

Инженерная школа энергетики
 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Агрегаты электростанций и газоперекачивающих систем
 НОЦ И.Н. Бутакова

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Проект парового барабанного котла паропроизводительностью 220 т/час для расширения Томской ГРЭС-2

УДК 621.184.27

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б94	Мальцев Егор Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Янковский С.А.	К.Т.Н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Буваков К.В.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тайлашева Т.С.	К.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен осуществлять поиск, обработку и анализ информации из различных источников и представлять ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий
ОПК(У)-2	Способен применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования при решении профессиональных задач
ОПК(У)-3	Способен демонстрировать применение основных способов получения, преобразования, транспорта и использования теплоты в теплотехнических установках и системах
ОПК(У)-4	Способен учитывать свойства конструкционных материалов в теплотехнических расчетах с учетом динамических и тепловых нагрузок
ОПК(У)-5	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин, определяющих условия работы объектов теплоэнергетики и теплотехники
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен руководить производственным коллективом, осуществляющим эксплуатацию котлов, работающих на твердом топливе
ПК(У)-2	Способен руководить производственным коллективом, осуществляющим эксплуатацию котлов газообразном, жидком топливе и электронагреве
ПК(У)-3	Способен осуществлять подготовку проектной документации по отдельным узлам и элементам теплоэнергетического оборудования
ПК(У)-4	Способен выполнять специальные расчеты для проектирования котельных, центральных тепловых пунктов, малых теплоэлектроцентралей
ПК(У)-5	Способен выполнять работы по организационному и техническому обеспечению полного цикла или отдельных стадий эксплуатации тепломеханического оборудования



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

Инженерная школа энергетика
13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Агрегаты электростанций и газоперекачивающих систем
НОЦ И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Тайлашева Т.С.
(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
5Б94	Мальцев Егор Андреевич

Тема работы:

Проект парового барабанного котла паропроизводительностью 220 т/час для расширения Томской ГРЭС-2	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.01.2023 г., №31-68/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	01.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Паровой котел с естественной циркуляцией: Паропроизводительность $D = 220$ т/ч; Давление в барабане $P_6 = 11,8$ МПа; Давление перегретого пара $P_{пп} = 10$ МПа; Температура перегретого пара $t_{пп} = 530$ °С; Температура питательной воды $t_{пв} = 220$ °С; Сжигаемое топливо: уголь Кузнецкий Т; Рабочая влажность $W^r = 8$ %; Рабочая зольность $A^r = 16$ %; Величина непрерывной продувки $\rho = 2,9$ %.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение (обоснование актуальности темы и постановка цели работы); 2. Общая характеристика производственного объекта, описание исходных данных, принятые технические решения и методы проектирования; 3. Тепловой расчёт топочной камеры и конструирование поверхностей нагрева парового котла; 4. Аэродинамический расчет газового тракта котельной установки;

процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)	5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение (Экономические расчеты и технико-экономические показатели); 6. Социальная ответственность; Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Продольный разрез котла (чертеж общего вида, формат А1) – 1 лист; 2. Поперечный разрез котла (чертеж общего вида, формат А1) – 1 лист; 3. Горизонтальный разрез котла, вид сверху (чертеж общего вида, формат А1 или А2) – 1 лист; 4. Схема газового тракта котельной установки (чертеж общего вида, формат А2 или А3) – 1 лист.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гасанов Магеррам Али оглы, профессор, д.э.н.
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, ст. преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Заключение.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.04.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Янковский С.А.	к.т.н.		24.04.2023 г.

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б94	Мальцев Егор Андреевич		24.04.2023 г.

Инженерная школа энергетики
 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Агрегаты электростанций и газоперекачивающих систем
 НОЦ И.Н. Бутакова
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
5Б94	Мальцев Егор Андреевич

Тема работы:

Проект парового котла типа Е производительностью 220 т/час для модернизации Томской ГРЭС-2
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	01 июня 2023 г.
--	-----------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.04.23	Введение (обоснование актуальности темы и постановка цели работы).	2
04.05.23	Общая характеристика производственного объекта, описание исходных данных, принятые технические решения и методы проектирования, основные задачи работы.	3
11.04.23	Тепловой расчёт топочной камеры и конструирование поверхностей нагрева парового котла.	10
15.05.23	Аэродинамический расчет газового тракта котельной установки.	4
22.05.23	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	3
22.05.23	Социальная ответственность.	3
29.05.23	Заключение, в том числе на иностранном языке.	1
29.05.23	Графический материал.	10
31.05.23	Нормоконтроль.	4
09.06.23	Предзащита.	60

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Янковский С.А.	к.т.н		24.04.2023 г.

**СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тайлашева Т.С.	К.Т.Н		24.04.2023 г.

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б94	Мальцев Егор Андреевич		24.04.2023 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 177 страниц, 5 рисунков, 21 таблиц, 27 источников, 7 приложений, 3 листа графической части.

Ключевые слова: естественная циркуляция, паровой котел, перегретый пар, поверхность нагрева, котельная установка, газовый тракт, тепловой расчет, аэродинамический расчет.

Объектом проектирования является паровой котел с естественной циркуляцией паропроизводительностью 220 т/час для сжигания каменного угля марки Т Кузнецкого месторождения.

