 = t_3 + 273 = 442,924 + 273 = 716,074$  К - температура наружных загрязнений труб;

$T_{\text{cp}} = g_{\text{cp}} + 273 = 657,389 + 273 = 930,539$  - средняя температура газов в КПП-1, К.

Коэффициент теплоотдачи от дымовых газов к стенкам труб КПП-1,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ , рассчитаем по формуле (94):

$$\alpha_1 = \alpha_{\text{к.сред.}} + \alpha_{\text{л}} = 60,923 + 24,752 = 85,675$$

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К), найдем по формуле (95):

$$K = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}} = \frac{0,65 \cdot 85,675}{1 + \frac{85,675}{3066,695}} = 54,175$$

где  $\psi = 0,65$  - коэф-т эффективности.

Температурный напор, °С, определим по формуле (77):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{с}} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\text{с}}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{354,284 - 242,231}{2,31 \cdot \lg \frac{354,284}{242,231}} = 294,716 \text{ } ^\circ\text{C},$$



где  $\Delta t_6 = \vartheta''_{\text{кпп-2}} - t''_{\text{кпп-1}} = 743 - 388,716 = 354,284$  – большая разность температур, °C;

$\Delta t_m = \vartheta''_{\text{кпп-1}} - t'_{\text{кпп-1}} = 571,778 - 329,547 = 242,231$  – меньшая разность температур, °C;

Полученное КПП-1 тепло, кДж/кг, рассчитаем по формуле (78):

$$Q_{\text{кпп-1}}^T = \frac{kF_{\text{кпп-1}}\Delta t}{10^3 B_p} = \frac{54,175 \cdot 1050 \cdot 294,716}{10^3 \cdot 7,821} = 2143,674 ,$$

где  $k$  – коэф-т теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$F_{\text{кпп-1}}$  – площадь стентрубок КПП-2, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  – напор температурный, °C;

$B_p$  – расчетный расход угля в котел, кг/с

Полученное тепло  $Q_{\text{кпп-1}}^T$  сравним с тепловосприятием  $Q_{\text{кпп-1}}^6$  по выражению (79):

$$\delta Q = \frac{|Q_{\text{кпп-1}}^T - Q_{\text{кпп-1}}^6|}{Q_{\text{кпп-1}}^6} \cdot 100\% = \frac{|2143,674 - 2112,284|}{2112,284} \cdot 100\% =$$

$$= 1,486 \% < 2 \%$$

## 2.10 Поверочный расчет второй ступени ВЭК

Основные конструкционные параметры ВЭК-2 представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Конструкционные параметры 2-й ступени ВЭК

Параметр	Значение
Поперечный шаг труб, $S_1$	96 мм
Наружный диаметр труб, $d_n$	32 мм
Продольный шаг труб, $S_2$	42,5 мм
Толщина стенки, $\delta$	3,5 мм
Относительный продольный шаг труб, $\sigma_1$	3
Относительный поперечный шаг труб, $\sigma_2$	1,328

Предварительно примем температуру газов за ВЭК-2:

$$\vartheta''_{\text{вэк-2}} = 433 \text{ } ^\circ\text{C}$$

По предварительно заданной температуре интерполируем по таблице 9 в столбце для ВЭК-2 значение энтальпии газов после из ВЭК-2,  $H''_{вЭК-2} = 5044,639$  кДж/кг.

Тепло, которое отдали дымовые газы, кДж/кг рассчитаем по формуле:

$$Q_{вЭК-2}^{\sigma} = \varphi \cdot \left( H''_{кпп-1} - H''_{вЭК-2} + \frac{\Delta\alpha_{вэ}}{2} \cdot H_{хв}^0 \right) =$$

$$= 0,995 \cdot \left( 6693,984 - 5044,639 + \frac{0,02}{2} \cdot 223,544 \right) = 1644,939 \quad (107)$$

где  $H_{хв}^0$  - теплосодержание холодного воздуха, кДж/кг;

$\Delta\alpha_{вэ}$  - доля присоса воздуха в вЭК, принимают равным  $\Delta\alpha_{вэ} = 0,02$ :

$H''_{кпп-1} = 6693,984$  кДж/кг - теплосодержание газов за кпп-1.

Расход питательной воды, которая движется по трубам экономайзера, кг/с:

$$D_{вэ} = D_{не} + D_{пр} - D_{впр} = 63,889 + 1,278 - 0,278 = 64,889, \quad (108)$$

где  $D_{не}$  - производительность котельного агрегата по пару, кг/с;

$D_{пр}$  - расход на продувку, кг/с;

$D_{впр}$  - расход на впрыск, кг/с.

Теплосодержание воды перед ВЭК-2, кДж/кг

$$h'_{вэ2} = h''_{вэ2} - \frac{B_p \cdot Q_{вЭК-2}^{\sigma}}{D_{вэ}} = 1230 - \frac{7,821 \cdot 1644,939}{64,889} = 1031,749 \quad (109)$$

где  $h''_{вэ2} = 1230$  кДж/кг - теплосодержание воды на входе в ст. ВЭК, принимается предварительно;

$Q_{вЭК-2}^{\sigma}$  - тепловосприятие ст. экономайзера, кДж/кг;

$B_p$  - расход угля на котел, кг/с;

$D_{вэ}$  - расход питательной воды в экономайзере, кг/с.

По теплосодержаниям воды на входе и выходе из ступени, определим соответствующие температуры:

$$t'_{вэ2} = t(P_{не}, h'_{вэ2}) = 238,403 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad t''_{вэ2} = t(P_{не}, h''_{вэ2}) = 279,444 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Величина площади прохождения газов,  $m^2$ , определяется как:

$$f_{ВЭ2}^{\Gamma} = a_{кш} \cdot b_{т} - d_{н} \cdot z_1 \cdot b_{т} = 3,86 \cdot 9,792 - 0,032 \cdot 40 \cdot 9,792 = 24,111, \quad (110)$$

где  $a_{кш} = 3,86$  м- ширина конвективной шахты.

Величина, характеризующая быстроту продвижения дымовых газов, м/с, рассчитаем по формуле (86):

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_2 (g_{cp} + 273)}{273 f_{вэ2}^2} = \frac{7,821 \cdot 7,9945 \cdot (502,389 + 273)}{273 \cdot 24,11} = 7,365,$$

где  $g_{cp} = \frac{g'_{вэ2} + g''_{вэ2}}{2} = \frac{571,778 + 433}{2} = 502,389$  °С - средняя температура газов во 2 ст. ВЭК;

$V_2$  - суммарный объем дымовых газов,  $m^3/kg$ , берется из таблицы 9 в столбце для ВЭК-2;

$B_p$  - расчетный расход топлива, кг/с.

Коэффициент отдачи тепла конвективным способом, Вт/( $m^2 \cdot K$ ), рассчитаем по формуле (70)

$$\alpha_k = 0,36 \frac{\lambda_2}{d_n} \left( \frac{\omega_2 \cdot d_n}{V_2} \right)^{0,6} Pr_2^{0,33} C_z C_s = \frac{0,064}{0,032} \left( \frac{7,365 \cdot 0,032}{76,713 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,6} \cdot 0,617^{0,33} \cdot 1 \cdot 1 = 78,385,$$

где  $\lambda_2$  – теплопроводность дымовых газов, Вт/(м·К);

$V_2$  – кинематическая вязкость газа,  $m^2/s$ ;

$Pr$  – число Прандтля;

$C_z$  – зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_s$  – коэф-т поправки, определяется в зависимости от поперечного шага  $\sigma_1 = 3$  и параметра  $\varphi_{\sigma}$ , зависит от типа пучка,

$$\varphi_{\sigma} = \frac{\sigma_1 - 1}{\sigma_2 - 1} = \frac{3 - 1}{2,003 - 1} = 1,993, \quad (111)$$

где  $\sigma_2'$  - средний относительный диагональный шаг труб, рассчитывается по формуле (99):

$$\sigma_2' = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot \sigma_1^2 + \sigma_2^2} = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot 3^2 + 1,328^2} = 2,003,$$

где  $\sigma_2 = 1,328$  – продольный относительный шаг.

Средняя температура воды во второй ступени ВЭК, °С:

$$t_{cp} = \frac{t_{\text{вз2}}'' + t_{\text{вз2}}'}{2} = \frac{279,44 + 238,403}{2} = 258,923^\circ\text{C}, \quad (112)$$

Температура загрязненной стенки ВЭКа рассчитаем по выражению:

$$t_3 = t_{cp} + 60 = 258,923 + 60 = 318,923^\circ\text{C} \quad (113)$$

Эффективная толщину излучающего слоя рассчитаем по выражению (91):

$$s_{\text{вз2}} = 0,9 \cdot d_n \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{s_1 \cdot s_2}{d_n^2} - 1 \right) = 0,9 \cdot 0,032 \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{0,096 \cdot 0,0425}{0,032^2} - 1 \right) = 0,117,$$

где  $s_1, s_2$  - продольный и поперечные шаги, м;

$d_n$  - наружный диаметр труб, м

Коэффициент поглощения излучения дымовыми газами найдем по формуле (33):

$$k_{\Gamma} = \left( \frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{\sqrt{r_{\Pi} \cdot s_{\text{вз2}}}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \frac{T_{\text{вз2}}''}{1000} \right) = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,0833}{\sqrt{0,2203 \cdot 0,117}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \frac{706,15}{1000} \right) = 41,597,$$

где  $T_{\text{вз2}}'' = \vartheta_{\text{вз2}}'' + 273 = 433 + 273 = 706,15\text{K}$  – абсолютная температура газов за 2 ст. ВЭК, К;

$r_{\Pi} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$  – доля объема газов, состоящих из трех атомов, значения которых берутся из таблицы 8 в столбце для ВЭК-2.

Коэффициент уменьшения излучаемой энергии летучими частицами золы определяется по формуле (34):

$$k_{3л} = \frac{43\rho_z}{\left(T_{вэж}'' \cdot d_{3л}\right)^{0,67}} = \frac{43 \cdot 1300}{(706,15 \cdot 13)^{0,67}} = 123,683 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}},$$

Оптическую суммарную толщину потока газов, содержащего пыль, рассчитаем по формуле

$$kps_{вэ2} = (k_{г} \cdot r_{п} + k_{3л} \cdot \mu_{3л}) ps_{вэ2} = (41,597 \cdot 0,2203 + 123,683 \cdot 0,0143) \cdot 0,1 \cdot 0,117 = 0,128, \quad (114)$$

где  $\mu_{3л}$  – концентрация частиц золы, берем из таблицы 8 в столбце для топочной камеры;

$p$  – давление в топочной камере, МПа.

Степень черноты газов во второй ступени ВЭК найдем по формуле (73)

$$a_{вэ2} = 1 - e^{-kps_{вэ2}} = 1 - e^{-0,128} = 0,12$$

Коэффициент теплоотдачи излучением для дымовых газов, поток которых содержит в себе пыль, Вт/(м<sup>2</sup> · К), определяется по формуле (93):

$$\alpha_{л} = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\xi_3 + 1}{2} \cdot a_{вэ2} \cdot T_{ср}^3 \cdot \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T_{ср}}\right)^4}{1 - \frac{T_3}{T_{ср}}} = 5,7 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,12 \cdot 775,539^3 \cdot \frac{1 - \left(\frac{592,073}{775,539}\right)^4}{1 - \frac{592,073}{775,539}} = 8,039,$$

где  $\xi_3$  – коэф-т излучения поверхностей поверхностей котла, которые воспринимают лучистое тепло, с учетом загрязнения;

$a_{вэ2}$  – степень черноты газов в ВЭК-2;

$T_3 = t_3 + 273 = 318,923 + 273 = 592,073$  К – температура наружных загрязнений труб;

$T_{cp} = \vartheta_{cp} + 273 = 502,389 + 273 = 775,539$  -средняя температура газов в ВЭК-2, К.

Коэффициент теплоотдачи к стенам труб от дымовых газов труб ВЭК-2,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ , рассчитаем по формуле (94):

$$\alpha_1 = \alpha_{\kappa} + \alpha_{\lambda} = 78,385 + 8,039 = 86,424$$

Коэффициент теплопередачи,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ , найдем по формуле (76):

$$K = \psi \cdot \alpha_1 = 0,65 \cdot 86,424 = 56,175$$

где  $\psi = 0,65$ - коэф-т эффективности.

Температурный напор, °С, определим по формуле (77):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{292,334 - 194,597}{2,31 \cdot \lg \frac{292,334}{194,597}} = 240,16 \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

где  $\Delta t_{\delta} = \vartheta''_{\text{кпп-1}} - t''_{\text{вЭК-2}} = 571,778 - 279,444 = 292,334$  – большая разность температур, °С;

$\Delta t_{\text{м}} = \vartheta''_{\text{вЭК-2}} - t'_{\text{вЭК-2}} = 433 - 238,403 = 194,597$  – меньшая разность температур, °С;

Полученное ВЭК-2 тепло, кДж/кг, рассчитаем по формуле (78):

$$Q_{\text{ВЭК-2}}^T = \frac{k F_{\text{ВЭК-2}} \Delta t}{10^3 B_p} = \frac{56,175 \cdot 970 \cdot 240,16}{10^3 \cdot 7,821} = 1673,34 ,$$

где  $k$  – коэф-т теплопередачи,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;

$F_{\text{ВЭК-2}}$ – площадь поверхности ВЭК-2,  $\text{м}^2$ ;

$\Delta t$  – напор температурный, °С;

$B_p$ – расчетный расход угля в котел, кг/с

Оценим расчет поверхности путем определения расчетной погрешности  $\delta Q$ , сравнив тепловосприятия  $Q_{\text{ВЭК-2}}^T$  с тепловосприятием  $Q_{\text{ВЭК-2}}^{\delta}$  по формуле (79):

$$\delta Q = \frac{|Q_{\text{ВЭК-2}}^T - Q_{\text{ВЭК-2}}^{\delta}|}{Q_{\text{ВЭК-2}}^{\delta}} \cdot 100\% = \frac{|1673,34 - 1644,939|}{1644,939} \cdot 100\% =$$

$$= 1,727 \% < 2 \%$$

## 2.11 Поверочный расчет второй ступени ВЗП

Основные конструкционные параметры ВЗП-2 представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Конструкционные параметры 2 ступени ВЗП

Параметр	Значение
Поперечный шаг труб, $S_1$	85 мм
Наружный диаметр труб, $d_n$	40 мм
Продольный шаг труб, $S_2$	40 мм
Толщина стенки, $\delta$	1,5 мм

Число труб ВЗП-2 определим по формуле:

$$Z_{тр} = \frac{F_{взн-2}}{\pi \cdot \left( \frac{d_{вн} + d_{вн}}{2} \right) \cdot n \cdot h_{куба}} = \frac{4867}{\pi \cdot \left( \frac{0,037 + 0,04}{2} \right) \cdot 2 \cdot 1,85} = 10875, \quad (115)$$

где  $F_{взн-2} = 4867 \text{ м}^2$  – площадь поверхности нагрева ВЗП-2;

$h_{куба} = 1850 \text{ мм}$  – высота куба;

$n=2$  – число кубов по высоте ступени.

Ориентировочно зададимся температурой воздуха на входе в ВЗП-2:

$$t'_{взн-2} = 240 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По предварительно заданной температуре интерполируем по таблице 9 в столбце для  $\beta_B = 1$ , значение энтальпии воздуха на входе в ВЗП-2,  $H_{вн2}^0 = 1836,644 \text{ кДж/кг}$ .

Тепло, которое в ВЗП забирает воздух, кДж/кг

$$Q_{вн2} = \left( \beta_{зв} + \frac{\Delta\alpha_{вн}}{2} \right) (H_{зв}^0 - H_{вн1}^0) = \left( 1,07 + \frac{0,03}{2} \right) \cdot (2613,77 - 1836,644) = 843,181, \quad (116)$$

где  $H_{зв}^0$  – теплосодержание теоретического объема воздуха за вторую ступенью ВЗП, кДж/кг, находим по таблице 9 по значению температуры горячего воздуха  $t_{зв}$  по столбцу для  $\beta_B = 1$ ;

Средняя температура подогреваемого воздуха

$$t_{cp2} = \frac{t'_{en2} + t'_{zv}}{2} = \frac{240 + 338}{2} = 289 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (117)$$

Теплосодержание газов, прошедших ВЗП-2, кДж/кг

$$H''_{en2} = H''_{взк-2} - \frac{Q_{en2}}{\varphi} + \frac{\Delta\alpha_{en}}{2} H''_{прс} = 5044,639 - \frac{843,181}{0,995} - \frac{0,03}{2} \cdot 2216,913 = 4263,414, \quad (118)$$

где  $H''_{взк-2} = 5044,639 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - теплосодержание газов перед ВЗП-2.

$Q_{en2}$  - тепло, воспринятое второй ступенью ВЗП, кДж/кг;

$H''_{прс}$  - тепло присосанного воздуха, кДж/кг, берется из таблицы 9 при средней температуре нагреваемого воздуха  $t_{cp2}$  по столбцу для  $\beta_{вп1} = 1$ ;

По найденному теплосодержанию газов за ВЗП-2 интерполируем по таблице 9 в столбце для ВЗП – 2, температуру дымовых газов за ВЗП-2,  $\vartheta''_{en2} = 363,355 \text{ } ^\circ\text{C}$

Величину сечения для прохождения газов,  $\text{м}^2$  найдем по формуле:

$$f_{en2}^2 = 0,785 \cdot d_{en}^2 \cdot Z_{mp} = 0,785 \cdot 0,037^2 \cdot 10875 = 11,693 \quad (119)$$

Величина, характеризующая быстроту распространения дымовых газов через трубки ВЗП, м/с, рассчитаем по формуле (98):

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_2 (\vartheta_{cp} + 273)}{273 f_{en2}^2} = \frac{7,821 \cdot 8,1408 \cdot (398,177 + 273)}{273 \cdot 11,693} = 13,386,$$

где  $\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta''_{en2} + \vartheta''_{вз2}}{2} = \frac{363,355 + 433}{2} = 398,177 \text{ } ^\circ\text{C}$  - средняя температура газов во 2 ст. ВЗП;

$V_2$  - объем газов,  $\text{м}^3/\text{кг}$ , определяется по таблице 9 в столбце для ВЗП соответствующей ступени.

Площадь сечения для прохода воздуха,  $\text{м}^2$ :

$$f_{en2}^6 = (h_{куба} \cdot b_T - z_1 \cdot h_{куба} \cdot d_n) \cdot n = 1,85 \cdot 9,792 - 114 \cdot 1,85 \cdot 0,04 = 19,358 \quad (120)$$

где  $z_1 = 114$  – число труб в ряду по ширине ВЗП;



$n=2$  – двухсторонний подвод.