Цель работы: создание проекта энергетического котлоагрегата с естественной циркуляцией по заданным параметрам пара и марки топлива для расширения Томской ГРЭС-2.

В процессе выполнения ВКР проводились и рассматривались: конструкторский и поверочный тепловые расчеты парового котла Е-220-10-530 КЖ, с применением метода последовательных приближений и с последующим уточнением значений; выбор типа горелочных устройств и способа шлакоудаления; конструктивные решения касательно поверхностей нагрева котла; аэродинамический расчёт газового тракта котельной установки; расчет экономически выгодных решений; вопросы социальной ответственности и анализ производственной безопасности; создание пояснительного графического материала.

В результате работы представлен проект парового котла с твердым шлакоудалением Е-220-10-530 КЖ, характеристики которого составляют: производительность 220 т/ч; рабочее давление в барабане 11,8 Мпа; давление 10 Мпа и температура перегретого пара 530 °С; температура питательной воды 220 °С; ширина и глубина топочной камеры 8 м и 8 м соответственно; КПД брутто 90,243 %; расход топлива 6,645 кг/с.

Область применения: энергетика.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

рабочее состояние топлива: Состояние топлива с таким содержанием общей влаги и зольностью, с которыми оно добывается, отгружается или используется.

теплообмен: Самопроизвольный необратимый перенос теплоты между телами или участками внутри тела с различной температурой.

топочная камера: Устройство котла, для сжигания органического топлива с целью получения высоконагретых дымовых газов.

В выпускной работе приняты следующие сокращения:

ГВ – горячий воздух;

ГГ – горизонтальный газоход;

КПД – коэффициент полезного действия;

КПП I – конвективный пароперегреватель первой ступени;

КПП II – конвективный пароперегреватель второй ступени;

ШПП – ширмовый пароперегреватель;

РПП – радиационный пароперегреватель;

ВП I – воздухоподогреватель первой ступени;

ВП II – воздухоподогреватель второй ступени;

ВЭК I – водяной экономайзер первой ступени;

ВЭК II – водяной экономайзер второй ступени;

КШ – конвективная шахта;
ОП – опускные трубы;
ПВ – питательная вода;
ПВС – пароводяная смесь;
ПОТ – пароотводящие трубы;
ПО – пароохладитель;
ПП – перегретый пар;
ХВ – холодный воздух;
ТШУ – твердое шлакоудаление;
ЖШУ – жидкое шлакоудаление;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
КЭС – конденсационная электростанция;
ТГК – тепловая генерирующая компания;
СГК – Сибирская генерирующая компания;
ШБМ – шаровая барабанная мельница;
ММ – молотковая мельница;
СМ – среднеходная мельница;
МБ – мельница-вентилятор;
ГЛЛ – горелка лопаточно-лопаточная;
ГУЛ – горелка улиточно-лопаточная;
САD – Computer-aided design – программное обеспечение,
предназначенное для автоматизированного проектирования;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок.

Содержание

Введение.....	11
1 Общая характеристика производственного объекта	13
2 Обзор литературы	14
3 Тепловой расчет и котирование топочной камеры котла	15
4 Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева	24
5 Аэродинамический расчёт газового тракта котельной установки.....	27
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	35
7 Социальная ответственность	58
Заключение	70
Conclusion.....	72
Список используемых источников.....	74
Приложение А Тепловой расчет и конструирование топочной камеры парового котла	78
Приложение Б Энтальпия дымовых газов, воздуха и золы по газоходам котла	94
Приложение В Эскиз топочной камеры котла Е-220-10-530 КЖ	95
Приложение Г Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева парового котла	96
Приложение Д Эскиз ширмового пароперегревателя с 3D-моделью	153
Приложение Е Аэродинамический расчет газового тракта котельной установки.....	154
Приложение Ж Схема газового тракта котельной установки	177
Графический материал на отдельных листах:	
ФЮРА. 25.30.11.110.001.ВО Продольный разрез котла Е-220-10-530 КЖ	
ФЮРА. 25.30.11.110.002.ВО Поперечные разрезы котла Е-220-10-530 КЖ	
ФЮРА. 25.30.11.110.003.ВО Горизонтальный разрез котла Е-220-10-530 КЖ	

Введение

На сегодняшний день тенденция в развитии теплоэнергетики диктует свои жесткие требования к котельному оборудованию. В частности, это выражается в улучшении эксплуатационных характеристик, таких как: повышение КПД оборудования, показатели вредных выбросов, а в частности их снижение, а также снижение затрат на производство технически сложного энергетического оборудования.

В большинстве своем, действующие на данный момент теплоэлектростанции России были спроектированы и введены в эксплуатацию в 1980-х годах. За это время оборудование данных станций заметно устарело, как в моральном плане, так и в физическом. Реновация и модернизация данных станций – это необходимая мера для соответствия современным стандартам теплоэнергетического оборудования.

Правительство нашей страны предпринимает активные меры для модернизации теплоэнергетического оборудования электростанций путём разработки государственных программ для поддержки энергетической отрасли. Государственные корпорации уже запланировали первый этап модернизации тепловых электростанций во многих регионах России в срок до окончания 2025 год [1, 2].

Совокупность данных факторов определяет *актуальность* данной выпускной квалификационной работы, *цель* которой – проектирование парового котла с естественной циркуляцией под заданные параметры пара и марку топлива. Проектируемый котлоагрегат предназначен для расширения Томской ГРЭС-2.

Чтобы достичь выполнение поставленной цели необходимо выполнить следующие *задачи*:

- Составить характеристику производственного объекта, для которого предназначен данный проект
- Описать технические решения и методы проектирования

- Провести тепловой расчет котлоагрегата совместно с конструированием поверхностей нагрева
- Произвести аэродинамический расчет газового тракта котельной установки с разрабатываемым паровым котлом
- провести экономические расчеты и технико-экономические показатели;
- рассмотреть вопросы социальной ответственности и производственной безопасности;
- разработать графический материал в соответствии с требованиями ЕСКД.

Данный проект нацелен на своего основного потребителя – Томскую ГРЭС-2. Данный проект может быть применим и на других теплоэлектростанциях, которые планируют наращивать мощность посредством строительства новых энергетических блоков или модернизацией уже существующих на данный момент.

1 Общая характеристика производственного объекта

Данная станция была заложена в мае 1943 года, ее целью было обеспечение работы эвакуированных промышленных предприятий во время войны. 1 июня 1945 года ГРЭС-2 была принята в эксплуатацию и в дальнейшем происходила ее планомерная модернизация. С 1963 года станция включена в Объединённую энергосистему Сибири [3].

Установленная электрическая мощность станции составляет 331 МВт, а тепловая 815 Гкал/ч. На станции действуют 6 турбоустановок: Т-43(50)-90-2М в количестве двух экземпляров, Т-50/60-8.8, ПТ-25 90/10, ПТ 60 90/11 и Т/118/1125-130-8. А так же 10 котлоагрегатов паропроизводительностью от 210 до 230 тонн пара в час и давлением 9,8 и 13,8 МПа, основным топливом для которых являются кузнецкие каменные угли. Так же после реконструкции 1981 года в качестве топлива на станции может использоваться природный газ. Система технического водоснабжения – оборотная с градирнями. Действующий золоотвал находится на расстоянии в 12 км от ГРЭС-2 [4].

Томская ГРЭС-2, так же, как и Томские ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1, принадлежит компании АО «Томская генерация», которая в свою очередь обеспечивает 26 % потребления электроэнергии в Томской области, а также закрывает на 96 % потребность в жителей города в тепловой энергии.

В настоящее время в городе Томске ведется активное строительство новых районов города, что влечет за собой увеличение как тепловой, так и электрической нагрузки на уже существующие станции

2 Обзор литературы

Литературу использованную в данной работе можно разделить на три категории:

- Обще-информационные источники [1–5];
- Учебные пособия, методические указания и нормы расчета [7-15];
- Федеральные законы и стандарты [15-29].

В обще-информационных источниках указывается информация о развитии теплоэнергетики в России, история и текущее состояние Томской ГРЭС-2. Это сайт АО «Томская генерация», которой принадлежит Томская ГРЭС-2, и сайт системного оператора единой энергетической системы.

В учебных пособиях приведена информация на которой основан тепловой расчет камеры сгорания проектируемого котлоагрегата, рассмотренные основные способы и особенности расчета и допустимые диапазоны принимаемых параметров и рассчитанных значений.

В федеральных законах и стандартах рассмотрены нормы и правила организации условий труда, стандарты безопасности, а также права и обязанности рабочих.

3 Тепловой расчет и котирование топочной камеры котла

Цель данного раздела – описать процесс проектирования топочной камеры парового котла, обосновать принятые технические решения по конструкции топочной камеры, выбору горелочных устройств и оборудования системы пылеприготовления. В данном разделе описываются задачи теплового расчета и выбор основных расчётных значений.

Задачей теплового расчета является определение теплового восприятия топочной камеры, размеры экранов топки и ее объема, обеспечивающих снижение температуры дымовых газов до заданного значения

Первой целью теплового расчета является определение основных характеристик топлива, используемого в проекте. На данном этапе необходимо произвести анализ топлива для оценки его соответствия табличными значениям и выявляется их отклонение. Табличные значения приведены в нормативной методике теплового расчета [6, табл. I].

В данной работе присутствуют отклонения по характеристикам топлива, в частности показатели зольности и влажности проектного топлива выше табличных значений. Это является общераспространенной практикой, так как эти параметры топлива могут изменяться от погодных условий, в которые приосходит его добыча, а так технологии хранения, добычи и транспортировки. Это нужно учитывать, так как от этих параметров может измениться теплота сгорания топлива.

Выполнение данного раздела производится на основании данных, указанных в задании.

Принятие технических решений и тепловой расчет топочной камеры проводились на основании исходных данных, представленных в задании и согласно рекомендациям, изложенным в [6–11].

В Приложении А представлены характеристики исходного топлива.

Значения энтальпий для отдельных газоходов котла приведены в Приложении Б.

Эскиз топочной камеры котла представлен в Приложении В.