Величина, характеризующая быстроту продвижения воздуха, м/с, рассчитаем по формуле:

$$\omega_6 = \frac{B_p \cdot V_6^0 (t_{cp2} + 273)}{273 f_{6n2}} = \frac{7,821 \cdot 5,758 \cdot (289 + 273)}{273 \cdot 19,358} = 5,123, \quad (121)$$

где  $V_6^0$  -объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг (10).

Коэффициент теплоотдачи от дымовых газов стенке трубы, Вт/(м<sup>2</sup> · К):

$$\alpha_1 = 0,023 \frac{\lambda_2}{d_3} \left( \frac{\omega_2 \cdot d_3}{\nu} \right)^{0,8} Pr^{0,4} C_t C_d C_l = 0,023 \frac{0,056}{0,037} \left( \frac{13,386 \cdot 0,037}{60,114 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,627^{0,4} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 33,424, \quad (122)$$

где  $\lambda_2$  – теплопроводность дымовых газов, Вт/(м·К), определяется по рисунку 8.5 [3];

$$d_3 = d_{6n};$$

$\nu$  -кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/с, определяется по рисунку 8.6 [3];

$Pr$  -число Прандтля для дымовых газов, определяется по рисунку 8.7 [3];

$C_t$  -коэф-т поправки, зависящий от температурного фактора и от температуры потока;

$C_d$  -коэф-т вводимый в зависимости от формы канала;

$C_l$  -коэф-т поправки на относительную длину.

Коэффициент отдачи тепла от стенки трубы к воздуху, Вт/(м<sup>2</sup> · К):

$$\alpha_2 = 0,36 \frac{\lambda_6}{d_n} \left( \frac{\omega_6 \cdot d_n}{\nu_6} \right)^{0,6} Pr_6^{0,33} C_z C_s = \frac{0,045}{0,04} \left( \frac{5,123 \cdot 0,04}{46,6 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,6} 0,675^{0,33} \cdot 1 \cdot 1,2 = 66,158, \quad (123)$$

где  $\lambda_6$  -теплопроводность воздуха, Вт/(м·К), определяется по рисунку 8.5 [3];

$\nu_6$  -кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с, определяется по рисунку 8.6 [3];

$d_n$  - наружный диаметр трубы, см. таблицу 15;

$Pr$  -число Прандтля для воздуха, определяется по рисунку 8.7 [3];

$\omega_g$  - величина, характеризующая быстроту продвижения воздуха, м/с;  
 $C_z$  - зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_s$  – зависящий от типа пучка коэф-т поправки, определяется в зависимости от поперечного шага  $\sigma_1 = \frac{s_1}{d} = \frac{0,085}{0,04} = 2,125$  и параметра

$$\varphi_\sigma = \frac{\sigma_1 - 1}{\sigma_2 - 1} = \frac{2,125 - 1}{1,459 - 1} = 2,451,$$

где  $\sigma_2$  - средний относительный диагональный шаг труб, рассчитывается по формуле (68)

$$\sigma_2 = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot \sigma_1^2 + \sigma_2^2} = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot 2,125^2 + 1^2} = 1,459,$$

где  $\sigma_2 = 1$  – продольный относительный шаг.

Коэффициент теплопередачи от дымовых газов воздуху в ВЗП Вт/(м<sup>2</sup> · К), определяется по следующему выражению:

$$k = \xi \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} = 0,65 \cdot \frac{33,424 \cdot 66,158}{33,424 + 66,158} = 14,433, \quad (124)$$

где  $\xi$  - коэф-т использования, который отражает снижение тепла, проходящего сквозь нагревательные поверхности из-за омывания газами в неравномерном соотношении между различными частями ВЗП, для трубчатых воздухоподогревателей:

$$\xi = \xi_0 - \Delta\xi = 0,75 - 0,1 = 0,65$$

В ТВП для противоточной схемы движения воздуха и газов температурный напор, °С, рассчитаем с учетом перекрестного движения сред, введя поправочный коэф-т  $\psi$ :

$$\Delta t_{en2} = \psi \cdot \Delta t_{npt} = 0,85 \cdot 108,561 = 92,277 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (125)$$

где  $\Delta t_{нрм} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{м}}{2,31 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{м}}} = \frac{123,355 - 95}{2,31 \cdot \lg \frac{123,355}{95}} = 108,561$  - среднелогарифмический

напор температурный, °С, рассчитанный для противоточной схемы;

$\Delta t_{м} = g''_{\text{вж}2} - t_{\text{зв}} = 433 - 338 = 95$  °С - разность температуры газов на входе и температуры воздуха за 2 ступенью ВЗП;

$\Delta t_{\delta} = g''_{\text{вн}2} - t'_{\text{вн}2} = 363,355 - 240 = 123,355$  °С - разность температуры газов на выходе и температуры воздуха на входе;

$\psi$  - поправочный коэф-т, выбирается в зависимости от перекрещивающихся ходов воздуха.

Полученное ВЗП-2 тепло, кДж/кг, рассчитаем по формуле (78):

$$Q_{\text{ВЗП-2}}^T = \frac{kF_{\text{ВЗП-2}}\Delta t}{10^3 B_p} = \frac{14,433 \cdot 4867 \cdot 108,561}{10^3 \cdot 7,821} = 828,82 ,$$

где  $k$  – коэф-т теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$F_{\text{ВЗП-2}}$  – площадь поверхности ВЗП-2, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  – напор температурный, °С;

$B_p$  – расчетный расход угля на котел, кг/с

Оценим расчет поверхности путем определения расчетной погрешности  $\delta Q$ , сравнив тепловосприятия  $Q_{\text{ВЗП-2}}^T$  с тепловосприятием  $Q_{\text{ВЗП-2}}^{\delta}$  по формуле (108):

$$\delta Q = \frac{|Q_{\text{ВЗП-2}}^T - Q_{\text{ВЗП-2}}^{\delta}|}{Q_{\text{ВЗП-2}}^{\delta}} \cdot 100\% = \frac{|828,82 - 843,181|}{843,181} \cdot 100\% = 1,703 \% < 2 \%$$

## 2.12 Поверочный расчет первой ступени ВЭК

Основные конструкционные параметры ВЭК-1 представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Конструкционные параметры 1-й ступени ВЭК

Параметр	Значение
Поперечный шаг труб, $S_1$	96 мм
Наружный диаметр труб, $d_n$	32 мм
Продольный шаг труб, $S_2$	42,5 мм

Продолжение таблицы 16

Толщина стенки, $\delta$	3,5 мм
--------------------------	--------

Относительный продольный шаг труб, $\sigma_1$	3
Относительный поперечный шаг труб, $\sigma_2$	1,328

Предварительно примем температуру газов за ВЭК-2:

$$g''_{\text{вЭК-1}} = 295 \text{ } ^\circ\text{C}$$

По предварительно заданной температуре интерполируем по таблице 9 в столбце для ВЭК-1 значение энтальпии газов за ВЭК-1,  $H''_{\text{вЭК-1}} = 3443,078$  кДж/кг.

Количество тепла, отданное газами, кДж/кг рассчитаем по формуле:

$$Q_{\text{вЭК-1}}^{\delta} = \varphi \cdot \left( H''_{\text{ВЗП-2}} - H''_{\text{вЭК-1}} + \frac{\Delta\alpha_{\text{вэ}}}{2} \cdot H_{\text{хв}}^0 \right) =$$

$$= 0,995 \cdot \left( 4263,414 - 3443,078 + \frac{0,02}{2} \cdot 223,544 \right) = 818,156, \quad (126)$$

где  $H_{\text{хв}}^0$  - теплосодержание холодного воздуха, кДж/кг;

$\Delta\alpha_{\text{пп}}$  – доля присоса воздуха в вЭК-2, принимают равным  $\Delta\alpha_{\text{вэ}} = 0,02$ ;

$H''_{\text{ВЗП-2}} = 4263,414$  кДж/кг – теплосодержание газов за ВЗП-2.

Теплосодержание воды за первой ступенью ВЭК, кДж/кг

$$h''_{\text{вэ1}} = h'_{\text{вэ1}} + \frac{B_p \cdot Q_{\text{вЭК-1}}^{\delta}}{D_{\text{вэ}}} = 924,959 - \frac{7,821 \cdot 818,156}{64,889} = 1023,565, \quad (127)$$

где  $h'_{\text{вэ1}} = h_{\text{пв}} = 924,959$  кДж/кг – теплосодержание воды на входе в 1 ст. ВЭК;

$Q_{\text{вЭК-1}}^{\delta}$  – тепловосприятие 1 ст. экономайзера, кДж/кг;

$B_p$  – расход угля в котел, кг/с;

$D_{\text{вэ}}$  – расход питательной воды через экономайзер, кг/с.

Температура воды за первой ступенью ВЭК составит:

$$t''_{\text{вэ1}} = t(P_{\text{пв}}, h''_{\text{вэ1}}) = 236,637 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Сравнивая со значением, рассчитанным ранее, невязка составляет:

$$\Delta t_{\text{вЭК}} = t''_{\text{вэ1}} - t'_{\text{вэ2}} = |236,637 - 238,403| = 1,766 < 10 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (128)$$

Величина площади сечения для прохождения дымовых газов,  $\text{м}^2$ , определяется как:

$$f_{\text{вэ1}}^{\Gamma} = a_{\text{ГХ}} \cdot 2 \cdot b_{\text{T}} - d_{\text{H}} \cdot z_1 \cdot b_{\text{T}} = 1,37 \cdot 2 \cdot 9,792 - 0,032 \cdot 32 \cdot 9,792 = 15,881 \quad (129)$$

Величина, характеризующая быстроту продвижения дымовых газов, м/с, рассчитаем по формуле (85):

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_2 (\vartheta_{\text{cp}} + 273)}{273 f_{\text{вэ1}}^2} = \frac{7,821 \cdot 8,287 \cdot (329,177 + 273)}{273 \cdot 15,881} = 9,001,$$

где  $\vartheta_{\text{cp}} = \frac{\vartheta'_{\text{вэ1}} + \vartheta''_{\text{вэ1}}}{2} = \frac{363,355 + 295}{2} = 329,177 \text{ } ^\circ\text{C}$  - средняя температура газов в 1 ст. ВЭК;

$V_2$  - объем газов,  $\text{м}^3/\text{кг}$ , определяется по таблице 9 в столбце для ВЭК-1;

$B_p$  - расчетный расход топлива,  $\text{кг/с}$ .

Коэффициент отдачи тепла конвективным способом,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ , рассчитаем по формуле (70)

$$\alpha_1 = 0,36 \frac{\lambda_2}{d_{\text{H}}} \left( \frac{\omega_2 \cdot d_{\text{H}}}{\nu_2} \right)^{0,6} \text{Pr}_2^{0,33} C_z C_s = \frac{0,05}{0,032} \left( \frac{9,001 \cdot 0,032}{50,061 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,6} \cdot 0,631^{0,33} \cdot 1 \cdot 1,02 = 88,473,$$

где  $\lambda_2$  - теплопроводность дымовых газов,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ ;

$$d_3 = d_{\text{вн}};$$

$\nu_2$  - кинематическая вязкость газа,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\text{Pr}$  - число Прандтля;

$C_z$  - зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_s$  - коэф-т поправки, который зависит от типа пучка, определим с помощью параметра

$$\varphi_{\sigma} = \frac{\sigma_1 - 1}{\sigma_2 - 1} = \frac{3 - 1}{2,003 - 1} = 1,993, \quad (130)$$

где  $\sigma_2'$  - средний относительный диагональный шаг труб, рассчитывается по формуле (68):

$$\sigma_2' = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot \sigma_1^2 + \sigma_2^2} = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot 3^2 + 1,328^2} = 2,003,$$

где  $\sigma_2 = 1,328$  – продольный относительный шаг.

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К), найдем по формуле (94):

$$K = \psi \cdot \alpha_1 = 0,65 \cdot 88,473 = 57,507$$

где  $\psi = 0,65$ - коэф-т эффективности.

Температурный напор, °С, определим по формуле (77):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{126,718 - 80}{2,31 \cdot \lg \frac{126,718}{80}} = 101,575 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где  $\Delta t_{\delta} = \vartheta''_{\text{взп-2}} - t''_{\text{вЭК-1}} = 363,355 - 236,637 = 126,718$  – большая разность температур, °С;

$\Delta t_{\text{м}} = \vartheta''_{\text{вЭК-1}} - t'_{\text{вЭК-1}} = 295 - 215 = 80$  – меньшая разность температур, °С;

Полученное ВЭК-1 тепло, кДж/кг, рассчитаем по формуле (78):

$$Q_{\text{ВЭК-1}}^T = \frac{k F_{\text{ВЭК-1}} \Delta t}{10^3 B_p} = \frac{57,507 \cdot 1075 \cdot 101,575}{10^3 \cdot 7,821} = 802,941,$$

где  $k$  – коэф-т теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$F_{\text{ВЭК-1}}$  – площадь поверхности ВЭК-1, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  – напор температурный, °С;

$B_p$  – расчетный расход угля в котел, кг/с

Оценим расчет поверхности путем определения расчетной погрешности  $\delta Q$ , сравнив тепловосприятия  $Q_{\text{ВЭК-1}}^T$  с тепловосприятием  $Q_{\text{ВЭК-1}}^{\delta}$  по формуле (79):

$$\delta Q = \frac{|Q_{\text{ВЭК-1}}^T - Q_{\text{ВЭК-1}}^{\delta}|}{Q_{\text{ВЭК-1}}^{\delta}} \cdot 100\% = \frac{|802,941 - 818,156|}{818,156} \cdot 100\% = 1,86\% < 2\%$$

## 2.13 Поверочный расчет первой ступени ВЗП

Основные конструкционные параметры ВЗП-1 представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Конструкционные параметры 1 ступени ВЗП

Параметр	Значение
Поперечный шаг труб, $S_1$	85 мм
Наружный диаметр труб, $d_n$	40 мм
Продольный шаг труб, $S_2$	40 мм
Толщина стенки, $\delta$	1,5 мм

Ориентировочно зададимся температурой воздуха за ВЗП-1, ограничиваясь невязкой в  $10^\circ\text{C}$  ( $t'_{\text{взп-2}} = 240^\circ\text{C}$ ):

$$t''_{\text{взп-1}} = 232^\circ\text{C}.$$

По предварительно заданной температуре интерполируем по таблице 9 в столбце для  $\beta_{\text{в}} = 1$ , значение энтальпии воздуха за ВЗП-1,  $H''_{\text{взп-1}} = 1774,559$  кДж/кг.

Тепло, воспринятое в воздухоподогревателе, кДж/кг, определяется по воздушной стороне по формуле:

$$Q_{\text{взп-1}} = \left( \beta_{\text{зв}} + \frac{\Delta\alpha_{\text{взп}}}{2} \right) (H''_{\text{взп-1}} - H^0_{\text{зв}}) = \left( 1,07 + \frac{0,03}{2} \right) \cdot (1774,559 - 223,544) = 1682,851, \quad (131)$$

где  $H^0_{\text{зв}}$  - теплосодержание теоретического объема горячего воздуха после ВЗП-2, кДж/кг, определяется по таблице 9 по температуре воздуха  $t_{\text{зв}}$  по столбцу для  $\beta_{\text{в}} = 1$ ;

Средняя температура нагреваемого воздуха:

$$t_{\text{ср-2}} = \frac{t''_{\text{взп-1}} + t_{\text{зв}}}{2} = \frac{232 + 30}{2} = 131^\circ\text{C} \quad (132)$$

Определим  $H^0_{\text{прс}}$  тепло, попадающее в ВЗП-1 с присасываемым воздухом, кДж/кг, по таблице 9 при средней температуре воздуха  $t_{\text{ср-2}}$  по столбцу для  $\beta_{\text{вп-1}} = 1$ ;

$$H^0_{\text{прс}} = 997,487 \text{ кДж/кг}.$$

Теплосодержание газов за первой ст. воздухоподогревателя кДж/кг рассчитывается по формуле:

$$H''_{en1} = H''_{взк-1} - \frac{Q_{en1}}{\varphi} + \frac{\Delta\alpha_{en}}{2} H''_{nrc} = 3443,078 - \frac{1682,851}{0,995} - \frac{0,03}{2} \cdot 997,487 = 1781,069, \quad (133)$$

где  $H''_{взк-1} = 3443,078 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - теплосодержание газов до ВЗП-1.

$Q_{en1}$  -тепловосприятие ВЗП-1, кДж/кг.

По найденной энтальпии газов за ВЗП-1 интерполируем по таблице 9 в столбце для ВЗП – 1, значение температуры газов за ВЗП-2,  $g''_{en1} = 151,959 \text{ }^\circ\text{C}$ , сравним ее с предварительно заданной ( $g_{yx} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ ), получим невязку:

$$\Delta g_{yx} = g''_{en1} - g_{yx} = 151,959 - 150 = 1,959 < 10^\circ\text{C} \quad (134)$$

Величина, характеризующая быстроту продвижения дымовых газов, м/с, рассчитаем по формуле (98):

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_2 (g_{cp} + 273)}{273 f_{en1}^2} = \frac{7,821 \cdot 8,433 \cdot (223,479 + 273)}{273 \cdot 11,693} = 10,258,$$

где  $g_{cp} = \frac{g''_{en2} + g''_{en2}}{2} = \frac{363,355 + 433}{2} = 398,177 \text{ }^\circ\text{C}$  - средняя температура газов во 2 ст. ВЗП;

$V_2$ -объем газов, м<sup>3</sup>/кг, определяется по таблице 9 в столбце для ВЗП соответствующей ступени;

$f_{en1}^2 = f_{en2}^2 = 11,693 \text{ м}^2$  – площадь для прохода газов.

Величина, характеризующая быстроту продвижения воздуха, м/с, рассчитаем по формуле (150):

$$\omega_6 = \frac{B_p \cdot V_6^0 (t_{cp2} + 273)}{273 f_{en2}^6} = \frac{7,821 \cdot 5,758 \cdot (131 + 273)}{273 \cdot 19,358} = 3,683,$$

где  $V_6^0$  -объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг (10);

$f_{en1}^6 = f_{en2}^6 = 19,358 \text{ м}^2$  – площадь для прохода воздуха.



Коэффициент теплоотдачи от дымовых газов стенке трубы, Вт/(м<sup>2</sup> · К), рассчитаем по формуле (122):

$$\alpha_1 = 0,023 \frac{\lambda_2}{d_3} \left( \frac{\omega_2 \cdot d_3}{\nu} \right)^{0,8} \text{Pr}^{0,4} C_t C_d C_l = 0,023 \frac{0,041}{0,037} \left( \frac{10,258 \cdot 0,037}{35,855 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,652^{0,4} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 30,525,$$

где  $\lambda_2$  – теплопроводность дымовых газов, Вт/(м·К), определяется по рисунку 8.5 [3];

$$d_3 = d_{\text{вн}};$$

$\nu$  – кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/с, определяется по рисунку 8.6 [3];

Pr – число Прандтля для дымовых газов, определяется по рисунку 8.7 [3];

$C_t$  – коэф-т поправки, зависящий от температурного фактора и от температуры потока;

$C_d$  – поправка на форму канала;

$C_l$  – поправка на относительную длину.

Коэффициент отдачи тепла от стенок трубок к воздуху, Вт/(м<sup>2</sup> · К), рассчитаем по формуле (151):

$$\alpha_2 = 0,36 \frac{\lambda_6}{d_n} \left( \frac{\omega_6 \cdot d_n}{\nu_6} \right)^{0,6} \text{Pr}_6^{0,33} C_z C_s = \frac{0,034}{0,04} \left( \frac{3,683 \cdot 0,04}{26,74 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,6} 0,685^{0,33} \cdot 1 \cdot 1,2 = 66,158,$$

где  $\lambda_6$  – теплопроводность воздуха, Вт/(м·К), определяется по рисунку 8.5 [3];

$\nu_6$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с, определяется по рисунку 8.6 [3];

$d_n$  – наружный диаметр трубы, см. таблицу 14;

Pr – число Прандтля для воздуха, определяется по рисунку 8.7 [3];

$\omega_6$  – величина, характеризующая быстроту продвижения воздуха, м/с;

$C_z$  – зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_s$  – коэф-т поправки, зависящий от типа пучка, определяется в зависимости от поперечного шага  $\sigma_1 = \frac{s_1}{d} = \frac{0,085}{0,04} = 2,125$  и параметра

$$\varphi_{\sigma} = \frac{\sigma_1' - 1}{\sigma_2' - 1} = \frac{2,125 - 1}{1,459 - 1} = 2,451,$$

где  $\sigma_2'$  - средний относительный диагональный шаг труб, рассчитывается по формуле (68)

$$\sigma_2' = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot \sigma_1'^2 + \sigma_2^2} = \sqrt{\frac{1}{4} \cdot 2,125^2 + 1^2} = 1,459,$$

где  $\sigma_2 = 1$  - продольный относительный шаг.

Коэффициент передачи тепла от дымовых газов воздуху в ВЗП Вт/(м<sup>2</sup> · К), определяется по формуле (124):

$$k = \xi \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} = 0,8 \cdot \frac{30,525 \cdot 57,558}{30,525 + 57,558} = 15,957,$$

где  $\xi$  - коэф-т использования, который отражает снижение тепла, проходящего сквозь нагревательные поверхности из-за омывания газами в неравномерном соотношении между различными частями ВЗП, для трубчатых воздухоподогревателей:

$$\xi = \xi_0 - \Delta\xi = 0,9 - 0,1 = 0,8$$

Температурный напор, °С, рассчитаем по формуле (125):

$$\Delta t_{\text{en1}} = \psi \cdot \Delta t_{\text{npm}} = 0,95 \cdot 88,46 = 84,037 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где  $\Delta t_{\text{npm}} = \frac{\Delta t_{\bar{\sigma}} - \Delta t_m}{2,31 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\bar{\sigma}}}{\Delta t_m}} = \frac{121,959 - 63}{2,31 \cdot \lg \frac{121,959}{63}} = 88,46$  - среднелогарифмический

напор температурный, °С, определенный для противоточной схемы движения теплоносителей;

$\Delta t_m = \mathcal{G}_{\text{вжк1}}'' - t_{\text{вн-1}}'' = 295 - 232 = 63 \text{ } ^\circ\text{C}$  - разность температуры газов на входе и температуры воздуха за 1 ступенью ВЗП;

$\Delta t_{\bar{\sigma}} = \mathcal{G}_{\text{вн1}}'' - t_{\text{хв}} = 151,959 - 30 = 121,959 \text{ } ^\circ\text{C}$  - разность температуры газов на выходе и температуры воздуха на входе;

$\psi$  - поправочный коэф-т, зависящий от числа перекрестных ходов воздуха.

Полученное ВЗП-1 тепло, кДж/кг, рассчитаем по формуле (78):

$$Q_{ВЗП-1}^T = \frac{kF_{ВЗП-1}\Delta t}{10^3 B_p} = \frac{15,957 \cdot 9734 \cdot 84,037}{10^3 \cdot 7,821} = 1669,013 ,$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$F_{ВЗП-1}$  – площадь поверхности ВЗП-2, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  – напор температурный, °С;

$B_p$  – расчетный расход угля в котел, кг/с.

Оценим расчет поверхности путем определения расчетной погрешности  $\delta Q$ , сравнив тепловосприятия  $Q_{ВЗП-1}^T$  с тепловосприятием  $Q_{ВЗП-1}^{\circ}$  по формуле (79):

$$\delta Q = \frac{|Q_{ВЗП-1}^T - Q_{ВЗП-1}^{\circ}|}{Q_{ВЗП-1}^{\circ}} \cdot 100\% = \frac{|1669,013 - 1682,851|}{1682,851} \cdot 100\% =$$

$$= 0,822 \% < 2 \%$$

Тепловой баланс не сходится в пределах:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= Q_p^p \cdot \eta_k - (Q_l + Q_{\phi}^{\circ} + Q_{кпп-1}^{\circ} + Q_{кпп-2}^{\circ} + Q_{вэ1}^{\circ} + Q_{вэ2}^{\circ}) \left( \frac{100 - q_4}{100} \right) = \\ &= 21900 \cdot 0,92192 - (11895,869 + 1464,417 + 2112,284 + 2491,877 + 1644,939 + \\ &+ 818,156) \left( \frac{100 - 0,7}{100} \right) = -94,223 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \end{aligned} \quad (135)$$

где  $Q_H^p$  – теплота сгорания топлива кДж/кг (см. таблицу 5);

$\eta_{ка}$  – КПД, % (см. формулу 20);

$Q_l$  – количество тепла, воспринятого топкой, кДж/кг (см. формулу 49);

$Q_{\phi}^{\circ}$  – количество тепла, воспринятого фестоном, кДж/кг (см. формулу 66);

$Q_{кпп-1}^{\circ}$  – количество тепла, воспринятого КПП-1, кДж/кг (см. формулу 97);

$Q_{кпп-2}^{\circ}$  – количество тепла, воспринятого КПП-2, кДж/кг (см. формулу 83);

$Q_{вэ1-1}^{\circ}$  – количество тепла, воспринятого ВЭК-1, кДж/кг (см. формулу 126);

$Q_{вэ1-2}^{\circ}$  – количество тепла, воспринятого ВЭК-2, кДж/кг (см. формулу 107);

$q_4 = 0,7 \%$  – потеря тепла от механического недожога, % .

Относительная величина невязки:

$$\delta Q = \frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100\% = \frac{94,223}{21900} \cdot 100\% = 0,43 < 0,5\% \quad (136)$$

### 3 Расчеты на различные нагрузки и топлива

Среди вариантов реконструкций, рассмотренных в п. 1.6 в качестве реконструкции выбрана комбинация 3 и 6 вариантов. Поэтому для реконструкции в КПП-1 добавлено 4 калача (312,7 м<sup>2</sup>); вторая ступень ВЭЖ выполнена в мембранном варианте, общей площадью 1908,4 м<sup>2</sup>.

В данном разделе предполагается выполнение тепловых расчетов до и после реконструкции на номинальную и минимальную (без подсветки мазутом) нагрузки на проектное и непроектное топлива (см. таблицу 5). По итогу выполнения расчетов возможен анализ результатов реконструкции во всем диапазоне нагрузок на различные виды топлива, что позволит сделать вывод о техническом совершенстве реконструкции.

#### 3.1 Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания для непроектного топлива

Теоретический объем воздуха рассчитаем по формуле (10):

$$\begin{aligned} V_B^0 &= 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,256 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P = \\ &= 0,0889 \cdot (51,4 + 0,375 \cdot 0,5) + 0,256 \cdot 3,8 - 0,0333 \cdot 6,6 = 5,373 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \end{aligned}$$

Теоретические объемы воздуха, полученные при полном сгорании топлива:

Объем азота рассчитаем по формуле (11):

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + 0,8 \frac{N^P}{100} = 0,79 \cdot 5,373 + 0,8 \frac{1,9}{100} = 4,26 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Объем газов, состоящих из трех атомов, рассчитаем по формуле (12):

$$V_{RO_2} = 1,866 \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100} = 1,866 \frac{51,4 + 0,375 \cdot 0,5}{100} = 0,963 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Объем водяных паров рассчитаем по формуле (13):

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^P + 0,124W^P + 0,016 \cdot V_B^0 = 0,111 \cdot 3,8 + 0,124 \cdot 12 + 0,0161 \cdot 5,373 = 0,657 \frac{M^3}{кг}$$

Объем дымовых газов рассчитаем по формуле (14):

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 = 0,963 + 4,26 + 0,657 = 5,88 \frac{M^3}{кг}$$

Рассчитаем объемы продуктов сгорания, доли объема газов, состоящих из трех атомов, и концентрация частиц золы, сведем результат в таблицу 18.

Таблица 18 – Объемы продуктов сгорания, объемные доли газов, состоящих из трех атомов и концентрация частиц золы

Название величины и обозначение	Газоход						
	Топка	КПП-2	КПП-1	ВЭК2	ВЗП2	ВЭК1	ВЗП1
$\alpha'' = \alpha_T + \sum \alpha_i$	1,250	1,265	1,28	1,30	1,33	1,35	1,38
Средняя доля избыточного воздуха в нагревательной поверхности, $\alpha_{cp}$	1,25	1,2575	1,2725	1,2900	1,3150	1,3400	1,3650
Объем водяных паров, $\frac{M^3}{кг}$ $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V_B^0$	0,6786	0,6793	0,6806	0,6821	0,6842	0,6864	0,6886
Полный объем газов, $\frac{M^3}{кг}$ $V_{\Gamma} = V_{\Gamma}^0 + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V_B^0$	7,2447	7,2857	7,3676	7,4631	7,5996	7,7360	7,8725
Доля объема газов, состоящих из трех атомов $r_{ro_2} = V_{ro_2}/V_{\Gamma}$	0,1329	0,1322	0,1307	0,1290	0,1267	0,1245	0,1223
Доля объема водяных паров $r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_{\Gamma}$	0,0937	0,0932	0,0924	0,0914	0,0900	0,0887	0,0875
Суммарная доля объема $r_{\Pi} = r_{ro_2} + r_{H_2O}$	0,2266	0,2254	0,2231	0,2204	0,2168	0,2132	0,2098

Продолжение таблицы 18

Масса дымовых газов, кг/кг $G_{\Gamma} = 1 - 0,01A^p + 1,306\alpha_{\text{ср}}V_{\text{в}}^0$	9,4324	9,4851	9,5903	9,7131	9,8885	10,0640	10,2394
Концентрация частиц золы, кг/кг $\mu_{\text{зл}} = A^p\alpha_{\text{уН}}/(100 G_{\Gamma})$	0,0341	0,0340	0,0336	0,0332	0,0326	0,0320	0,0315

Теплосодержание воздуха определяется по формуле (15), теплосодержание золы, определяемое по формуле (16):

Рассчитаем энтальпии продуктов сгорания, сведем результат в таблицу 19.

Таблица 19 – Энтальпии продуктов сгорания

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$H_{\Gamma}^0$ ( $\alpha = 1$ )	$H_{\text{в}}^0$ ( $\beta_{\text{в}} = 1$ )	$H_{\text{зл}}$	$H_{\Gamma} = H_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1)H_{\text{в}}^0 + H_{\text{зл}}$						
				Топка (по $\alpha_{\text{T}}$ )	КПП-2	КПП-1	ВЭК 2 ст. (по $\alpha_{\text{ВЭК2}}$ )	ВЗП 2 ст. (по $\alpha_{\text{ВЗП2}}$ )	ВЭК 1 ст. (по $\alpha_{\text{ВЭК1}}$ )	ВЗП 1 ст. (по $\alpha_{\text{ВЗП1}}$ )
100	804,3	709,1	26,0							1099,8
200	1630,5	1424,2	54,5						2183,4	2226,2
300	2479,2	2148,3	84,9					3273,1	3316,0	3380,5
400	3400,3	2913,2	115,9			4331,9	4390,2	4477,6	4535,9	4623,2
500	4310,8	3678,6	147,6		5433,3	5488,5	5562,0	5672,4	5746,0	5856,3
600	5245,4	4461,7	180,4	6541,2	6608,1	6675,1	6764,3	6898,1	6987,4	7121,2
700	6203,7	5260,3	213,3	7732,0	7810,9	7889,8	7995,0	8152,8	8258,0	8415,8
800	7182,6	6071,1	247,0	8947,3	9038,4	9129,4	9250,9	9433,0	9554,4	9736,5
900	8178,0	6895,2	281,8	10183,6	10287,0	10390,5	10528,4	10735,2	10873,1	
1000	9189,7	7728,5	316,8	11438,7	11554,6	11670,5	11825,1	12056,9		
1100	10216,5	8625,5	353,2	12726,0	12855,4	12984,8	13157,3			
1200	11255,5	9428,3	388,6	14001,1	14142,6	14284,0				
1300	12308,5	10292,9	438,1	15319,9	15474,3					

Продолжение таблицы 19

1400	13367,9	11163,7	509,6	16668,4						
1500	14437,5	12038,5	566,2	18013,3						
1600	15515,5	12920,1	614,7	19360,2						
1700	16603,1	13804,4	664,6	20718,8						
1800	17692,9	14689,9	715,8	22081,1						
1900	18789,3	15586,6	768,4	23454,3						

### 3.2 Сводный тепловой расчет

Эффект реконструкции можно проанализировать по итогу теплового расчета, представленного в таблицах 19, 20.

В таблице 20 приведены тепловые расчеты на проектное и непроектное топливо до и после реконструкции на номинальную (230 т/ч) нагрузку и минимальную без подсветки мазутом (160 т/ч).

В таблице 21 отражены основные температуры по поверхностям нагрева.

Коэффициент отдачи тепла конвективным способом в ВЭК-2 после реконструкции, Вт/(м<sup>2</sup> · К):

$$\alpha_k = 0,14 \frac{\lambda_2}{d_n} \left( \frac{\omega_2 \cdot d_n}{\nu_2} \right)^{0,7} \text{Pr}_2^{0,33} C_z C_s, \quad (137)$$

где  $\lambda_2$  – теплопроводность дымовых газов, Вт/(м·К);

$\nu_2$  – кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/с;

Pr – число Прандтля;

$C_z$  – зависящий от числа рядов труб перпендикулярно расположенных прохождению газового потока коэф-т поправки;

$C_s$  – коэф-т поправки, зависящий от типа пучка, определяется в зависимости от относительных шагов труб:

$$C_s = 0,78 \left( \sigma_1^{-1,2} \frac{\sigma_1 - 1}{\sqrt{\sigma_1^2 + 4\sigma_2^2} - 2} + 1 \right), \quad (138)$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$

$$\alpha_{\text{нр}} = \frac{H_{\text{ТР}}}{H} (\varphi_{\text{ТР}} \alpha_{\text{К}} + \alpha_{\text{Л}}) + \frac{H_{\text{РБ}}}{H} E (\varphi_{\text{РБ}} \alpha_{\text{К}} + \alpha_{\text{Л}}), \quad (139)$$

где  $H_{\text{ТР}}$  – поверхность труб, не занятая ребрами, включая гладкотрубные участки,  $\text{м}^2$ ;

$H_{\text{РБ}}$  – поверхность ребер (проставок),  $\text{м}^2$ ;

$H = H_{\text{ТР}} + H_{\text{РБ}}$  – полная поверхность оребренной стороны труб,  $\text{м}^2$ ;

$\varphi_{\text{РБ}} = 1 - \frac{0,12}{\sigma_2 - 1}$  – отношение коэффициента теплоотдачи по ребру к

среднему в пучке;

$\varphi_{\text{ТР}} = 1,08$  – отношение коэф-та теплоотдачи по трубе к среднему в пучке.



Таблица 20 – Сводный тепловой расчет

			До реконструкции				После реконструкции		
Топливо			Д	Д	Г, пром	Г, пром	Г, пром	Г, пром	Д
Расход перегретого пара, т/ч			230	160	160	230	160	230	230
Величина	Расчетная формула	Обозначение	Расчет КПД и расхода топлива						
Потеря тепла через ограждение, %	(18)	$q_5$	0,537	0,772	0,772	0,537	0,772	0,537	0,537
Потеря с уходящими газами $q_2$ , %	(19)	$q_2$	6,571	6,355	6,413	7,228	5,83	6,238	5,978
КПД котла, %	(20)	$\eta_k$	92,192	92,173	92,116	91,535	92,698	92,525	92,786
Расход топлива, кг/с	(21)	$B$	7,87	5,345	5,987	8,888	6,029	8,931	7,808
Расход продувочной воды, кг/с	(22)	$D_{пр}$	1,278						
Расчетный расход топлива, кг/с	(23)	$B_p$	7,821	5,308	5,945	8,826	5,987	8,869	7,754
			Расчет теплообмена в топке						
Теплонапряжение топочного объема	(26)	$q_v$	115,708	78,529	77,117	114,484	77,51	114,829	114,72
Теплота горячего воздуха, кДж/кг	(31)	$Q_в$	2836,97	2626,47	2336,3	2540,9	2072,819	2181,3	2420,639
Полезное тепловыделение, кДж/кг	(32)	$Q_T$	24736,9	24526,5	21536,3	21740,9	21272,819	21381,3	24320,639
Коэф-т поглощения лучей газовой фазой	(33)	$k_T$	3,474	3,789	3,882	3,623	3,883	3,623	3,402
Коэф-т уменьшения излучаемой энергии частицами, находящимися в потоке газа	(34)	$k_{зи}$	81,137	86,7	88,079	83,291	88,119	83,291	79,986
Коэф-т поглощения топочной среды	(35)	$k$	2,479	2,632	3,338	3,173	3,339	3,173	2,446
Критерий Бугера	(36)	$Bu$	1,534	1,628	2,065	1,963	2,066	1,964	1,513
Эффективное значение критерия Бугера	(37)	$Bu_{эф}$	0,955	0,938	0,848	0,87	0,848	0,87	0,958