Основные результаты теплового расчета топочной камеры проектируемого котла представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные результаты теплового расчета топочной камеры

Характеристика	Значение
Компоновка котла	П-образная
Компоновка конвективной шахты	Двухступенчатая
Способ шлакоудаления	ЖШУ
Ширина топочной камеры, a_T	8 м
Глубина топочной камеры, b_T	8 м
Высота топочной камеры, H_T	20,362 м
Площадь стен топочной камеры, F_T^{CT}	730,939 м ²
Система пылеприготовления / тип мельниц	Замкнутая, с бункером пыли / ШБМ
Тип, расположение и количество горелочных устройств	8 шт. (по 25 МВт каждая) вихревых горелочных устройств с расположением в один ярус, на боковых стенах топочной камеры.
Температура дымовых газов на выходе топке, $\vartheta_T^{\text{в}}$	1120 °С
Температура уходящих дымовых газов, ϑ_{yx}	125 °С
Температура горячего воздуха, $t_{г.в.}$	400 °С
КПД (брутто), η	90,243 %
Расход топлива, B_p	6,645 кг/с

3.1 Выбор способа шлакоудаления

Шлакоудаление – удаление из топки парового котла очаговых остатков, образующихся при сжигании твёрдого топлива. В топочной камере существует два вида удаления шлака, твердое шлакоудаление (ТШУ) при котором шлак в твёрдом состоянии выпадает из воронки топки в шлаковый бункер и жидкое шлакоудаление (ЖШУ), при котором шлак в расплавленном виде с температурой около 1700 °С стекает в шлаковые ванны, где он гранулируется [7].

В соответствии с [6, 7] твердое шлакоудаление целесообразно применять для топлив с температурой $t_c > 1250$ °С. Так же присутствует

возможность применения данного типа шлакоудаления при сжигании топлив с умеренными значениями t_c и показателе $V^{daf} > 18\%$. Еще одним случаем для обоснования использования данного типа шлакоудаления является низкая приведенная зольность, а именно $A_{пр} < 1\%$.

Так же в соответствии с [6, 7] использования жидкого шлакоудаления может быть обусловлено относительной легкоплавкостью золы. Зола считается легкоплавкой если $t_c \leq (1150 - 1250)^\circ\text{C}$. Еще одним критерием для выбора данного способа шлакоудаления является низкий выход летучих веществ, критерий по $V^{daf} < 18\%$. Это характерно для окисленных кузнецких каменных углей марок Т и СС добываемых открытым способом с переменной минеральной массой.

По заданию указано топливо уголь Кузнецкий Т. Данный уголь обладает очень низким параметром выхода летучих веществ $V^{daf} = 12,5\%$, что в свою очередь провоцирует необходимость в более высоких температурах в зоне ядра горения, для организации стабильного сжигания топлива. Исходя из этого выбор был произведен в пользу жидкого шлакоудаления, конструкция – топки с пережимом.

3.2 Выбор типа углеразмольных мельниц и системы пылеприготовления

Углеразмольные мельницы имеют различные принципы измельчения топлива и разные скорости вращения подвижной части. Существующие типы мельниц осуществляют размол посредством ударов мелющих тел по частицам топлива, раздавливания кусков угля между вращающейся и неподвижной частью мельницы или истирания угольных частиц с помощью прижатого мелющего тела, которое перемещается по их поверхности.

Существует несколько основных типов мельниц применяемы в энергетической промышленности, ими являются: шаровые барабанные мельницы (ШБМ), мельницы-вентиляторы (МВ), среднеходные мельницы (СМ), а также молотковые мельницы (ММ) [6].

СМ характеризуются крайне высокой чувствительностью к попаданию в мельницу инородных металлических предметов, что может привести к поломке оборудования. Чаще всего используется при размоле бурых углей с низкой влажностью, а также каменных углей. Спецификой СМ является быстрое снижение ресурса при измельчении топлив с высокой абортивностью [11].

ММ характеризуются относительно грубым размолем ($R^{90} > 40 \%$) топлив с $V^{daf} > 25 \%$ и коэффициенте размолоспособности выше 1, но при этом обладают высокими экономическими показателями. По использованию в системах пылеприготовления являются наиболее универсальными, они могут применяться как в системах с промежуточным бункером пыли, так и прямым вдуванием топлива, и могут работать под разряжением и надувом.

ШБМ исходя из конструкции является самым металлоёмким решением для размола угла, с этим связано отсутствие возможности быстрой регулировки производительности мельницы, поэтому они большую часть времени работают с постоянной скоростью. Применение мельницы обусловлено для топлив с высоким коэффициентом размолоспособности и низким выходом летучих веществ. Специфика работы данной мельницы диктует ее применение во основном в системах с промежуточным бункером пыли, при работе под разряжением.

МВ выполняет сразу две функции размол угля и создание давления для преодоления сопротивления пылепроводов. В основном используется в системах с сушкой дымовыми газами. Создавалась для размола высоковлажных бурых углей, но также может применяться для размола каменных углей, если позволяет коэффициент размолоспособности.

По коэффициенту размолоспособности, который равен единице, и необходимости в более мелком размолу, была выбрана шаровая барабанная мельница.

Пылеприготовительная система состоит из набора оборудования, которое используется для размола топлива, его сушки и подачи готовой пыли в горелки топочной камеры.

Системы пылеприготовления для подачи топлива к котлам разделяются на центральные и индивидуальные в зависимости от принципа обеспечения котлов топливом. В случае центральных систем пыль производится для всех котлов электростанции в специальном оборудовании, установленном в отдельном здании, известном как центральный пылезавод. Затем пыль транспортируется к паровым котлам по пылепроводам. В случае индивидуальных систем пыль производится непосредственно у каждого котла в соответствующем оборудовании. При этом также предусматривается возможность передачи пыли к соседним агрегатам, что повышает надежность поставки пыли для работы котлов [9].

В данном проекте по принципу обеспечения котла топливом система будет являться замкнутой, индивидуальной системы пылеприготовления с бункером пыли, с использованием воздуха в качестве сушильного агента, т.е. ее оборудование расположено непосредственно у самого котла. Такая система надёжна в эксплуатации.

3.3 Выбор расчетных температур

Выбор температуры газов на выходе из топки осуществляется в соответствии с рекомендациями диктуемыми условиями надежной работы конвективных поверхностей нагрева топочной камеры.

В соответствии с [6, 7] одна из самых больших потерь в КПД котла – это потеря с теплом уходящих газов. Экономичность работы котла напрямую зависит от данной температуры. В целях уменьшения потерь, производят уменьшение данной температуры. Обратной стороной данного процесса является необходимость увеличения габаритов конвективных поверхностей нагрева, что связано с требованием к более глубокому охлаждению дымовых газов. Также при снижении данной температуры возникает увеличение рисков возникновения низкотемпературной коррозии в данных поверхностях нагрева.

Так же в соответствии с [6] выбор температуры уходящих газов зависит от температуры питательной воды.

3.3.1 Выбор температуры газов на выходе из топки ϑ_T''

Температуру газов на выходе из топки рекомендуется принимать меньше t_A примерно на 50–100 °С [6, 7].

Температура дымовых газов на выходе топки была выбрана равной 1120 °С.

3.3.2 Температура уходящих дымовых газов ϑ_{yx}

Выбор данной температуры производим исходя из условия эффективного использования тепла и расхода металла на конвективные поверхности нагрева, располагающиеся в вертикальном газоходе котла, учитывая возможность возникновения низкотемпературной коррозии.

Для увеличения КПД установки был произведен выбор температуры уходящих газов значение которой принимается равной 125 °С.

3.3.3 Температура горячего воздуха $t_{г.в.}$

В соответствии с [6] выбор температуры подогрева воздуха в ВП осуществляется на основе свойств топлива, способа его сжигания, а также характеристики использованной в проекте системы пылеприготовления.

При значениях температуры подогрева воздуха превышающих 310–320 °С, рекомендуется выполнять двухступенчатую компоновку низкотемпературных поверхностей нагрева. В этом случае одна ступень воздухоподогревателя устанавливается в рассечку.

Исходя из свойств заданного топлива, а именно то, что топливо является твердым сухим ($W_{пр}^r < 1,30 \%$) и низкорекреационным ($V^{daf} < 25 \%$) была принята $t_{г.в.} = 400$ °С. В связи с чем выбрана двухступенчатая компоновка конвективной шахты.

3.4 Выбор и компоновка горелочных устройств

Пылеугольная горелка – это устройство, созданное для смешивания пылевидного топлива с воздухом и распыления полученной смеси в место сжигания.

Пылеугольные горелки могут быть классифицированы на два типа - вихревые и прямоточные, в зависимости от конструктивных особенностей, которые определяют характер и аэродинамическую структуру горелочных струй. Кроме того, в определенных условиях могут быть созданы комбинированные горелки, основанные на сочетании этих двух типов.

Компоновка пылеугольных горелок представляет из себя схему их расположения на стенах топочной камеры.

Встречная компоновка широко используется в котлах средней и высокой мощности для сжигания различных видов углей, включая каменный и бурый уголь, а также угли с низкой реакционной способностью

Для сжигания бурых углей с $V^{daf} > 30\%$ в схеме тангенциального расположения горелок могут быть использованы горелки прямоточного типа. Для антрацитового штыба, тощего угля, каменных углей марки СС (низкорекреационных), а также забалластированных бурых и каменных углей устанавливаются лопаточно-лопаточные (ГЛЛ) и улиточно-лопаточные горелки (ГУЛ) [7].

Однофронтальная компоновка горелок рекомендуется для высокорекреационных углей, для газа и мазута. Не рекомендуется для углей с $V^{daf} < 30\%$ (для вихревых и особенно прямоточных) [7]:

- из-за снижения экономичности сжигания;
- пониженного коэффициента заполнения топочной камеры;
- несимметричного положения факела в топочной камере.

Рекомендуется выбирать количество горелок таким образом, чтобы общая тепловая мощность горелок была выше полного количества тепла, которое полезно используется в котле.

В данном проекте был произведен выбор в сторону 8 вихревых горелок со встречным расположением в один ярус на боковых стенах топочной камеры, с целью увеличения температуры в зоне ядра горения.

3.5 Разбивка стен топочной камеры на панели

В данном пункте была произведена разбивка топочной камеры на панели, определение их габаритных размеров и количества экранных, а также опускных и пароотводящих труб. Итоговое количество панелей топочной камеры составило 16 штук, по 4 штуки на каждую сторону. Количество опускных и пароотводящих труб равное и составляет для 40 штук для каждого типа. Так же было рассчитано количество труб в скосе экранов топки.