Продолжение таблицы 20

Параметр М	(38)	$M$	0,427						
Угловой коэф-т экрана	(39)	$X$	0,987						
Коэф-т загрязнения выходного окна	(40)	$\xi_{вых}$	0,405						
Коэф-т тепловой эффективности экранов	(41)	$\psi_{экр}$	0,444						
Коэф-т тепловой эффективности газового окна	(42)	$\psi_{го}$	0,405						
Угловой коэф-т потолка	(43)	$X_{пот}$	0,919						
Коэф-т тепловой эффективности потолка	(44)	$\psi_{пот}$	0,413						
Коэф-т тепловой эффективности, осредненный	(45)	$\psi_{ср}$	0,438						
Температура газов за топкой, °С	(46)	$g_{Трасчет}^n$	1051,8	927,4	899,1	1016,39	897,66	1011,333	1080,226
Средняя совокупная теплоемкость продуктов сгорания, $\frac{кДж}{кг \cdot ^\circ C}$	(47)	$(Vc)_{ср}$	14,037	13,9	13,2	13,293	13,189	13,282	14,039
Тепло, воспринятое экранами топки излучением, кДж/кг	(49)	$Q_l$	11895,569	13316,7	11276,6	10233,7	11024,875	9876,098	11095,64 6
Принятый поток тепла, кВт/м <sup>2</sup>	(50)	$q_l$	110,769	84,158	79,825	107,545	78,464	104,131	102,438
			<b>Расчет тепловосприятия радиационного пароперегревателя</b>						
Восприятие тепла рпп в топке, кДж/кг	(51)	$Q_{ном}$	579,183	648,375	549,046	498,27	535,952	480,107	540,235
Тепловосприятие рпп в гориз. газоходе, кДж/кг	(54)	$Q_{гг}$	108,077	140,568	125,717	93,84	124,664	94,331	115,282

Продолжение таблицы 20

Воспринятое тепло РПП в пов. камере, кДж/кг	(56)	$Q_{нк}$	78,833	115,418	111,647	75,206	110,875	74,841	85,605
Совокупное воспринятое тепло рпп, кДж/кг	(57)	$Q_{рпп}$	765,593	904,361	786,41	667,316	771,491	649,279	741,123
Увеличение теплосодержания пара в РПП, кДж/кг	(58)	$\Delta h_{рпп}$	94,124	108	105,195	92,186	103,918	90,368	92,56
Температура пара после РПП, °C	(60)	$t_{рпп}''$	329,547	332,039	331,528	329,207	331,296	328,89	329,273
			<b>Расчет фестона</b>						
Поверхность труб фестона, м <sup>2</sup>	(61)	$F_{\phi}$	226,918						
Средняя площадь для прохода газов, м <sup>2</sup>	(64)	$F_{г\text{ сред}}$	58,969						
Тепло, отданное газами, кДж/кг	(66)	$Q_{\sigma}^{\phi}$	1464,42	1403,494	1359,93	1322,9	1338,2	1335,285	1455,01
Коэф-т теплоотдачи конвекцией, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(70)	$\alpha_{к}$	38,735	28,9	20,23	39,015	29,35	39,22	39,01
Излучающий слой, эффективной толщиной в фестоне, м	(72)	$s_{\phi}$	1,436						
Степень черноты газов	(73)	$a_{\phi}$	0,365	0,387	0,534	0,511	0,534	0,511	0,359
Коэф-т теплоотдачи излучением, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(74)	$\alpha_{л}$	75,127	63,866	83,335	96,5	83,268	97,343	77,859

Продолжение таблицы 20

Коэф-т теплоотдачи от газов к стенке, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(75)	$\alpha_1$	113,862	92,743	112,57	135,515	112,618	136,563	116,869
Коэф-т теплопередачи, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	(76)	$K$	74,01	60,283	73,168	88,085	73,202	88,766	75,965
Напор температурный, °С	(77)	$\Delta t$	675,5	551,45	521,611	626,6	521,486	630,89	704,8
Полученное фестоном тепло, кДж/кг	(78)	$Q_{\phi}^T$	1450,55	1421,25	1367,37	1331,9	1358,21	1344,95	1470,7
Количество тепла, воспринятое фестоном из топки, кДж/кг	(80)	$Q_{\phi}^n$	387,397	433,68	502,507	456,03	490,52	439,41	494,4
			<b>Расчет КПП-2</b>						
Лучевоспринимающая поверхность, $\text{м}^2$	(81)	$F_{л.кпп2.}$	30,39						
Количество тепла, воспринятое КПП-2 из топки, кДж/кг	(82)	$Q_{л.кпп2.}$	430,441	481,864	182,6	165,713	178,245	159,672	179,7
Количество тепла, воспринятого в КПП-2, кДж/кг	(83)	$Q_{кпп2}^{\bar{b}}$	2491,87	2118,767	1916,94	2155,07	1833,52	2106,48	2732,44
Площадь поперечного сечения для прохода дымовых газов, $\text{м}^2$	(84)	$f_{кпп-2}^z$	36,039						
Коэф-т теплоотдачи конвекцией, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(86)	$\alpha_k$	53,904	39,611	40,178	54,77	40,458	54,96	54,13
Средняя скорость пара, м/с	(87)	$\omega_n$	20,391	13,609	13,323	20,05	13,709	20,681	20,419

Продолжение таблицы 20

Коэф-т теплоотдачи от стенки к пару, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(89)	$\alpha_2$	2466,51	1875,02	2152,148	2819,7	2123,893	2790,4	2801,56
Излучающий слой, эффективной толщиной, м	(91)	$s_{кп-2}$	0,269						
Степень черноты газов	(73)	$a_{кп-2}$	0,162	0,17	0,217	0,193	0,202	0,193	0,155
Коэф-т теплоотдачи излучением, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(92)	$\alpha_l$	31,886	25,273	29,865	34,597	28,391	35,2	31,48
Коэф-т теплоотдачи от газов к стенке, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(93)	$\alpha_1$	85,789	64,884	70,04	89,365	68,849	90,2	85,61
Коэф-т теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> · К)	(94)	$K$	53,578	40,456	43,961	56,17	43,215	56,7	53,891
Напор температурный, °С	(77)	$\Delta t$	371,413	280,854	264,025	342,7	257,014	328,9	390,56
Полученное КПП-2 тепло, кДж/кг	(78)	$Q_{кп2}^T$	2519,079	2119,32	1932,8	2159,2	1836,72	2079,483	2687,43
			<b>Расчет КПП-1</b>						
Теплосодержание после КПП-1, кДж/кг	(96)	$h_{кп-1}''$	3054,609	3017,561	3007,645	3043,9	3049,279	3094,2	3111,435
Тепловосприятие КПП-1, кДж/кг	(97)	$Q_{кп-1}^{\circ}$	2112,284	1748,12	1507,7	1816,7	1815,85	2177,123	2546,83

Продолжение таблицы 20

Площадь поперечного сечения для прохода дымовых газов, м <sup>2</sup>	(84)	$f_{кпн-1}^2$	24,768						
Средняя скорость газа, м/с	(85)	$\omega_g$	8,493	5,246	5,369	8,82	5,373	8,7	8,4
Коэф-т теплоотдачи конвекцией, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	(99)	$\alpha_k$	68,52	50,705	51,595	69,938	51,656	69,7	67,9
Излучающий слой, эффективной толщиной, м	(91)	$s_{кпн-1}$	0,373						
Коэф-т теплоотдачи излучением, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	(92)	$\alpha_l$	24,752	20,241	23,063	27,948	23,18	27,8	23,64
Коэф-т теплоотдачи от газов к стенке, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	(93)	$\alpha_1$	85,675	65,288	68,085	89,039	67,312	87,4	81,74
Средняя скорость пара, м/с	(87)	$\omega_n$	14,104	9,686	9,618	14,065	9,857	14,45	14,23
Коэф-т теплоотдачи от стенки к пару, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	(89)	$\alpha_2$	3066,7	2344,9	2655,36	3483,923	2584,8	3372,6	3268,09
Коэф-т теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> · К)	(94)	$K$	54,175	41,288	43,139	56,433	42,643	55,374	51,83
Напор температурный, °С	(77)	$\Delta t$	294,716	215,178	197,31	226,09	186,737	252,2	279,42
Полученное КПП-1 тепло, кДж/кг	(78)	$Q_{кпн-1}^T$	2143,674	1757,534	1503,64	1834,42	1812,577	2145,7	2545,41

Продолжение таблицы 20

			Расчет ВЭК-2						
Количество тепла, отданное газами, кДж/кг	(107)	$Q_{вЭК-2}^{\delta}$	1644,94	1248,6	1279,4	1481,1	1655,339	1932,7	2220,608
Расход пит. воды через экономайзер, кг/с	(108)	$D_{вэ}$	64,889	45,33	45,33	65,167	45,33	64,997	63,367
Теплосодержание воды перед ВЭК-2, кДж/кг	(109)	$h'_{вэ2}$	1031,75	993,8	1010,56	987,42	069,237	963,68	955,489
Площадь поперечного сечения для прохода дымовых газов, м <sup>2</sup>	(110)	$f_{вэ2}^{\Gamma}$	24,11						
Скорость дымовых газов, м/с	(85)	$\omega_2$	7,365	4,647	4,75	7,63	4,404	6,961	6,207
Коэф-т теплоотдачи конвекцией, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ *	(70)	$\alpha_k$	78,385	46,213	60,4	80,06	45,529	64,512	59,298
Излучающий слой, эффективной толщиной, м	(91)	$s_{вэ-2}$	0,117						
Коэф-т теплоотдачи излучением, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ **	(92)	$\alpha_l$	8,039	7,004	8,32	9,3	7,822	8,627	8,877
Коэф-т теплоотдачи от газов к стенке, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	(93)	$\alpha_1$	86,424	53,216	68,71	89,319	55,762	73,682	68,677

Продолжение таблицы 20

Коэф-т теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> · К)	(94)	$K$	56,175	34,6	44,7	58,057	36,245	47,893	44,64
Напор температурный, °С	(77)	$\Delta t$	240,16	199,651	177,2	236,19	143,683	185,072	199,361
Полученное ВЭК-2 тепло, кДж/кг	(78)	$Q_{вЭК-2}^T$	1673,34	1262,2	1290,9	1507,1	1660,16	1907,267	1,36
			<b>Расчет ВЗП-2</b>						
Число труб ВЗП-2	(115)	$Z_{mp}$	10875						
Восприятие тепла 2 ст. ВЗП, кДж/кг	(116)	$Q_{вн2}$	843,181	781,294	644,294	796,772	495,006	605,008	631,52
Средняя температура подогреваемого воздуха, °С	(117)	$t_{cp2}$	289	268	259	275	234,5	241,5	252,5
Теплосодержание газов на после ВЗП-2 кДж/кг	(118)	$H_{вн2}''$	4263,414	3835,628	3489,223	3917,66	3043,57	3325,59	3609,9
Площадь сечения для прохода газов, м <sup>2</sup>	(119)	$f_{вн2}^z$	11,693						
Скорость дымовых газов, м/с	(85)	$\omega_z$	13,386	8,594	8,761	13,894	8,191	12,75	12,08
Площадь сечения для прохода воздуха, м <sup>2</sup>	(120)	$f_{вн2}^e$	19,358						
Скорость воздуха, м/с	(121)	$\omega_e$	5,123	3,347	3,441	5,262	3,305	4,864	4,75



Продолжение таблицы 20

Коэф-т теплоотдачи от газов к стенке, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(122)	$\alpha_1$	33,424	23,907	24,516	34,606	23,989	33,431	31,9
Коэф-т теплоотдачи от стенки трубы к воздуху, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	(123)	$\alpha_2$	66,158	51,904	53,09	67,782	52,304	66,682	64,7
Коэф-т теплопередачи, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	(124)	$K$	14,433	10,639	10,9	14,891	10,69	14,474	13,9
Напор температурный, °С	(125)	$\Delta t_{\text{en}2}$	92,27	93,189	73,375	95,683	56,79	75,329	72,24
Полученное ВЗП-2 тепло, кДж/кг	(78)	$Q_{\text{ВЗП-2}}^T$	828,82	772,709	654,801	785,67	493,517	598,274	629,44
			<b>Расчет ВЭК-1</b>						
Количество тепла, отданное газами, кДж/кг	(126)	$Q_{\text{вЭК-1}}^{\delta}$	818,156	581,597	567,258	690,577	344,196	417,108	522,389
Теплосодержание воды после ВЭК-1, кДж/кг	(109)	$h_{\text{вЭ1}}''$	1023,565	979,598	986,633	1019,41	957,408	982,437	989,537
Площадь поперечного сечения для прохода дымовых газов, $\text{м}^2$	(110)	$f_{\text{вЭ1}}^{\Gamma}$	15,881						
Скорость дымовых газов, м/с	(85)	$\omega_2$	9	5,857	5,988	9,382	5,496	8,472	8,06
Коэф-т теплоотдачи конвекцией, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(70)	$\alpha_1$	88,473	53,202	69,626	90,766	66,404	85,816	83,203

Продолжение таблицы 20

Коэф-т теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> · К)	(94)	$K$	57,507	34,581	45,257	58,998	43,163	55,78	54,082
Напор температурный, °С	(77)	$\Delta t$	101,575	83,576	69,594	95,948	44,33	61,805	70,22
Полученное ВЭК-1 тепло, кДж/кг	(78)	$Q_{вЭК-1}^T$	802,941	585,368	569,513	689,48	343,607	417,87	526,52
			<b>Расчет ВЗП-1</b>						
Воспринятое тепло ВЗП-1, кДж/кг	(116)	$Q_{en1}$	1682,851	1581,81	1436,75	1554,6	1303,375	1373,9	1497,6
Средняя температура воздуха, °С	(117)	$t_{cp2}$	131	125	122,5	130	114	118,5	120
Теплосодержание газов после ВЗП-2 кДж/кг	(118)	$H_{en1}''$	1781,069	1686,18	1497,82	1690,1	1409,55	1552,2	1608,6
Скорость дымовых газов, м/с	(85)	$\omega_2$	10,258	6,794	6,938	10,779	6,784	10,39	9,154
Скорость воздуха, м/с	(121)	$\omega_6$	3,683	2,463	2,558	3,87	2,52	3,7	3,5
Коэф-т теплоотдачи от газов к стенке, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	(122)	$\alpha_1$	30,525	22,242	22,922	31,802	22,735	31,6	28,4
Коэф-т теплоотдачи от стенки трубы к воздуху, Вт/(м <sup>2</sup> · К)	(123)	$\alpha_2$	66,158	45,347	46,458	59,319	46,35	58,85	56,6
Коэф-т теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> · К)	(124)	$K$	15,957	11,938	12,279	16,562	12,203	16,45	15,14
Напор температурный, °С	(125)	$\Delta t_{en1}$	84,037	71,6	70,55	84,367	66,053	76,65	79,67

Продолжение таблицы 20

Полученное ВЗП-2 тепло, кДж/кг	(78)	$Q_{ВЗП-1}^T$	1669,01	1568,9	1418,27	1540,985	1310,46	1383,5	1514,4
*После реконструкции рассчитывается по формуле (137)									
**После реконструкции рассчитывается по формуле (139)									

Для удобства анализа информации сведем температуры сред по поверхностям в таблицу 21.

Таблица 21 – Сводная таблица температур

До реконструкции					После реконструкции		
Топливо	Д	Д	Г, пром	Г, пром	Г, пром	Г, пром	Д
Расход перегретого пара, т/ч	230	160	160	230	160	230	230
Впрыск, т/ч	1	0	0	0	0	0,6	6,5
КПД котла, $\eta_{ка}$ , %	92,192	92,173	92,116	91,535	92,698	92,525	92,786
Газовоздушный тракт							
Принятая температура уходящих газов, $\vartheta_{ух}$ , °С;	150	146	138	152	128	135	139
Температура горячего воздуха за ВЗП, $t_{ГВ}$ , °С;	338	314	300	325	266	280	290
Температура холодного воздуха, $t_{ХВ}$ , °С;	30	30	30	30	30	30	30
Температура воздуха за ВЗП-1, $t''_{ВЗП-1}$ , °С;	232	220	215	230	198	207	210
Температура воздуха перед ВЗП-2, $t'_{ВЗП-2}$ , °С;	240	222	218	225	203	203	215
Температура газов на выходе из топки, $\vartheta''_T$ , °С;	1051,837	927,003	899,06	1001	897	1001	1080,226
Температура газов фестоном, $\vartheta''_ф$ , °С;	942	819	788	895	789	894	972
Температура газов за вторым пакетом КПП, $\vartheta''_{кпп-2}$ , °С;	743	646	622	712	630	715	755
Температура газов за КПП-1, $\vartheta''_{кпп-1}$ , °С;	571,778	501,621	489,598	555,3	471,275	528,028	549,501
Температура газов за ВЭК-2, $\vartheta''_{ВЭК-2}$ , °С;	433	394	374	423	324	357	364
Температура газов за ВЗП-2, $\vartheta''_{ВЗП-2}$ , °С;	363,355	329,753	317,944	353,514	279,473	304,359	312,023

Продолжение таблицы 21

Температура газов за ВЭК-1, $\vartheta''_{\text{ВЭК-1}}$ , °С;	295	279	265	292	245,5	264	274
Расчетная температура уходящих газов, $\vartheta_{\text{ух}}$ , °С;	151,959	143,986	135,336	152,412	127,5	140,169	137,47
<b>Пароводяной тракт</b>							
Температура питательной воды перед ВЭК-1, $t_{\text{пв}}$ , °С;	215	212	212	215	212	215	215
Температура воды перед ВЭК-2, $t'_{\text{ВЭК-2}}$ , °С;	238,403	230,178	233,82	228,781	224,796	223,574	221,769
Температура воды после ВЭК-2, $t''_{\text{ВЭК-2}}$ , °С;	279,444	261,263	269,447	271,468	271,468	279,444	279,444
Температура воды после ВЭК-1, $t''_{\text{ВЭК-1}}$ , °С;	236,637	227,069	228,609	235,739	222,192	227,691	229,244
Температура насыщения по давлению в барабане, $t_s$ , °С;	319,958	319,958	319,958	319,958	319,958	319,958	319,958
Температура пара после РПП, $t''_{\text{рпп}}$ , °С;	329,547	332,039	331,528	329,207	331,296	328,89	329,273
Температура пара после КПП-1, $t''_{\text{кпп-1}}$ , °С;	388,716	377,704	374,853	385,492	387,099	401,064	406,622
Температура пара перед КПП-2, $t'_{\text{кпп-2}}$ , °С;	385,913	377,704	374,853	385,492	387,099	399,264	387,209
Температура острого пара, $t''_{\text{кпп-2}}$ , °С;	510	481	466	495	478	510	510
Расход топлива, т/ч	28,352	19,242	21,553	31,997	21,704	32	28,11

По таблице 21 для наглядности составим график изменения температуры газов по поверхностям нагрева до реконструкции на проектное и после реконструкции на непроектное топливо. Ось x – нагрузка по пару, т/ч, по оси y – температура дымовых газов, °С.

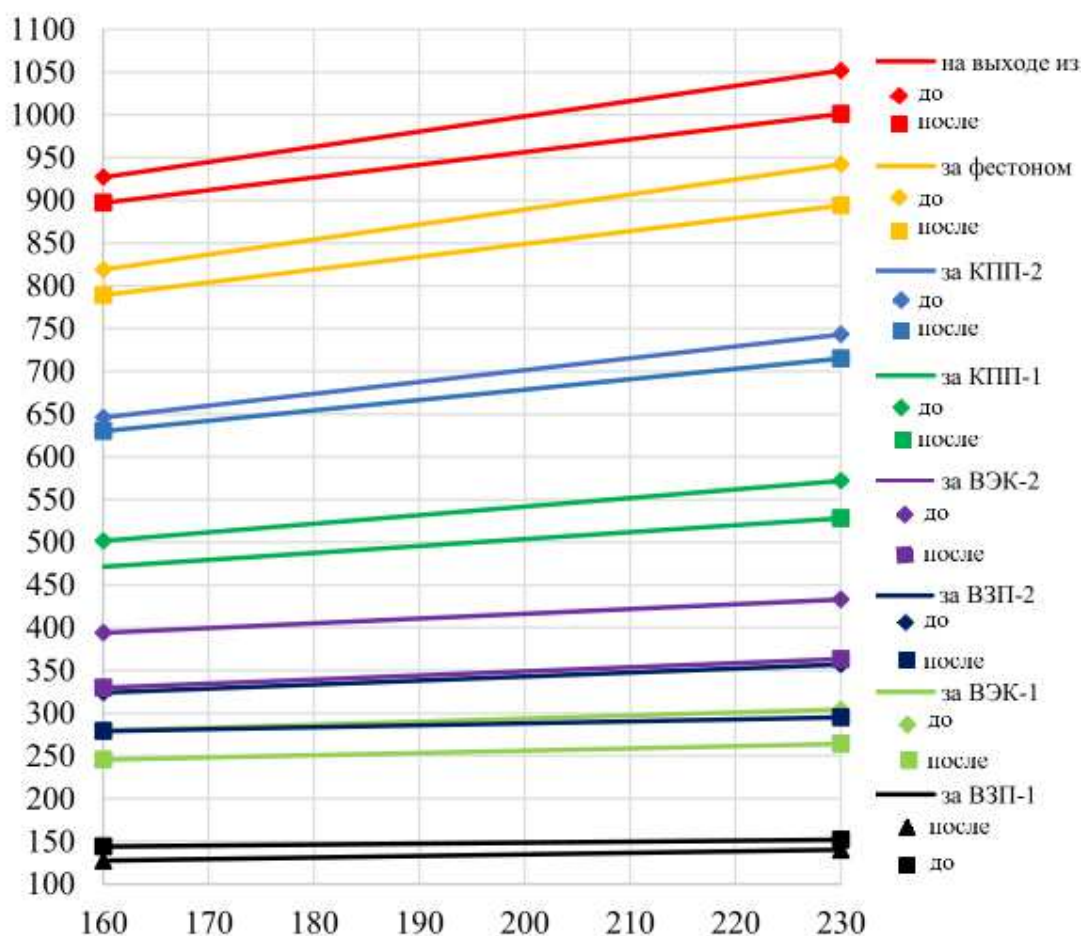


Рисунок 9 – Изменение температур газов до и после реконструкции

### 3.3 Техническая оценка результата реконструкции

По тепловому расчету (табл. 20, 21) можно видеть, что котел выдерживает номинальную нагрузку. В ходе реконструкции была увеличена поверхность ВЭК-2, что дало снижение температуры уходящих газов на 11,79 °С, что позволило увеличить КПД брутто на 0,33 %, что, в свою очередь, даст экономию в топливных издержках.

Так же стоит отметить, что при работе котла на проектном топливе после реконструкции, котел будет выдерживать номинальные параметры с выигрышем в КПД брутто в 0,594 %.

## 4 Анализ результатов реконструкции

### 4.1 Аэродинамический расчет газового тракта реконструированного котла ТП-42

Т.к. в ходе реконструкции была изменена нагревательная поверхность КПП-1 и ВЭК-2, следует проверить применимость работы дымососов после реконструкции в новых условиях работы, а так же оценить изменение доли собственных нужд на работу дымососов для экономического анализа реконструкции.

Данные для аэродинамического расчета представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для выполнения аэродинамического расчета котельного агрегата

Участок тракта	Диаметр труб, d, мм	z <sub>2</sub> , шт	Отношение шага труб к диаметру		Длина продольно омываемых труб, м	Средняя температура газов, $\vartheta_{cp}$ , °С	Средняя скорость газов, $\omega_r$ , м/с
			$\frac{s_1}{d}$	$\frac{s_2}{d}$			
Фестон	60	4	4,3	5	-	894	4,892
КПП-2	42	10	2,976	2,139	-	804,5	7,077
КПП-1	32	18	2,813	3,906	-	621,514	8,644
ВЭК-2	32	24	3	1,328	-	442,514	6,961
ВЗП-2	37	80	2,125	1	3,7	330,68	12,746
ВЭК-1	32	18	3	1,328	-	284,18	8,472
ВЗП-1	37	80	2,125	1	7,4	202,084	10,391

Расчет ведется на номинальную нагрузку (230 т/ч). Расчет представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Аэродинамический расчет газового тракта после реконструкции

Наименование величины	Обозначение	Расчетная формула / номограмма	Значение
<b>Сопротивление фестона</b>			
Сопротивление одного ряда труб шахматного пучка, Па	$\Delta h_{гр}$	Рисунок 6 [4]	1,85
Коэф-т, зависящий от формы шахматного пучка	$C_s$	Рисунок 7 [4]	1,21
Коэф-т формы шахматного пучка	$C_d$	Рисунок 7 [4]	0,83

Продолжение таблицы 23

Сопротивление шахматного пучка фестона, Па	$\Delta h_{\phi}$	$\Delta h_{гр} \cdot C_s \cdot C_d \cdot (z_2 + 1)$	9,29
<b>Сопротивление КПП-2</b>			
Параметр $\psi$	$\psi$	$\frac{s_1 - d}{s_2 - d}$	0,578
Коэф-т сопротивления коридорных гладкорубных пучков при поперечном омывании	$\xi_{гр}$	Рисунок 4 [4]	0,56
Поправочный коэф-т	$C_{\sigma}$	Рисунок 5 [4, с.11]	0,58
Коэф-т сопротивления, отнесенный к одному ряду пучка	$\xi_0$	$\xi_{гр} \cdot C_{\sigma}$	0,325
Динамическое давление, Па	$h_d$	Рисунок 3 [4]	8
Коэф-т сопротивления КПП-2	$\xi$	$\xi_0 \cdot z_2$	3,25
Сопротивление коридорного пучка КПП-2	$\Delta h_{кпп-2}$	$\xi \cdot h_d$	25,984
<b>Сопротивление КПП-1</b>			
Параметр $\psi$	$\psi$	$\frac{s_1 - d}{s_2 - d}$	0,624
Коэф-т сопротивления коридорных гладкорубных пучков при поперечном омывании	$\xi_{гр}$	Рисунок 4 [4]	0,52
Поправочный коэф-т	$C_{\sigma}$	Рисунок 5 [4, с.11]	0,6
Коэф-т сопротивления, отнесенный к 1-му ряду пучка	$\xi_0$	$\xi_{гр} \cdot C_{\sigma}$	0,312
Динамическое давление, Па	$h_d$	Рисунок 3 [4]	16
Коэф-т сопротивления КПП-1	$\xi$	$\xi_0 \cdot z_2$	5,616
Сопротивление коридорного пучка КПП-1	$\Delta h_{кпп-1}$	$\xi \cdot h_d$	89,856
<b>Сопротивление ВЭК-2</b>			
Сопротивление одного ряда труб шахматных пучков, Па	$\Delta h_{гр}$	Рисунок 6 [4]	3,75
Коэф-т формы шахматного пучка	$C_s$	Рисунок 7 [4]	1

Продолжение таблицы 23

Коэф-т формы шахматного пучка	$C_d$	Рисунок 7 [4]	0,98
Коэф-т, учитывающий мембранное исполнение пучка	n	(1,25) [5]	1,1
Сопротивление шахматного пучка ВЭК-2, Па	$\Delta h_{\text{ВЭК-2}}$	$n \cdot \Delta h_{\text{тр}} \cdot C_s \cdot C_d \cdot (z_2 + 1)$	101,0 63
<b>Сопротивление ВЗП-2</b>			
Суммарная площадь сечения труб, м <sup>2</sup>	$f_{\text{вн}2}^2$	(119)	11,69 3
Сечение газохода	$F_{\text{б}}$	$b_T \cdot a_{\text{ш}}$	31,56 9
Отношение совокупного сечения труб к площади живого сечения газохода	$\frac{F_M}{F_{\text{б}}}$	$\frac{F_M}{F_{\text{б}}}$	0,37
Коэф-т, зависящий от $d_{\text{вн}}$	$C_{\text{ш}}$	Рисунок 7 [4]	1
Уменьшение напора в трубках ТВП, Па/м	$\Delta h'_{\text{тр}}$	Рисунок 8 [4]	45
Полная высота воздухоподогревателя второй ступени, м	$h_{\text{ВЗП}}$	Таблица 2	3,7
Сопротивление трения, Па	$\Delta h_{\text{тр}}$	$C_{\text{ш}} \cdot \Delta h'_{\text{тр}} \cdot h_{\text{ВЗП}}$	166,5
Число кубов по ходу газов	$m$	Рисунок 1	2
Коэф-т сопротивления на входе	$\xi_{\text{вх}}$	Рисунок 9 [4]	0,35
Коэф-т сопротивления на выходе	$\xi_{\text{вых}}$	Рисунок 9 [4]	0,425
Динамическое давление, Па	$h_{\text{д}}$	Рисунок 3 [4]	45
Сопротивление из-за изменения скорости при входе и выходе в ВЗП, Па	$\Delta h_{\text{изм}}$	$m \cdot (\xi_{\text{вх}} + \xi_{\text{вых}}) \cdot h_{\text{д}}$	69,75
Суммарное сопротивление ВЗП-2, Па	$\Delta h_{\text{ВЗП-2}}$	$\Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{изм}}$	236,2 5
<b>Сопротивление ВЭК-1</b>			
Сопротивление одного ряда труб шахматных пучков, Па	$\Delta h_{\text{тр}}$	Рисунок 6 [4]	7,8
Коэф-т формы шахматного пучка	$C_s$	Рисунок 7 [4]	1
Коэф-т формы шахматного пучка	$C_d$	Рисунок 7 [4]	0,98



Продолжение таблицы 23

Сопrotивление шахматного пучка ВЭК-1, Па	$\Delta h_{\text{вЭК-1}}$	$\Delta h_{\text{тр}} \cdot C_s \cdot C_d \cdot (z_2 + 1)$	145,2 36
<b>Сопrotивление ВЗП-1</b>			
Суммарная площадь сечения труб, м <sup>2</sup>	$f_{\text{en1}}^2$	(119)	11,69 3
Сечение газохода	$F_{\text{б}}$	$b_T \cdot a_{\text{ш}}$	31,56 9
Отношение совокупного сечения труб к площади живого сечения газохода	$\frac{F_{\text{м}}}{F_{\text{б}}}$	$\frac{F_{\text{м}}}{F_{\text{б}}}$	0,37
Коэф-т, зависящий от $d_{\text{вн}}$	$C_{\text{ш}}$	Рисунок 7 [4]	1
Уменьшение напора в трубках ТВП, Па/м	$\Delta h'_{\text{тр}}$	Рисунок 8 [4]	41
Полная высота ВЗП-1, м	$h_{\text{взп}}$	Таблица 2	7,4
Сопrotивление трения, Па	$\Delta h_{\text{тр}}$	$C_{\text{ш}} \cdot \Delta h'_{\text{тр}} \cdot h_{\text{взп}}$	303,4
Число кубов по ходу газов	$m$	Рисунок 1	4
Коэф-т сопротивления на входе	$\xi_{\text{вх}}$	Рисунок 9 [4]	0,35
Коэф-т сопротивления на выходе	$\xi_{\text{вых}}$	Рисунок 9 [4]	0,425
Динамическое давление, Па	$h_{\text{д}}$	Рисунок 3 [4]	36
Сопrotивление из-за изменения скорости при входе и выходе в ВЗП, Па	$\Delta h_{\text{изм}}$	$m \cdot (\xi_{\text{вх}} + \xi_{\text{вых}}) \cdot h_{\text{д}}$	111,6
Суммарное сопротивление ВЗП-1, Па	$\Delta h_{\text{взп-1}}$	$\Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{изм}}$	415
<b>Сопrotивление трения участка ВЗП-1 - золоуловитель</b>			
Площадь сечения отводящего газохода, м <sup>2</sup>	$F_{\text{отв}}^{\text{ВЗП1}}$	$a \cdot b$	5
Секундный объёмный расход дымовых газов, м <sup>3</sup> /сек	$V_{\text{сек}}$	$\frac{V_{\text{ух.з}} \times B_p \times (g_{\text{ух.з}} + 273)}{273}$	104,3 48
Скорость газов в газоходе, м/с	$\omega_z$	$\frac{V_{\text{сек}}}{F_{\text{отв}}^{\text{ВЗП1}}}$	20,87
Длина участка, м	$l_{\text{к-зп}}$	-	8
Коэф-т сопротивления	$\lambda$	(3.1.21) [4]	0,02

Продолжение таблицы 23

Эквивалентный диаметр газохода, м	$d_э$	$\frac{2ab}{a+b}$	0,833
Динамический напор, Па	$h_д$	Рисунок 3 [4]	180
Сопротивление трения, Па	$\Delta h_{тр}^{ВЗП-ЗУ}$	$\lambda \cdot \frac{l_{к-зу}}{d_э} \cdot h_д$	34,56
<b>Сопротивление трения участка золоуловитель-дымосос</b>			
Температура уходящих газов	$\vartheta_{ух}$	Таблица 21	135
Теплосодержание газов перед мокрым ЗУ, ккал/кг	$I'_Г$	Интерполируется по таблице 19 в столбце ВЗП-1 по соответствующей температуре уходящих газов $\vartheta_{ух}$ (таблица 21)	356,57
Полный объем газов, м <sup>3</sup> /кг	$V_э$	Таблица 18, колонка ВЗП-1	7,872 5
Удельный объем водяных паров при входе в ЗУ, м <sup>3</sup> /кг	$V_{H_2O}$	Таблица 18, колонка ВЗП-1	0,688 6
Объем сухих газов перед золоуловителями, м <sup>3</sup> /кг	$V_{с.г.}$	$V_э - V_{H_2O}$	7,184
Удельный вес сухих газов перед золоуловителем, кг/ м <sup>3</sup>	$\rho_{с.г.}$	(2-14) [5]	0,141
Полное теплосодержание сухих уходящих газов, ккал/кг	$i_n$	$i_n = \frac{I'_э + 0,804V_{H_2O}(595 + 0,47\vartheta_{ух})}{\rho_{с.г.} \cdot V_{с.г.} \cdot g}$	169,9 06
Температура, подаваемой на орошение воды, °С	$t'$	(2-13) [5]	15
Температура, мокрого термометра, °С	$t_m$	Рисунок 2-5 [5]	60
Температура газов за мокрым золоуловителем	$\vartheta''_{зу}$	$\vartheta''_{зу} = \vartheta_{ух} - \left( \vartheta_{ух} - \frac{t' + t_m}{2} \right) \frac{5,6 \cdot V_э \cdot \vartheta_{ух}}{4,37 \cdot I'_э + 2,9 \cdot V_э \cdot \vartheta_{ух}}$	102,7 99
Теплосодержание газов при температуре $\vartheta''_{зу}$ , ккал/кг	$I''_Г$	Интерполируется по таблице 19 в столбце ВЗП-1 по температуре $\vartheta''_{зу}$	262,7 68
Суммарный расход на орошение, кг/с	$G_{оп}$	Таблица III-10 [5]	0,12
Объем испаренной влаги на 1 кг топлива, м <sup>3</sup> /кг	$V_{исп}$	$V_{исп} = \frac{I'_э - I''_э - \frac{G_{оп}}{B_p} \cdot (t_m - t')}{0,804 \cdot (0,595 + 0,47\vartheta'' - t_m)}$	0,199
Полный объем газов за золоуловителем, м <sup>3</sup> /кг	$V_{полн}$	$V_э + V_{исп}$	8,071

Продолжение таблицы 23

Секундный объёмный расход дымовых газов за зу, м <sup>3</sup> /сек	$V_{сек}''$	$\frac{V_{полн} \times B_p \times (\mathcal{G}_{зу}'' + 273)}{273}$	98,53 9
Площадь сечения отводящего газохода, м <sup>2</sup>	$F_{отв}^{3У-дс}$	$a \cdot b$	6
Скорость газов в газоходе, м/с	$\omega_z$	$\frac{V_{сек}''}{F_{отв}^{3У-дс}}$	19,78
Кэф-т сопротивления	$\lambda$	(3.1.21) [4]	0,02
Эквивалентный диаметр газохода, м	$d_э$	$\frac{2ab}{a+b}$	2,4
Динамический напор, Па	$h_д$	Рисунок 3 [4]	190
Длина участка, м	$l_{зу-дс}$	-	11
Сопротивление трения, Па	$\Delta h_{тр}^{3У-дс}$	$\lambda \cdot \frac{l_{зу-дс}}{d_э} \cdot h_д$	17,41 7
<b>Сопротивление трения участка дымосос-дымовая труба</b>			
Длина участка, м	$l_{дс-дт}$	-	16
Динамический напор, Па	$h_д$	Рисунок 3 [4]	190
Сопротивление трения, Па	$\Delta h_{тр}^{дс-дт}$	$\lambda \cdot \frac{l_{дс-дт}}{d_э} \cdot h_д$	25,33
<b>Гидравлическое сопротивление золоуловителя</b>			
Кэф-т, учитывающий запыленность потока	$k_1$	(3.1.26) [4]	1
Кэф-т сопротивления эталонного циклона при продувке чистым воздухом	$\xi$	Таблица 3.1.7 [4]	2,6
Общий коэф-т сопротивления каплеуловителя	$\xi_{рк}$	$k_1 \cdot \xi$	2,6
Общий коэф-т сопротивления трубы Вентури	$\xi_{рт}$	Рисунок VII-10 [5]	0,6
Динамический напор, Па	$h_д$	Рисунок 3 [4]	170
Сопротивление ЗУ, Па	$\Delta h_{зу}$	$\xi_{рт} \cdot h_д + \xi_{рк} \cdot h_д$	492,4
<b>Расчет самотяги</b>			
Внутренний диаметр устья дымовой, м	$d_0$	-	6
Высота дымовой трубы, м	$H_{дт}$	-	120