3.6 Выбор конструктивных характеристик топки

В данной части расчета были определены высота выходного окна, высота камеры горения и высота камеры охлаждения. Были выбраны размеры и габариты пережима для топки с жидким шлакоудалением, а также количество и периметр леток, высота и площадь ошиповки. Были определены суммарный объем и высота топочной камеры, площади поверхностей стен и тепловое напряжение в сечении и объеме топки. Так же были приняты размеры и конструкция ширмового пароперегревателя.

Результатом данного пункта расчета являются высота топочной камеры, размеры выходного окна, размеры и угол пережима.

3.7 Тепловой расчет топочной камеры

Задачей данного пункта является сведение баланса по конструкторской и расчетной площадям стен топочной камеры, что будет говорить о верности выбранных конструктивных решений.

Методика заключается в расчете коэффициентов связанных с тепловосприятием экранов топочной камеры, на основе которых рассчитывается тепловоспринимающая поверхность стен. Расчет считается верным, если расхождение между конструкторской и расчетной площадями поверхности стен не превышает 2%. Данная проверка для текущего проекта считается выполненной расхождение составило 0,44%.

Так же в этом разделе проводится проверка на длину факела, минимальная длина факела, при производительности котла 150 т/ч должна быть не менее 16 м, определяется графически основываясь на чертеже топочной камеры в Приложение В. Для данного проекта данное значение составило 19,6 м, следовательно

3.8 Вывод по разделу 3

Результатом выполнения данного раздела являются полученные значения габаритов топочной камеры, также размеры выходного окна, количество пароотводящих, опускных и экранных труб.

4 Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева

Задачей этого раздела является представление и описание процесса проектирования поверхностей нагрева парового котла.

Проектирование котельного агрегата очень ответственный процесс, для которого необходимо наличие глубоких знаний в данной области. Это связано с тем, что котлоагрегат представляет из себя технически-сложный объект, большая часть аспектов которого связаны друг с другом.

Для разработки проекта котла важным компонентом, наряду с расчетом топочной камеры, является тепловой расчет и проектирование отдельных поверхностей нагрева.

Для теплового расчета существуют два метода: конструкторский и поверочный. Конструкторский расчет направлен на определение геометрических характеристик поверхностей нагрева на основе известных тепловых характеристик. Поверочный расчет, напротив, имеет обратную задачу: определение тепловых характеристик поверхностей при заданных геометрических параметрах. В процессе проектирования данного котельного агрегата применялись как конструкторский, так и поверочный расчеты. Конструкторский расчет использовался для определения геометрических характеристик конвективных пароперегревателей, экономайзеров и воздухоподогревателей. Поверочный расчет применялся для оценки ширмовых и радиационных пароперегревателей, а также пароотводящих труб тыльного экрана топочной камеры.

Необходимо отметить, что особенностью конструкторского и поверочного тепловых расчетов является применение метода последовательных приближений, который требует постоянной корректировки результатов на каждом этапе проектирования.

Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева котла проводились в полном соответствии с нормативной методикой [6] и рекомендациями [7, 9–12].

В приложении Г приведены порядок расчета поверхностей нагрева котлоагрегата и его результаты.

Порядок расчета поверхностей нагрева парового котла представлены в Приложении Г.

К поверхностям теплообмена рассчитанным конструкторским методом относятся: первая и вторая ступени конвективного пароперегревателя, так же обе ступени водяного экономайзера и воздухоподогревателя.

Поверочным методом были рассчитаны ширмовый пароперегреватель, радиационный пароперегреватель, а также паропроводящие трубы тыльного экрана топочной камеры.

На рисунках 4.1 и 4.2 показаны эскизы ступеней конвективных пароперегревателей.

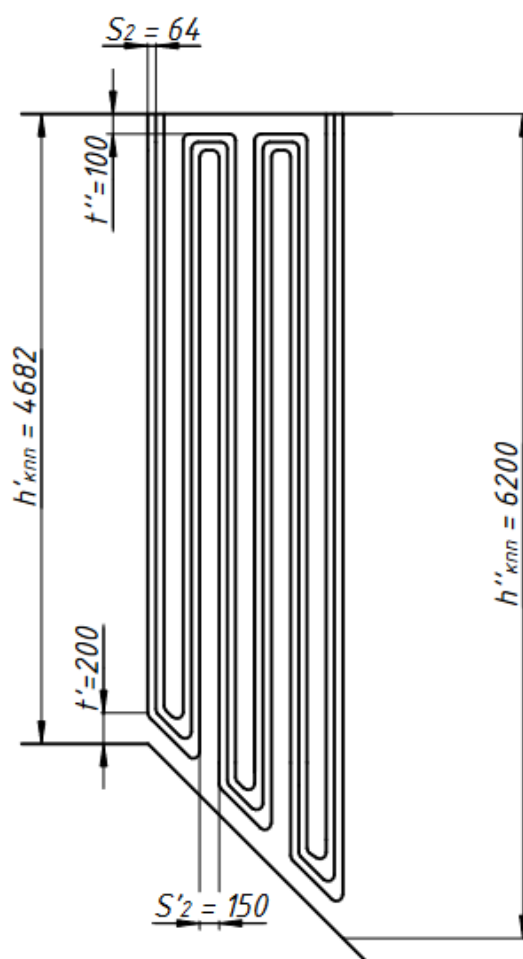


Рисунок 4.1 – Эскиз КПП I

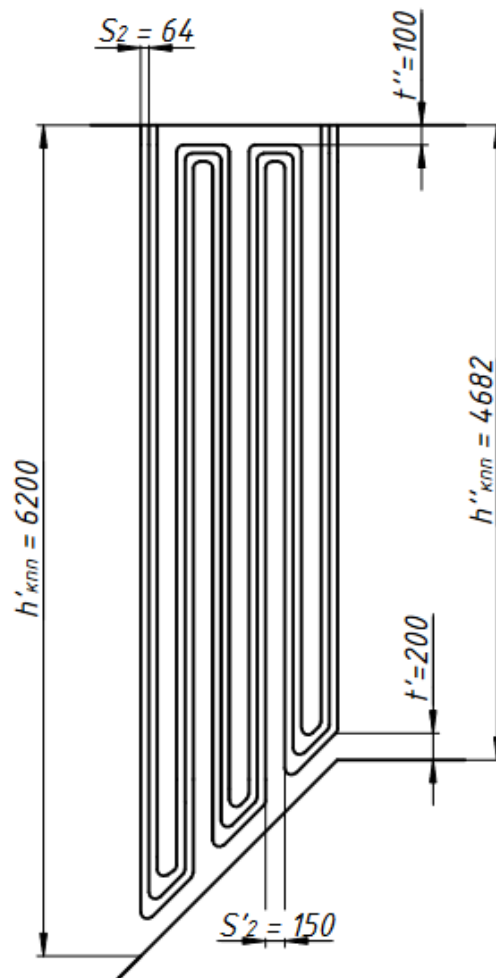


Рисунок 4.2 – Эскиз КПП II

Эскиз ширмового пароперегревателя и его 3d модель представлены в Приложении Д.

Эскизы низкотемпературных поверхностей нагрева в работе не представлены. Конструктивные особенности ВЭК и ВП, а также их компоновка показаны в графической части проекта.

Основными результатами данного раздела стали геометрические и тепловые характеристики поверхностей нагрева парового котла, которые приведены в Приложении Г.

Точность проведенных расчетов отражается в результате определения относительной невязки теплового баланса котла, которая составляет менее 0,5 % (Таблица Г.1, п. 8.12).

5 Аэродинамический расчёт газового тракта котельной установки

В данной главе приводится методика для расчета газового тракта котельной установки, на базе ранее спроектированного котла

Е-220-10-530 КЖ.

Главная цель аэродинамического расчета – это расчет сопротивлений газовоздушного тракта, выбор на их основе тягодутьевых машин и золоуловителей. Так же проводится расчет минимально необходимой высоты дымовой трубы, для соответствия нормам предельно допустимых концентраций оксида серы и золы в воздухе.

В соответствии с [11, 12], газовый тракт котлоагрегата состоит из различных элементов таких как: тягодутьевые машины, золоуловители, регулирующие органы, как например шиберы, газопроводы и дымовые трубы. Также частью данной системы являются конвективные поверхности парового котла, так как они создают сопротивление в горизонтальном газоходе и конвективной шахте.

При проектировании была использована схема с уравновешенной тягой, она наиболее распространена для твердотопливных паровых котлов. Данная схема обладает преимуществом, заключающемся в том, что отсутствует необходимость в конструировании полностью герметичного котлоагрегата, что связано с тем, что схема обеспечивает наибольшее разрежение по газовому тракту, и из-за этого исключается выбивание дымовых газов в котельный цех. Обратной стороной данного технологического решения является появление присосов холодного воздуха из котельного цеха, что следует учитывать при тепловом расчете котлоагрегата.

В котлах с уравновешенной тягой отдельно рассчитываются перепады давлений в воздушном тракте, от места забора воздуха из окружающей среды до выхода воздуха в топку, и в газовом тракте, от топки до выхода газов из дымовой трубы [13, 14].

В таблицах 5.1 и 5.2 представлены исходные данные для расчета аэродинамики газового тракта котельной установки.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета газового тракта в пределах котла

Наименование	Обозначение	Ед. измерения	Участки тракта котла				
			ШПП	КПП II	КПП I	ВЭК I– ВЭК II	ВП I– ВП II
1	2	3	4	5	6	9	10
Диаметр труб	d	мм	32×4	32×4	32×4	38×4 32×4	33×1,5– 29×1,5
Расположение труб	–	–	Коридорное			Шахматное	
Шаг труб	$\frac{S_1}{S_2}$	мм/м м	500/48	100/64	100/64	95/57–83,2/48	60/44–72/55
Относительный шаг труб	σ_1/σ_2	–	15,6/1,5	3,125/2	3,125/2	2,5/1,5– 2,6/1,5	1,5/1,1– 1,41/1,079
Число рядов труб по ходу газов	Z_2	–	32	18	18	–	–
Сечение для прохода газов/воздуха на входе	F'	м ²	74,335	34,24	25,982	25,5–19,295	12,66– 12,897
Сечение для прохода газов/воздуха на выходе	F''	м ²	52,211	25,982	34,24		
Средний избыток воздуха	$\alpha_{ср}$	–	1,2	1,208	1,223	1,29–1,24	1,315–1,265
Средний объём дымовых газов	$V_{г}$	м ³ /кг	8,51	8,562	8,665	9,127–8,785	9,298–8,956
Присосы воздуха	$\Delta\alpha$	–	0	0,015	0,015	0,02	0,03
Средняя скорость	$\omega_{г}$	м/с	4,469	8,997	6,859	6,785–6,36	8,359–10,95
Поправочный коэфф.	κ	–	1,2	1,2	1,2	1,2	–