Продолжение таблицы 23

Доля присасываемого воздуха в газоход на участке между ВЗП и ДС	$\Delta\alpha$	$\frac{l_{к-з\gamma} + l_{з\gamma-дс}}{10} \cdot 0,01$	0,019
Присосы воздуха в ЗУ	$\Delta\alpha_{з\gamma}$	(2-7) [5]	0,05
Суммарные присосы воздуха	$\Delta\alpha_{сум}$	$\Delta\alpha + \Delta\alpha_{з\gamma}$	0,024
Температура газов перед дымососом, °С	$\vartheta_{д}$	$\frac{\alpha_{yx} \cdot \vartheta_{з\gamma}'' + \Delta\alpha \cdot t_{xв}}{\alpha_{yx} + \Delta\alpha}$	92,01 4
Расход газов в дымовую трубу, м <sup>3</sup> /с	$V_{трб}$	$4B_p \cdot (V_{yx.з} + \Delta\alpha \cdot V_{г}^0) \cdot \frac{\vartheta_{д} + 273}{273}$	$1,598 \cdot 10^6$
Скорость газов в выходном сечении трубы, м/с	$\omega_0$	$\frac{V_{трб} \cdot 0,0188^2}{d_0^2}$	15,7
Плотность наружного воздуха при нормальных условиях, кг/ м <sup>3</sup>	$\rho_0$	(3.1.32) [4]	1,23
Самотяга дымовой трубы, Па	$h_{сот}$	$H_{от} g \left( 1,23 - \rho_0 \frac{273}{\vartheta_2 + 273} \right)$	285,7
Высота опускающего газохода котла, м	$H_{к}$	-	21,31
Средняя доля избытка воздуха по высоте опускающего газохода	$\alpha_{ср}$	$\frac{\alpha_{кпн-1} + \alpha_{yx}}{2}$	1,33
Средняя температура газов в КШ, °С	$\vartheta_{шахт.ср}$	$\frac{\vartheta_{кпн-1}'' + \vartheta_{yx}}{2}$	331,5
Средний объем газов по шахте, кг/ м <sup>3</sup>	$V_{з.шахт.ср}$	$\frac{V_{з}^{КПП-1} + V_{з}^{ВЗП-1}}{2}$	7,62
Удельный вес дымовых газов в КШ, кг/ м <sup>3</sup>	$\rho_0$	$\frac{1 - 0,01A^P + 1,306\alpha V_{г}^0}{V_{з.шахт.ср}}$	1,312
Самотяга конвективной шахты, Па	$h_{ски}$	$H_{к} g \left( 1,23 - \rho_0 \frac{273}{\vartheta_2 + 273} \right)$	133,2 75
Суммарная самотяга, Па	$H_{с}$	$h_{сот} - h_{ски}$	152,4
<b>Сопротивление дымовой трубы</b>			
Кэф-т сопротивления	$\lambda$	(3.1.21) [4]	0,02
Средний уклон дымовой трубы	$i$	(3.1.29) [4]	0,02
Динамический напор, Па	$h_{д}$	Рисунок 3 [4]	135
Сопротивление трения, Па	$h_{тр}$	$\frac{\lambda}{8i} \cdot h_{д}$	16,87 5

Продолжение таблицы 23

Потеря давления с выходной скоростью, Па	$h_{\text{ВЫХ}}$	$\xi_{\text{ВЫХ}} \cdot h_{\text{Д}}$	135
Сопротивление дымовой трубы, Па	$\Delta h_{\text{ДТ}}$	$h_{\text{ТР}} + h_{\text{ВЫХ}}$	151,8 75
<b>Местные сопротивления, согласно рисунку 2 [4]</b>			
Сопротивление 1-го поворота, Па	$\Delta h_{\text{М1}}$	$\xi_{\text{М1}} \cdot h_{\text{Д1}} = 1 \cdot 44$	44
Сопротивление 2-го поворота, Па	$\Delta h_{\text{М2}}$	$\xi_{\text{М2}} \cdot h_{\text{Д2}} = 1 \cdot 180$	180
Сопротивление 3-го поворота, Па	$\Delta h_{\text{М3}}$	$\xi_{\text{М2}} \cdot h_{\text{Д2}} = 1 \cdot 180$	180
Сопротивление 4-го поворота, Па	$\Delta h_{\text{М4}}$	$\xi_{\text{М4}} \cdot h_{\text{Д4}} = 1 \cdot 180$	180
Сопротивление 5-го поворота, Па	$\Delta h_{\text{М5}}$	$\xi_{\text{М5}} \cdot h_{\text{Д5}} = 1 \cdot 180$	180
Сопротивление 6-го поворота, Па	$\Delta h_{\text{М6}}$	$\xi_{\text{М6}} \cdot h_{\text{Д6}} = 1 \cdot 180$	180
Сопротивление входа в дымовую трубу, Па	$\Delta h_{\text{ВХ ДТ}}$	$\xi_{\text{М ВХ}} \cdot h_{\text{Д ДТ}} = 1 \cdot 180$	180
Сечение короба подвода к ЗУ, м <sup>2</sup>	$F_{\text{кор}}$	-	12
Сопротивление входа в сборный короб перед ЗУ, Па	$h_{\text{ВХ кор}}$	$\xi_{\text{М ВХ}} \cdot h_{\text{Д ДТ}} = 0,35 \cdot 44$	15,4
Сумма местных сопротивлений	$h_{\text{сумм}}$	$\Delta h_{\text{М}} = \sum_1^6 \Delta h_{\text{М}i} + h_{\text{ВХ кор}}$	1070, 4
<b>Перепад полных давлений</b>			
Разрежение после топки, Па	$h_{\text{Т}}''$	(3.1.39) [4]	30
Суммарное сопротивление газового тракта, Па	$\Delta H$	$\Delta h_{\phi} + \Delta h_{\text{КПП-2}} + \Delta h_{\text{КПП-1}} + \Delta h_{\text{ВЭК-2}} + \Delta h_{\text{ВЗП-2}} + \Delta h_{\text{ВЭК-1}} + \Delta h_{\text{ВЗП-1}} + \Delta h_{\text{мп}}^{\text{ВЗП-ЗУ}} + \Delta h_{\text{мп}}^{\text{ЗУ-ДС}} + \Delta h_{\text{мп}}^{\text{ДС-ДТ}} + \Delta h_{\text{ЗУ}} + \Delta h_{\text{М}} + \Delta h_{\text{от}}$	2814, 7
Перепад полных давлений по газовому тракту, Па	$H_{\text{П}}$	$h_{\text{Т}}'' + \Delta H - H_{\text{С}}$	2692, 26

По рассчитанному перепаду полных давлений проверим применимость установленных дымососов марки Д-18х2.

Расчетный напор дымососа, Па:

$$H_{\text{д}} = \beta_2 \cdot H_{\text{П}} = 1,2 \cdot 2692,26 = 3230,7, \quad (140)$$

где  $\beta_2$  – коэф-т, определяющий резерв давления;  
 $H_{\text{П}}$  – перепад полных давлений по газовому тракту, Па.

Расход газов при номинальной нагрузке котла, м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле:

$$V_d = B_p (V_z + \Delta \alpha V_0^e) \frac{g_d + 273}{273} = 8,869(8,071 + 0,24 \cdot 5,373) \cdot \frac{92,014 + 273}{273} = 111,002, \quad (141)$$

где  $V_z = V_{полн} = 8,071 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$  – объем дымовых газов за золоуловителем (см. таблицу 23)

Производительность одного дымососа, м<sup>3</sup>/ч :

$$Q_d = \frac{\beta_1 \cdot V_d}{2} = \frac{1,1 \cdot 111,002}{2} \cdot \frac{3600}{1000} = 219,784, \quad (142)$$

где  $\beta_1$  – коэф-т запаса по производительности;

$V_d$  – расход газов при номинальной нагрузке котла, м<sup>3</sup>/с

По рисунку 47 [4] определяем КПД  $\eta_d = 0,7$  ДН–18х2 с числом оборотов  $n=740$  об/мин. Данная производительность и напор лежат в рабочей области дымососа.

Расчетная мощность двигателя дымососа, кВт:

$$N_d = \beta_3 \cdot \frac{Q_d \cdot H_d \cdot 10^{-3}}{\eta_d} = 1,05 \cdot \frac{61,051 \cdot 3230,7 \cdot 10^{-3}}{0,7} = 295,858 \quad (143)$$

где  $\beta_3$  – коэф-т запаса по потребляемой мощности, в расчетах принимается  $\beta_3 = 1,05$ ;

$Q_d$  – смотреть формулу (139);

$H_d$  – смотреть формулу (137);

$\eta_d$  – КПД дымососа.

## 4.2 Расчет вредных выбросов до и после реконструкции

Данные для расчета берутся из таблиц 5, 18, 20. Расчет представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет вредных выбросов до и после реконструкции

Наименование величины	Обозначение	Расчетная формула / номограмма	Значение до реконструкции	Значение после реконструкции
<b>Выброс твердых летучих частиц</b>				
Доля золы в уносе	$a_{ун}$	-	0,95	
КПД золоуловителя, %	$\eta_{з\text{у}}$	-	98,5	
Масса твердых летучих частиц, г/с	$M_{\text{тв}}$	$0,01B \left( a_{ун} A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32,68} \right) \left( 1 - \frac{\eta_{з\text{у}}}{100} \right)$	18,398	30,842
Расход условного топлива, кг/с	$B_{\text{усл}}$	$\frac{BQ_n^p}{29300 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}}$	5,887	5,853
Выброс тв. лет. частиц, кг/т у. т.	$B_{\text{ТВ}}$	$\frac{M_{\text{тв}}}{B_{\text{усл}}}$	3,125	5,27
ПДВ твердых летучих частиц, кг/т у. т.	$ПДВ_{\text{тв}}$	Таблица 2.2 [6]	5,86	
Выброс летучей золы, г/с	$M_{\text{зола}}$	$0,01 \cdot B \cdot a_{ун} \cdot A^p \cdot \left( 1 - \frac{\eta_{з\text{у}}}{100} \right)$	17,844	30,291
<b>Выброс оксидов серы SO<sub>x</sub> в пересчете на SO<sub>2</sub></b>				
Доля связываемых летучей золой в газоходах котла оксидов серы	$\eta_{\text{SO}_2}$	Таблица 3.2 [6]	0,1	0,1

Продолжение таблицы 24

Доля задержанных в золоуловителе оксидов серы	$\eta_{SO_2}''$	Рисунок 3.1 [6]	0,075	0,075
Массовый выброс $SO_2$ , г/с	$M_{SO_2}$	$0,02 \cdot B \cdot S^p (1 - \eta_{SO_2}') (1 - \eta_{SO_2}'')$	52,451	74,354
Выброс $SO_2$ , кг/т у. т.	$B_{SO_2}$	$\frac{M_{SO_2}}{B_{усл}}$	8,91	12,704
ПДВ $SO_2$ , кг/т у. т.	$ПДВ_{SO_2}$	Таблица 2.4 [6]	14,7	
<b>Выброс бенз(а)пирена</b>				
Отношение фактической к номинальной паропроизводительности КА	$\frac{D_\phi}{D_n}$	-	1	
Коэф-т, характеризующий конструкцию нижней части топки	$A$	(3,23) [6]	0,521	
Концентрация в сухих дымовых газах за ЗУ, $мкг/м^3$	$C_{БП}^T$	$\frac{AQ_n^p}{\exp(1,5\alpha_T'')} \left(\frac{D_\phi}{D_n}\right)^{1,1} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{зв} \cdot Z}{100}\right)$	$3,71 \cdot 10^{-16}$	$3,252 \cdot 10^{-16}$
Массовый выброс бенз(а)пирена	$M_{БП}$	$C_{БП}^T \cdot V_{полн} \cdot B_p$	$2,463 \cdot 10^{-8}$	$2,328 \cdot 10^{-8}$
<b>Выброс <math>NO_x</math></b>				
Содержание азота в сухой массе топлива, %	$N^d$	$N^p \cdot \frac{100}{100 - W^p}$	2,147	2,16
Выход летучих на рабочую массу, %	$V^p$	$V^r \cdot \frac{100 - (W^p + A^p)}{100}$	29,403	26,32
Связанный углерод, %	$C^{св}$	$100 - W^p - A^p - V^p$	43,197	37,878
Топливный коэф-т	$FR$	$\frac{C^{св}}{V^p}$	1,469	1,439
Безразмерный коэф-т, учитывающий характеристики топлива	$\xi_{NO_x}$	$FR^{0,6} + (1 + N^d)$	4,407	4,403
Влияние доли избыточного воздуха в вихревой горелке	$\beta_{\alpha_T}^{exp}$	$(0,35\alpha_T + 0,4)^2$	0,548	0,548



Продолжение таблицы 24

Влияние доли перв-о воздуха в горелке	$\beta_{\alpha_1}$	$1,73\alpha_1 + 0,48$	0,74	0,74
Влияние рециркуляции в перв-й воздух дымовых газов	$\beta_R$	$1 - 0,016\sqrt{R}$	1	1
Суммарная поверхность, ограничивающая ЗАГ	$F$	см. пункт 2.5.1	200,037	200,037
Критерий радиационного теплообмена Больцмана	$Bo$	$\frac{10^{11} \phi B_p (Vc)_z}{5,67\psi F \varepsilon_T T_{ad}^3}$	3,082	3,32
Выходная температура после ЗАГ, К	$T_{заг}''$	$T_{ad} \frac{Bo^{0,6}}{Bo^{0,6} + M \cdot Bu^{0,3}}$	1792,776	1659,874
Влияние максимальной температуры на участке образования топливных оксидов азота	$\beta_g$	$0,11\sqrt[3]{T_{заг}'' - 1100}$	0,973	0,907
Влияние смесеобразования в корне факела вихревых горелок	$\beta_{см}$	$0,4 \frac{W_2}{W_1} + 0,32$	0,902	0,902
Удельные выбросы оксидов азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> ), г/МДж	$K_{NO_2}$	$0,8 \cdot 0,12 \cdot \xi_{NO_x} \cdot \beta_{\alpha_1}^{exp} \cdot \beta_{\alpha_1} \cdot \beta_R \cdot \beta_g \cdot \beta_{см}$	0,15	0,14
ПДВ NO <sub>2</sub> , кг/т у. т.	$ПДВ_{NO_2}$	Таблица 2.3 [6]	0,11	
Массовый выброс NO <sub>2</sub> , гм/с	$M_{NO_2}$	$K_{NO_2} \cdot B_p \cdot Q_H^p$	25,946	24,843
ПДВ NO <sub>2</sub> , гм/с	$ПДВ_{NO_2}$	$ПДВ_{NO_2} (\text{г/МДж}) \cdot B_p \cdot Q_H^p$	18,972	18,863
Превышение выброса NO <sub>2</sub> , г/с	$\Delta NO_2$	$M_{NO_2} - ПДВ_{NO_2}$	6,974	4,979

### 4.3 Расчет рассеивания выбросов после реконструкции

Данные для расчета берутся из таблиц 5, 18, 20, 23, 24. Расчет представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет рассеивания выбросов после реконструкции

Наименование величины	Обозначение	Расчетная формула / номограмма	Значение
Количество котлов	$n$	-	6
Количество выбрасываемого в атмосферу вредного вещества, г/с:	$M$	$M = n(M_{TB} + M_{SO_2} + M_{БП} + M_{NO_2})$	774,229
Объем смеси воздуха и газов, м <sup>3</sup> /с	$V_1$	$\frac{\pi \cdot D^2}{4} \omega_0$	443,907
Коэф-т, зависящий от температурной стратификации атмосферы, определяющий условия горизонтального и вертикального рассеивания ЗВ в атмосферном воздухе	$A$	п.5.3 [7]	200
Безразмерный коэф-т, учитывающий скорость оседания ЗВ (газообразных и аэрозолей, включая твердые частицы) в атмосферном воздухе;	$F$	п.5.6 [7]	2
Разница температур воздуха и газов, выходящих из трубы, и (для наиболее благоприятных условий для рассеяния газов).	$\Delta T$	$\vartheta_0 - t_e$	62,014
Характеризующие свойства источника параметры	$f$	$1000 \frac{\omega_0^2 \cdot D^2}{H_{dm} \Delta T}$	1,656
	$v_m$	$0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \Delta T}{H_{dm}}}$	3,979
Коэф-ты, определяющие условия выброса из устья источника выброса	$m$	$\frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \sqrt[3]{f}}$	0,833
	$n$	(10в) [7]	1
Максимальной приземная концентрация вредных веществ, мг/м <sup>3</sup>	$c_M$	$\frac{AMFmn}{H_{dm}^2 \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}$	0,593
Величина опасной скорости ветра, м/с	$u_m$	$v_m (1 + 0,12f)$	4,594
Безразмерный коэф-т $d$ при $f < 100$	$d$	$7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \sqrt[3]{f})$	18,589

Продолжение таблицы 25

Расстояние $X_M$ от источника выброса, на котором приземная концентрация $c_{3В}$ при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения $c_M, \text{м}$	$X_M$	$\frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H_{\text{от}}$	1673,012
--	-------	---	----------

Приземная концентрация по оси факела  $c_x$  на расстоянии  $X_M$  при опасной скорости ветра, м:

$$c_x = c_M \left( 3 \cdot \left( \frac{X}{X_M} \right)^4 - 8 \cdot \left( \frac{X}{X_M} \right)^3 + 6 \cdot \left( \frac{X}{X_M} \right)^2 \right) \quad \text{При } X \leq X_M \quad (144)$$

$$c_x = c_M \frac{1,13}{0,13 \cdot \left( \frac{X}{X_M} \right)^2 + 1} \quad \text{При } 1 \leq \frac{X}{X_M} \leq 8 \quad (145)$$

$$c_x = c_M \frac{1}{0,1 \cdot \left( \frac{X}{X_M} \right)^2 + 2,456 \frac{X}{X_M} - 17,8} \quad \text{При } 8 \leq \frac{X}{X_M} \leq 100 \quad (146)$$

Значения приземной концентрации в атмосфере  $c_y$  на расстоянии  $Y$ , м, по перпендикуляру к оси факела выброса при скорости ветра  $u = 2$  м/с определяют по формуле:

$$c_y = c_M \frac{1}{\left( 1 + 5 \cdot t_y + 12,8 \cdot t_y^2 + 17 \cdot t_y^3 + 45,1 \cdot t_y^4 \right)^2}, \quad (147)$$

где  $t_y = \frac{u \cdot y^2}{x^2}$ ,

$x = 2000$  м – расстояние по оси  $x$ , при котором  $c_x$  достигает максимального значения.

Вычислим  $c_x$  на расстоянии от 0 до 10 км по формулам (141-143) с шагом 1 км, результат сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчет  $c_x, c_y$

Расстояние, км	$c_x, \text{мг/м}^3$	$c_y, \text{мг/м}^3$
0	0	0,593
1	0,485	0,051
2	0,565	$6,448 \cdot 10^{-4}$
3	0,473	$2,918 \cdot 10^{-5}$

Продолжение таблицы 26

4	0,384	$3,052 \cdot 10^{-6}$
5	0,31	$5,219 \cdot 10^{-7}$
6	0,251	$1,226 \cdot 10^{-7}$
7	0,205	$3,593 \cdot 10^{-8}$
8	0,169	$1,239 \cdot 10^{-8}$
9	0,141	$4,842 \cdot 10^{-9}$
10	0,119	$2,088 \cdot 10^{-9}$

#### 4.4 Расчет пылесистемы

При переходе на непроектное топливо с отличными от исходных характеристик необходимо убедиться в пригодности системы пылеприготовления. Так же это следует сделать потому, что отбор газов на сушку осуществляется после ВЭК-2, температура газов после которого после реконструкции снизилась ввиду увеличения его поверхности. Для этого необходимо проверить сушильную и размольную производительности.

Схема системы пылеприготовления изображена на рисунке 2. На котле установлена индивидуальная замкнутая система пылеприготовления с промбункером, с газовой сушкой.

Данные для расчета берутся из таблиц 5, 18, 20, 23, 24. Расчет представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет системы пылеприготовления

Наименование величины	Обозначение	Расчетная формула / номограмма	Значение
<b>Расчет сушильной производительности</b>			
Полный расход топлива на котел, кг/с;	$B$	См. таблицу 20	8,931
Количество мельниц, шт	$n_M$	См. пункт 1.2	2
Коэф-т запаса	$K_{ЗАП}$	(2.1.1) [8]	1,35
Производительность одной мельницы, кг/с :	$B_M$	$K_{ЗАП} \cdot \frac{B}{n_M}$	6,028
Теплоемкость сухой массы топлива, кДж/(кг · °С)	$C_{ТЛ}$	(2.1.11) [8]	1,1
Влажность угольной пыли	$W^{ul}$	См. таблицу 1 [8]	1,5
Температура аэрозмеси за мельницей, °С	$t_{2M}$	См. таблицу 2 [8]	80
Температура сушильного агента в конце установки, °С	$t_2$	$t_2 = t_{2M} - 10$	70
Температура топлива, °С	$t_{ТЛ}$	$t_{ТЛ} = t_{ХВ}$	30

Продолжение таблицы 27

Расходуемое тепло для подогрева топлива, кДж/кг	$q_{ТЛ}$	$\frac{100 - W^p}{100} \left[ C_{ТЛ} + \frac{W^{nl} \cdot 4,19}{100 - W^{nl}} \right] (t_{2Т} - t_{ТЛ})$	40,966
Часовая потеря тепла на охлаждение установки, кВт	$Q_5^{общ}$	См. таблицу 9 [8]	37
Потери тепла от охлаждения установки в окружающую среду, кДж/кг	$q_5$	$\frac{Q_5^{общ}}{B}$	6,137
Испарившаяся влага на 1 кг сырого топлива, кг/кг	$\Delta W$	$\frac{W^p - W^{nl}}{100 - W^{nl}}$	0,107
Затрачиваемое на испарение воды тепло, кДж/(кг)	$q_{исп}$	$\Delta W \cdot (2500 + 1,9 \cdot t_2 - 4,19 \cdot t_{ТЛ})$	267,276
Коэф-т, учитывающий долю энергии, переходящей в тепло в процессе размола	$K_{мех}$	(2.1.5) [8]	0,7
Удельный расход энергии на размол, кДж/кг	$\mathcal{E}_{разм}$	См. таблицу 8 [8]	85
Тепловыделение при работе мельящих органов, кДж/кг	$q_{мех}$	$K_{мех} \cdot \mathcal{E}_{разм}$	59,5
Коэф-т присоса	$K_{прис}$	(2.1.6) [8]	0,15
Теплоемкость холодного воздуха, кДж/(кг · °С)	$c_{хв}$	Определяется по таблице 7 [8] при температуре холодного воздуха $t_{хв}$	1,006
$c_{г}$ – теплоемкость газов, кДж/(кг · °С)	$c_{г}$	Определяется по рисунку 2.1.6 [8] при температуре газов, подаваемых в систему, $t_2'$	1,09
Расход газов на сушку топлива, кг/кг	$g_2$	$\frac{q_{мл} + q_5 + q_{исп} - q_{мех}}{K_{прис} \cdot c_{хв} \cdot t_{хв} + c_2 \cdot t_2 - (1 + K_{прис}) \cdot c_2 \cdot t_2}$	0,833
Температура газов на входе в мельничный вентилятор, °С	$t_{мв}'$	$t_{мв}' = t_{2,м}$	80
Плотность водяных паров, кг/нм <sup>3</sup>	$\rho_{вл}$	(2.1.37) [8]	0,804
Плотность воздуха, кг/нм <sup>3</sup>	$\rho_е$	(2.1.37) [8]	1,29
Производительность мельничного вентилятора, м <sup>3</sup> /с	$V_{мв}$	$\left[ \frac{g_2}{\rho_2} + \frac{\Delta W}{\rho_{вл}} + V_0^e \cdot K_{прис} \right] \cdot \left( \frac{273 + t_{мв}'}{273} \right) \cdot B_M$	12,312
Влагосодержание сушильного агента, г/кг	$d_{г}$	$\frac{10 \cdot (9 \cdot H^p + W^p) + \rho_е \cdot \alpha_{взк-2} \cdot V_е^0 \cdot d_е}{1 + \rho_е \cdot \alpha_{взк-2} \cdot V_е^0 - \frac{A^p}{100}}$	56,496
Разрежение перед мельничным вентилятором, мм вод. ст.	$S'_{мв}$	(2.1.33) [8]	
Барометрическое давление, мм рт. ст.	Б	(2.1.33) [8]	

Продолжение таблицы 27

Поправочный коэф-т на барометрическое давление и температуры аэросмеси за мельницей	$\beta$	$\frac{273 \cdot \left( B - \frac{S'_{м6}}{13,6} \right)}{(273 + t'_{м6}) \cdot 760}$	0,762
Сушильная производительность, кг/с	$B_c$	$\frac{V_{м6} \cdot \beta}{g_{ca} \cdot (0,774 + 0,786 \cdot K_{прис} + 0,00125 \cdot d_r + 1,245 \cdot \Delta W)}$	10,283
<b>Расчет размольной производительности</b>			
Максимальная производительность одной мельницы на проектном топливе, кг/с	$B'_м$	См. таблицу 4 [8]	4,44
Коэф-т размолоспособности проектного (') и непроектного (") топлива	$K'_{ЛО}$	См. таблицу 5	1,1
	$K''_{ЛО}$	См. таблицу 5	1,5
Средняя влажность топлива, %	$W'_{про}$	$\frac{W^P + 6 \cdot W^{нл}}{7}$	4,643
	$W''_{непр}$		3
Коэф-т, зависящий от максимального влагосодержания топлива	$K_{про}$	$K = 4 + 1,07 \cdot W^{cp}$	5,968
	$K_{непр}$		4,21
Поправочные коэф-ты, характеризующие размолоспособность топлива в зависимости от его влагосодержания	$\Pi''_{вл1}$	$\Pi_{вл1} = \sqrt{\frac{K^2 - W^{cp2}}{K^2 - W^{нл2}}}$	0,751
	$\Pi'_{вл1}$		0,776
	$\Pi'_{вл2}$	$\Pi_{вл2} = \frac{100 - W^{cp}}{100 - W^P}$	1,077
	$\Pi''_{вл2}$		1,102
Тонкость помола, %	$R'_{90}$	См. таблицу 1 [8]	22
	$R''_{90}$		25
Поправка $\Pi_{др}$	$\Pi'_{др}$	Рисунок 2.1.7 [8]	1
	$\Pi''_{др}$		1
Производительность на непроектном топливе, кг/с	$B''$	$B'_м \frac{K''_{ЛО} \cdot \Pi''_{вл1} \cdot \Pi''_{вл2} \cdot \Pi''_{др} \cdot \sqrt{\ln \frac{100}{R'_{90}}}}{K'_{ЛО} \cdot \Pi'_{вл1} \cdot \Pi'_{вл2} \cdot \Pi'_{др} \cdot \sqrt{\ln \frac{100}{R''_{90}}}}$	6,272

Условия  $B'' > B'_м$  ( $6,272 > 6,028$ ) и  $B_c > (10,283 > 6,028)$  выполняются, значит мельницы на непроектном топливе будут удовлетворять потребность в размольной и сушильной производительности.

## 5 Расчет затрат на проведение реконструкции и срока окупаемости

### 5.1 Расчет экономии на сокращении расстояния поставки

Объем поступления угля на Томь-Усинскую ГРЭС с указанием поставщика (грузоотправителя) за 2021 г. представлен в таблице 28

Таблица 28 – Поступление угля за 2021 г.

Место поставки	Нас. пункт	Регион	Годовой объем, млн. тонн	Доля от общего объема поставки, %	Расстояние до ТУ ГРЭС, км
АО "Русский уголь" разрез Кирбинский	Абакан	Хакассия	23607,3	0,92	326
ОАО «УК "Кузбассразрезуголь» филиал «Талдинский угольный разрез»	Новокузнецк	Кузбасс	202175,81	7,89	104,92
ООО "Восточно-Бейский разрез"	Кирба	Хакассия	786508,75	30,68	320
ООО "Промугольсервис"	Новокузнецк	Кузбасс	118064,4	4,60	42,48
ООО «СУЭК-Хакасия» разрез Черногорский	Абакан	Хакассия	190668,53	7,44	326
ООО «СУЭК-Хакассия» разрез «Абаканский»	Абакан	Хакассия	37788,11	1,47	326
Разрез Заречный	Новокузнецк	Кузбасс	277156,25	10,81	104,92
Разрез Заречный-Северный	Новокузнецк	Кузбасс	201977,37	7,88	110
Разрез Камышанский	Новокузнецк	Кузбасс	77	0,00	115
Шахта им. В. Д. Ялевского	Котино	Кузбасс	117962,14	4,60	118
Шахта Талдинская-Западная-1	Большая Талда	Кузбасс	417595,06	16,29	105
Шахта Талдинская-Западная-2	Большая Талда	Кузбасс	162390,48	6,33	105
ООО «Шахта Грамотеинская»	Белово	Кузбасс	28028,9	1,09	194,49
Всего			2564000,1		

По таблице 28 суммарный объем поставки угля за 2021 г. из Хакассии  $Q_X$  составил 1038572,69 млн. тонн, из Кузбасса суммарный объем  $Q_K$  составил 1525427,41 млн. тонн. Доля объема поставки из Хакассии  $\alpha_X$  от общего объема

поставки за составила 40,51 % , для Кузбасса доля от общего объема  $\alpha_K$  равна 59,49 %. Среднее расстояние поставки  $l_X$  из Хакасии равняется 321,46 км, из Кузбасса  $l_K$  составляет 103,45 км.

Согласно прейскуранту № 10-01 тарифов на перевозку грузов и услуги инфраструктуры, выполняемых российскими железными дорогами [9], тарифы доставки ( $T_X$  и  $T_K$ ) каменного угля в универсальных полувагонах вагонов общего парка на расстояния  $l_X$  и  $l_K$ , составят, соответственно 74,363 и 44,95 руб./т.

Новое расстояние поставки  $l_H$  до ТУ ГРЭС составит 6 км, см. рисунок 9. Соответственно новый тариф  $T_H$  по прейскуранту [9] составит 31,813 руб./т

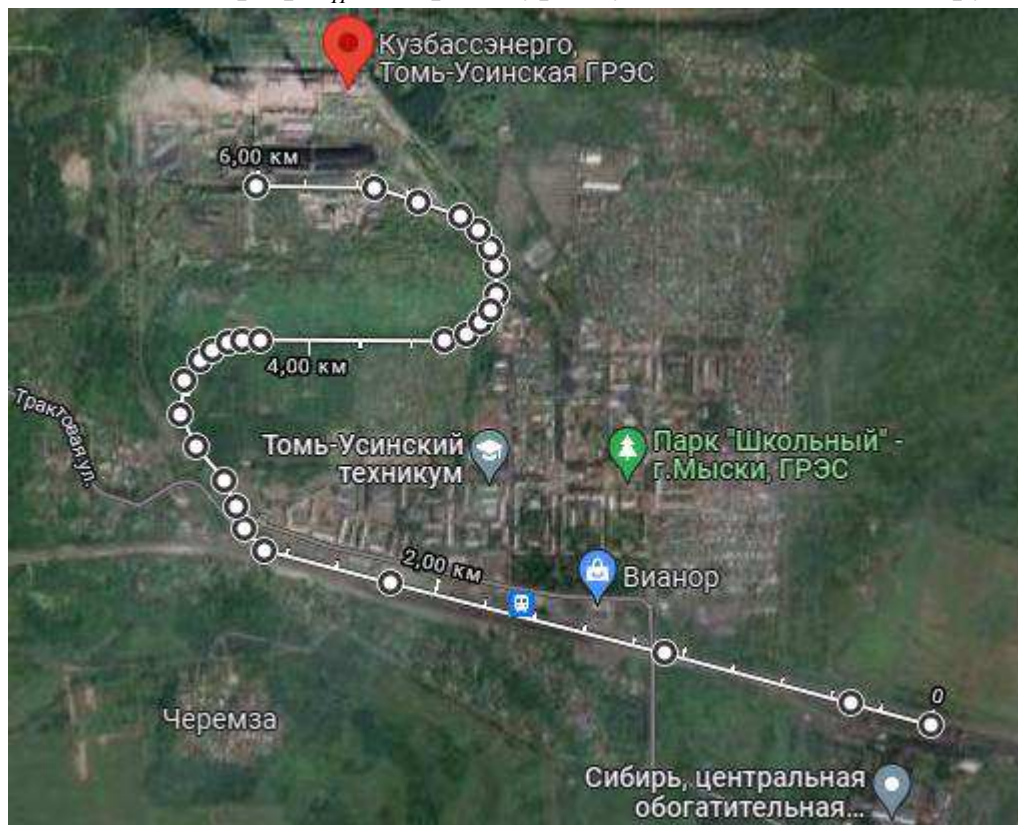


Рисунок 10 – Расстояние поставки от «ЦОФ Сибирь» до ТУ ГРЭС

Таблица 29 – Расчет экономии на поставке

Величина	Обозначение	Формула	Значение
Среднеинтегральная цена доставки до реконструкции, руб./т	$C_1$	$T_X \cdot \frac{\alpha_X}{100} + T_K \cdot \frac{\alpha_K}{100}$	56,865
Цена доставки после реконструкции, руб./т	$C_2$	$T_H$	31,813
Расход натурального топлива до реконструкции, т/ч	$B_1$	См. таблицу 20	28,352
Расход натурального топлива после реконструкции, т/ч	$B_2$	См. таблицу 20	32



Продолжение таблицы 29

Экономия на доставке топлива, руб./ч	$\mathcal{E}_{\text{достав}}$	$C_1 \cdot B_1 - C_2 \cdot B_2$	594,226
--------------------------------------	-------------------------------	---------------------------------	---------

### 5.2 Расчет экономии на топливе

Экономия на топливе, руб./ч, рассчитаем по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{мон}} = C_1 \cdot B_1 - C_2 \cdot B_2 = 1633 \cdot 28,352 - 1431 \cdot 32 = 506,816, \quad (148)$$

где  $C_1 = 1633$  – цена Кузнецкого угля марки Д, руб./т;

$C_2 = 1431$  – цена Кузнецкого угля марки г, пром, руб./т;

### 5.3 Расчет экономии на уменьшении собственных нужд

При переводе на непроектное топливо экономия за счет уменьшения затрачиваемой мощности дымососами, руб./ч составит:

$$\mathcal{E}_{\text{дс}} = (N_{\text{д1}} - N_{\text{д2}}) \cdot C_{\text{э}} = 2 \cdot (320 - 295,858) \cdot 1,2 = 57,941, \quad (149)$$

где  $N_{\text{д1}} = 320$  кВт – мощность, затрачиваемая двигателем дымососа до реконструкции;

$N_{\text{д2}} = 295,858$  кВт – мощность, затрачиваемая двигателем дымососа после реконструкции;

$C_{\text{э}} = 1,2 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$  – себестоимость электроэнергии на ТУ ГРЭС;

$n = 2$  – количество дымососов.

Экономия на уменьшении затрат электроэнергии на размол топлива, руб./ч:

$$\mathcal{E}_{\text{мел}} = n \cdot N_M \cdot C_{\text{э}} \cdot \left( 1 - \frac{B_2}{B_1} \cdot \frac{k'_{\text{ло}}}{k''_{\text{ло}}} \right) = 2 \cdot 570 \cdot 1,2 \cdot \left( 1 - \frac{32}{28,352} \cdot \frac{1,1}{1,5} \right) = 235,72, \quad (150)$$

где  $N_M = 570$  кВт – мощность двигателя мельницы;

$C_{\text{э}} = 1,2 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$  – себестоимость электроэнергии на ТУ ГРЭС;

$k'_{\text{ло}} = 1,1$  – коэф-т размолоспособности проектного топлива;

$k''_{\text{ло}} = 1,5$  – коэф-т размолоспособности непроектного топлива;

$n = 2$  – число мельниц.

## 5.4 Расчет экономии на уменьшении выбросов NO<sub>x</sub>

Т.к. после реконструкции уменьшились выбросы оксидов азота, то экономия, руб./ч в связи с этим составит:

$$\mathcal{E}_{NO_2} = \Delta\Pi_{NO_2} \cdot C_{NO_2} \cdot K_{нов} = 1,995 \cdot 138,8 \cdot 5 \cdot \frac{3600}{10^6} = 4,984, \quad (151)$$

где  $\Delta\Pi_{NO_2} = 1,995 \frac{\text{Г}}{\text{с}}$  – разница превышений выбросов оксида азота до и после реконструкции;

$C_{NO_2} = 138,8 \frac{\text{руб}}{\text{Т}}$  – ставка за выброс оксидов азота [10];

$K_{нов} = 5$  – повышающий коэф-т за выброс сверх нормы.

## 5.5 Расчет суммарной экономии

Время работы основного оборудования, ч/год:

$$T_{раб} = 8760 - T_{рем} = 8760 - 438 = 8322, \quad (152)$$

где 8760 ч/год – число рабочих часов оборудования в году;

$T_{рем} = 438$  ч/год – время простоя в ремонте.

Число часов использования работы установленной мощности, ч/год:

$$T_{уст} = T_{раб} - T_a = 8322 - 400 = 7922, \quad (153)$$

$T_a = 400$  ч – аварийный резерв, ч.

Суммарная годовая экономия, тыс. руб./год, составит:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{год} &= (\mathcal{E}_{дост} + \mathcal{E}_{тон} + \mathcal{E}_{дс} + \mathcal{E}_{мел} + \mathcal{E}_{NO_2}) \cdot T_{уст} = \\ &= (594,226 + 506,816 + 57,941 + 235,72 + 4,984) \cdot 7922 = 11088,325 \end{aligned} \quad (154)$$

## 5.6 Расчет затрат на металл

В результате реконструкции в КПП-1 было добавлено 2 калача по ходу газов, затраченный объем металла при этом составил:

$$\begin{aligned} V_{кн1} &= \frac{\pi}{4} \cdot (d_n^2 - d_{вн}^2) \cdot h_{кн1ср} \cdot z_1 \cdot n \cdot m = \frac{\pi}{4} \cdot (0,032^2 - 0,024_{вн}^2) \cdot \\ &\cdot 3,6 \cdot 108 \cdot 2 \cdot 4 = 1,094 \text{ м}^3, \end{aligned} \quad (155)$$

где  $d_n = 0,032$  м – наружный диаметр труб КПП-1;

$d_{вн} = 0,024$  м – внутренний диаметр труб КПП-1;

$h_{кпл\text{сред}} = 3,6$  м – средняя высота КПП-1 (см. таблицу 13);

$z_1 = 108$  – число змеевиков КПП-1 по ширине газохода;

$n = 2$  – число труб в одной нитке КПП-1;

$m = 4$  – число добавленных калачей.

Во вторую ступень ВЭК добавлено 880 прямоугольных пластин длиной  $l$ , равной 10,06 м с высотой  $a$  и шириной  $b$ , равными 53 мм и 2 мм, соответственно.

Объем металла, м<sup>3</sup>, затраченного в ВЭК-2 составил:

$$V_{ВЭК-2} = n \cdot a \cdot b \cdot l = 880 \cdot 0,053 \cdot 0,002 \cdot 10,06 = 0,938, \quad (156)$$

где  $n = 880$  – число пластин.

Затраты на металл, тыс. руб., составят:

$$Z_{металл} = (V_{ВЭК-2} + V_{кпл}) \cdot \rho_{ст.20} \cdot C_{стали} = (1,094 + 0,938) \cdot 7699 \cdot 127000 = 1814,168 \quad (157)$$

где  $\rho_{ст.20} = 7699 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  – плотность стали;

$C_{стали} = 127000$  р – цена 1 тонны стали 20.

### 5.7 Расчет затрат на монтаж

Затраты на снятие и установку ВЭК-2  $Z_{монтаж}$  (в эту услугу входит разбор обмуровки, извлечение ВЭК-2, обрезка всех труб, их приварка обратно, установка ВЭК-2, монтаж обмуровки) составят 3 млн. руб.

Затраты на приварку мембран, тыс. руб.:

$$Z_{приварка} = C_{шва} \cdot n \cdot l \cdot m = 300 \cdot 880 \cdot 10,06 \cdot 2 = 5311,68, \quad (158)$$

где  $C_{шва} = 3 \frac{\text{руб.}}{\text{см}}$  – цена сварного шва;

$n = 880$  – число пластин;

$m = 2$  – приварка с двух сторон.

Общие затраты на монтаж ВЭК-2, тыс. руб., составят:

$$Z_{вЭК-2} = Z_{монтаж} + Z_{приварка} = 3000 + 5311,68 = 8311,68 \quad (159)$$

## 5.8 Расчет затрат на монтаж КПП-1

Т.к. перед тем, как вварить в КПП-1 дополнительные калачи, необходимо обрезать трубы для приварки новых калачей, см. рисунок 10:

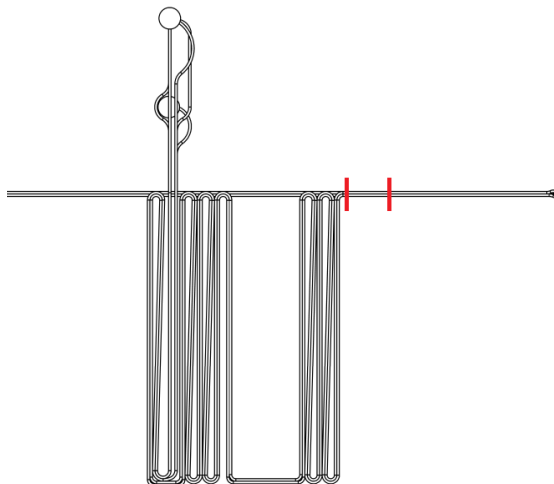


Рисунок 11 – Место обрезки труб под новые калачи

Затраты на обрезку труб составят, тыс. руб.:

$$Z_{\text{обрезка}} = C_{\text{рез}} \cdot z_1 \cdot n \cdot m = 80 \cdot 108 \cdot 2 \cdot 2 = 34,56, \quad (160)$$

где  $C_{\text{рез}} = 80$  руб. – цена обрезки одной 32-ой трубы;

$z_1 = 108$  – число труб по ширине газохода;

$n = 2$  – число труб в одной нитке КПП-1;

$m = 2$  – обрезка с двух сторон (см. рисунок 11).

Затраты на приварку труб КПП-1, тыс. руб.:

$$Z_{\text{приварка}} = C_{\text{шва}} \cdot \pi \cdot d_n \cdot n \cdot m \cdot z_1 = 300 \cdot \pi \cdot 0,032 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 108 = 13,029, \quad (161)$$

где  $C_{\text{шва}} = 3 \frac{\text{руб.}}{\text{см}}$  – цена сварного шва;

$z_1 = 108$  – число труб по ширине газохода;

$n = 2$  – число труб в одной нитке КПП-1;

$m = 2$  – приварка с двух сторон (см. рисунок 11).

Общие затраты на монтаж КПП-1, тыс. руб., составят:

$$Z_{\text{кпп-1}} = Z_{\text{обрезка}} + Z_{\text{приварка}} = 34,56 + 13,029 = 47,589 \quad (162)$$

## 5.9 Увеличение затрат, обусловленных увеличением выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду

Затраты, вызванные увеличением выброса  $SO_2$  в пределах нормы (повышающий коэф-т равен 1).

$$Z_{SO_2} = \Delta V_{SO_2} \cdot C_{ставка\ SO_2} = 21,903 \cdot 45,4 \cdot \frac{3600}{10^6} = 3,58 \frac{\text{руб.}}{\text{ч}}, \quad (163)$$

где  $\Delta V_{SO_2} = 74,354 - 52,451 = 21,903 \frac{\Gamma}{\text{с}}$  – увеличение выброса  $SO_2$  после реконструкции (см. таблицу 24).

$C_{ставка\ SO_2} = 45,4$  – ставка за выброс, руб./т [10].

Затраты, вызванные увеличением выброса летучей золы:

$$Z_{лз} = \Delta V_{лз} \cdot C_{ставка\ лз} = 13,077 \cdot 15,1 \cdot \frac{3600}{10^6} = 0,711 \frac{\text{руб.}}{\text{ч}}, \quad (164)$$

где  $\Delta V_{лз} = 30,921 - 17,844 = 13,077 \frac{\Gamma}{\text{с}}$  – увеличение выброса летучей золы после реконструкции (см. таблицу 24).

$C_{ставка\ лз} = 15,1$  – ставка за выброс, руб./т [10].

Общие годовые затраты, вызванные увеличением выбросов  $SO_2$  и летучей золы, тыс. руб./год:

$$Z_{выброс} = T_{уст} \cdot (Z_{лз} + Z_{SO_2}) = 7922 \cdot (0,711 + 3,58) = 33,991, \quad (165)$$

$T_{уст} = 7922$  – Число часов использования работы установленной мощности, ч/год (153).

## 5.10 Расчет срока окупаемости реконструкции

Затраты на капитальные вложения, тыс. руб., для реконструкции составят:

$$K = Z_{металл} + Z_{вэж-2} + Z_{кпп-1} = 1070,095 + 8311,68 + 47,589 = 10173,473, \quad (166)$$

где  $Z_{металл} = 1070,095$  – затраты на металл, тыс. руб. (154);

$Z_{вэж-2} = 8311,68$  – затраты на монтаж ВЭЖ-2 (156);

$Z_{кпп-1} = 47,589$  – затраты на монтаж КПП-1, тыс. руб.

Размер амортизационных отчислений, тыс. руб./год:

$$U_a = H \cdot K = \frac{1}{15} \cdot 10173,473 = 678,229, \quad (167)$$

где  $H = \frac{1}{15}$  – средняя норма амортизации станции в целом;

$K = 10173,473$  – затраты на капитальные вложения, тыс. руб.

Годовой прирост балансовой прибыли, тыс. руб.:

$$\Delta\Pi_{\sigma} = \mathcal{E}_{\text{год}} - \Delta U_{\text{сумм}} = 11088,325 - 33,991 = 11054,334, \quad (168)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 11088,325$  – суммарная годовая экономия, тыс. руб./год;

$\Delta U_{\text{сумм}} = Z_{\text{выброс}} = 33,991$  – увеличенные суммарные эксплуатационные расходы, вызванные проведением мероприятия, тыс. руб.

Годовой прирост чистой прибыли, тыс. руб. составит:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\sigma} \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{100}\right) = 11054,334 \cdot \left(1 - \frac{25}{100}\right) = 8290,751, \quad (169)$$

где  $\gamma = 25$  – процент налогов и отчислений.

Чистый денежный поток будем рассчитывать по формуле:

$$\text{ЧДП}_i = \Delta\Pi_{\text{ч}i} \cdot U_{ai}, \quad (170)$$

где  $\Delta\Pi_{\text{ч}i}$  – прирост чистой прибыли в  $i$ -ый год;

$U_{ai}$  – суммарные эксплуатационные расходы в  $i$ -ый год.

Чистый денежный поток нарастающим итогом в  $i$ -ый год:

$$\text{ЧДПНИ}_i = \text{ЧДПНИ}_{i-1} + \text{ЧДП}_i, \quad (171)$$

Дисконтированный денежный поток:

$$\text{ДДП}_i = \frac{\text{ЧДП}_i}{(1+r)^i}, \quad (172)$$

где  $r=20\%$  – норма дисконта

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом:

$$\text{ДДПНИ}_i = \text{ДДПНИ}_{i-1} + \text{ДДП}_i, \quad (173)$$

Срок окупаемости с учетом дисконтирования рассчитаем в таблице 30. Анализируя таблицу 30, можно утверждать, что проект заслуживает внимания, т.к. срок возврата инвестиций не больше 10-12 лет, IRR больше кредитной ставки на 8-10 пунктов, индекс доходности более 1,3.

Таблица 30 – Расчет срока окупаемости

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1.Единовременные затраты на проведение мероприятия, Км, тыс. руб	10173,473											
2.То же с приведением, тыс. руб.	10173,473											
3. Годовой прирост балансовой прибыли ДПбт		11054,3	11054,3	11054,3	11054,3	11054,3	11054,3	11054,3	11054,3	11054,3	11054,3	11054,3
4. Годовой прирост чистой прибыли.		8290,8	8290,8	8290,8	8290,8	8290,8	8290,8	8290,8	8290,8	8290,8	8290,8	8290,8
5. Амортизационные отчисления ΔУам, тыс. руб.		678,2	678,2	678,2	678,2	678,2	678,2	678,2	678,2	678,2	678,2	678,2
6. ЧДП. тыс. руб.	-10173,47	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0	8969,0
7. ЧДПНИ, тыс. руб.	-10173,47	-1204,5	7764,5	16733,5	25702,5	34671,4	43640,4	52609,4	61578,4	70547,4	79516,3	
8. ДДП, тыс. руб.	-8477,89	6228,46	5190,38	4325,32	3604,43	3003,69	2503,08	2085,90	1738,25	1448,54	1207,12	
9. ДДПНИ, тыс. руб.	-8477,89	-2249,4	2940,9	7266,3	10870,7	13874,4	16377,5	18463,4	20201,6	21650,2	22857,3	
10. NPV (чистая текущая стоимость)	22857,3											
11. IRR (внутренняя норма доходности)	88 %											
12. DPI (индекс доходности инвестиций)	3,7											
13. PP (срок окупаемости инвестиций)	2,13 года											
14. DPP (дисконтированный срок окупаемости)	2,43 года											



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы были проведены расчеты котла ТП-42 на проектное (Кузнецкий уголь марки Д) и непроектное (Кузнецкий уголь марки Г, пром) топлива на различные нагрузки. По результату теплового расчета выявлено, что техническая проблема недогрева острого пара до номинальных значений (510 °С) устранена, несколько снижен впрыск, так же после реконструкции возможен переход на проектное топливо при сохранении номинальных параметров. Увеличение поверхностей нагрева КПП-1 и ВЭК-2 позволило увеличить КПД брутто на 0,33 % на непроектном топливе. При работе котла на проектном топливе после реконструкции, котел выдерживает номинальные параметры с выигрышем в КПД брутто в 0,594 %.

По результату аэродинамического расчета выявлено, что дымососы после увеличения поверхности нагрева работают в расчетном режиме.

Был произведен расчет рассеивания, расстояние, на котором наблюдается максимальная приземная концентрация при неблагоприятных метеорологических условиях составило 1,6 км. После реконструкции в пределах нормы предельно допустимых выбросов увеличились выбросы твердых частиц, летучей золы, диоксида серы, незначительно бенз(а)пирена. Но при этом снизились выбросы  $\text{NO}_x$  из-за некоторого снижения температуры за активной зоной горения.

Расчет пылесистемы показал, что после реконструкции пылесистема удовлетворяет по сушильной и размольной производительности.

Расчет затрат на проведение реконструкции и срока окупаемости показал, что проект является привлекательным, срок окупаемости с учетом дисконтирования составил 2,43 года, резерв безопасности составил 68%, индекс доходности 3,7.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Опыт модернизации устаревшего котельного оборудования с целью повышения их единичной мощности и улучшения технико-экономических и экологических характеристик / Р. Ш. Загрутдинов, А. Н. Нагорнов, Н. А. Нагорнова, С. Н. Шитова // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – №1. – С. 3 – 446–451.
2. Поломошнов, В. В. Реконструкция парового котла с переводом на сжигание непроектного топлива и повышением паропроизводительности / В. В. Березовский, К. В. Меняев // Проблемы и перспективы студенческой науки. - 2019. – № 1(5). – С.36–37.
3. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
4. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
5. Мочан, С. И. Аэродинамический расчёт котельных установок : нормативный метод / С. И. Мочан ; Центральный научно-исследовательский и проектно-конструкторский котлотурбинный институт им. И. И. Ползунова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1977. – 256 с.
6. Росляков, П. В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учебное пособие / П. В. Росляков, Л. Е. Егорова, И. Л. Илонкин ; Московский энергетический институт. – Москва: МЭИ, 2002. – 84 с. – ISBN 5-7046-0796-9.
7. Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе : приказ м-ва природных ресурсов и экологии Рос. Федерации от 6 июня 2007 г. № 273 // Собрание законодательства РФ. – 2013. – 6 июня – Ст. 2999.
8. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (выбор и расчет систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 45 с.
9. Прейскурант № 10-01 Тарифы на перевозку грузов и услуги инфраструктуры, выполняемые российскими железными дорогами (утв. постановлением ФЭК РФ от 17 июня 2003 г. N 47-т/5) // Постановление ФЭК РФ от 17 июня 2003 г. N 47-т/5 "Об утверждении Прейскуранта № 10-01 "Тарифы на перевозки грузов и услуги инфраструктуры, выполняемые российскими железными дорогами" (Тарифное руководство № 1, части 1 и 2)" (с изменениями и дополнениями) : официальный сайт. – 2021. – URL: <https://base.garant.ru/12131790/53f89421bbdaf741eb2d1ecc4ddb4c33> (дата обращения: 01.05.2022).
10. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах : Постановление Российской Федерации от 13

сентября 2016 г. № 913 // Собрание законодательства : сайт. – 2016. – URL:  
<https://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102409476> (дата обращения:  
01.05.2022).

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

« 23 »

инициалы, фамилия

06 20 22 Г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

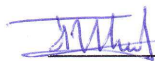
13.03.01 - Теплоэнергетика и теплотехника

код-наименование направления

Проект реконструкции Томь-Усинской ГРЭС

тема

Руководитель

 23.06.22  
подпись, дата


Доцент, канд. техн. наук

должность, ученая степень

П. В. Шишмарев

инициалы, фамилия


Выпускник

 21.06.22  
подпись, дата

И. И. Семенов

инициалы, фамилия

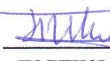
Тех. контроль

 23.06.22  
подпись, дата

Е. А. Бойко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 23.06.22  
подпись, дата

П. В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Политехнический институт

---

институт

Тепловые электрические станции

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« 25 » 06 20 22 Г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Семенову Ивану Ильичу  
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ18-01Б Направление (специальность) 13.03.01  
номер код

Теплоэнергетика и теплотехника

полное наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект реконструкции  
Томь-Усинской ГРЭС

Утверждена приказом по университету № 3094/с от 24.02.2022  
Руководитель ВКР П.В. Шишмарев, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС  
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Производственная инструкция по  
эксплуатации парогенератора ТП-42; режимная карта котлов №1-6 ТУ  
ГРЭС; комплект чертежей ТП-42; наблюдения эксплуатационного  
персонала.

Перечень разделов ВКР Описание технической проблемы и обоснование  
реконструкции; поверочный тепловой расчет котла ТП-42 до  
реконструкции на проектное топливо; расчеты на различные нагрузки и  
топлива; анализ результатов реконструкции; расчет затрат на проведение  
реконструкции и срока окупаемости.


Перечень графического материала

Лист 1. Продольный разрез

Лист 2. Поперечный разрез

Лист 3. Вид сверху

Лист 4. Чертеж ВЭК-2

Руководитель ВКР  П.В. Шишмарев  
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению   
подпись, инициалы и фамилия студента

« 06 » июня 20 22 Г.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»

кафедра «Тепловые электрические станции»

**ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ**  
выпускной квалификационной работы

студента Семенова Ивана Ильича

ФИО

группы ФЭИВ-016 выполненной на тему Проект реконструкции  
Томь-Усинской ГРЭС

1. Актуальность и новизна Актуальность темы ВКР обусловлена  
необходимостью решения технических проблем при переводе  
Томь-Усинской ГРЭС на непроектную марку топлива  
с целью экономии затрат на доставку топлива с разреза.
2. Оценка содержания ВКР В ВКР выполнены все необходимые  
расчеты – тепловые на проектное и непроектное топливо  
на максимальную и минимальную нагрузки, аэродинамический  
расчет, расчет системы плавления; рассмотрены вопросы  
охраны окружающей среды; выполнен расчет затрат на рекон-  
струкцию и экономического эффекта от ее проведения.
3. Замечания к ВКР замечаний нет

4. Рекомендуемая оценка ВКР отлично

5. Руководитель ВКР  П.В. Шишярев

подпись

ФИО

канд. техн. наук, доцент каф. ТЭС ПИ СФУ

(ученая степень, звание, должность, место работы)

« 23 » июня 2022 г.