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	9	10
$\psi = \frac{S_1 - d}{S_2 - d}$		–	29,25	2,125	2,125	3–3,2	5–5,25
$\varphi = \frac{S_1 - d}{\sqrt{\frac{1}{4} \cdot S_1^2 + S_2^2 - d}}$		–	1,84	0,84	0,84	0,77–0,81	0,39–0,31

Таблица 5.2 – Характеристики котла и продуктов сгорания

Величина	$a_{ГГ}$	$a_{КШ}/b_{КШ}$	V_0^H	$V_{RO_2}^H$	$V_{O.N_2}^H$	$V_{H_2O}^H$	α_{yx}	$r_{H_2O}^{КПП I}$	$r_{H_2O}^{ВП}$	ϑ_{yx}	B_p
Ед. измерения	м	м	м ³ /кг				–	–	–	°С	кг/с
Значение	8,0	8,0/5,1	6,740	1,27 3	5,33 8	0,56 5	1,3 3	0,06 5	0,06 1	12 5	8,0 0

Эскиз схемы газового тракта котельной установки представлен в Приложении Ж.

На первом этапе данного расчета определится аэродинамическое сопротивление участков газового тракта в пределах котла (Участок I).

Далее производится выбор золоуловителей и оценка их сопротивлений. В целях обеспечения бесперебойной работы котла применяется дублирование всего котельно-вспомогательного оборудования, это так же относится к золоуловителям. Для обеспечения надежности работы, каждый электрофильтр должен обеспечивать покрытие 70 % нагрузки на котлоагрегат.

В данной работе в качестве золоуловителей были выбраны электрофильтры модели УГ2-3-53-01 (рисунок 5.1), характеристики которых указаны в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Характеристика УГ2-3-53-01 [11]

Производительность по газам, тыс м ³ /ч	Размеры входных (a/b) и выходных (a'/b') газоходов	Основные размеры корпуса, мм			Общая масса, т
		A	B	H	
286	7200/8510	15120	10680	15380	198

Далее производится расчет аэродинамических сопротивлений для участка II, длина участка считается от выхода из котла, до золоуловителя. На

третьем этапе производится расчет сопротивления золоуловителя, включая прилегающие к нему диффузор и конфузор.

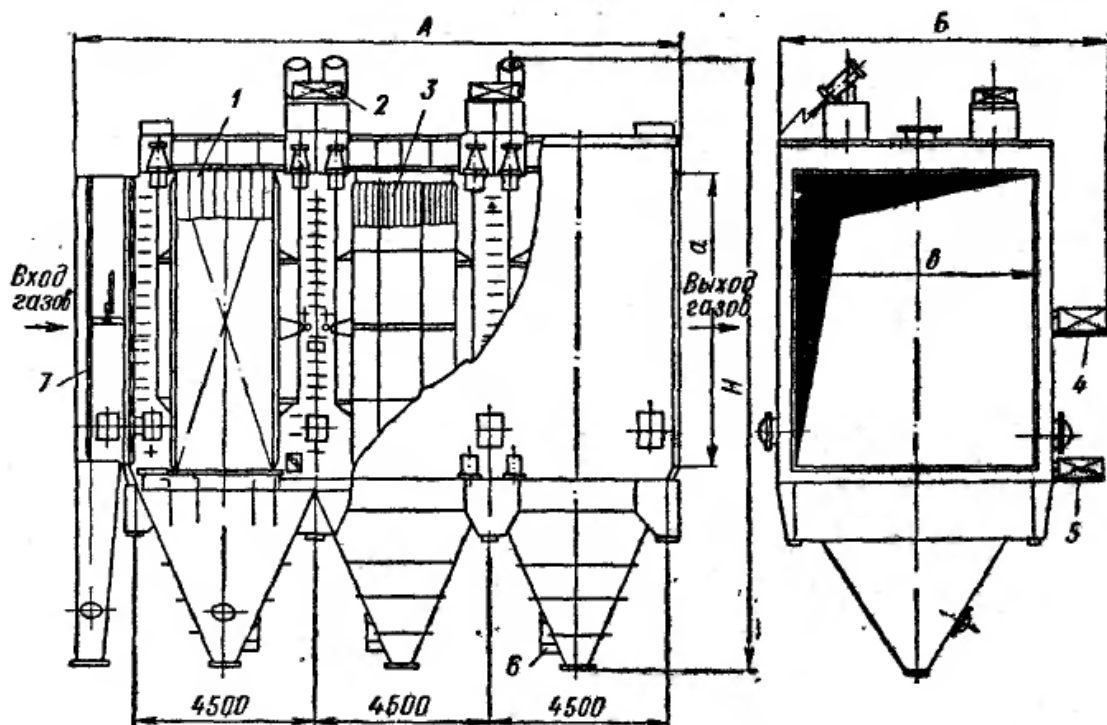


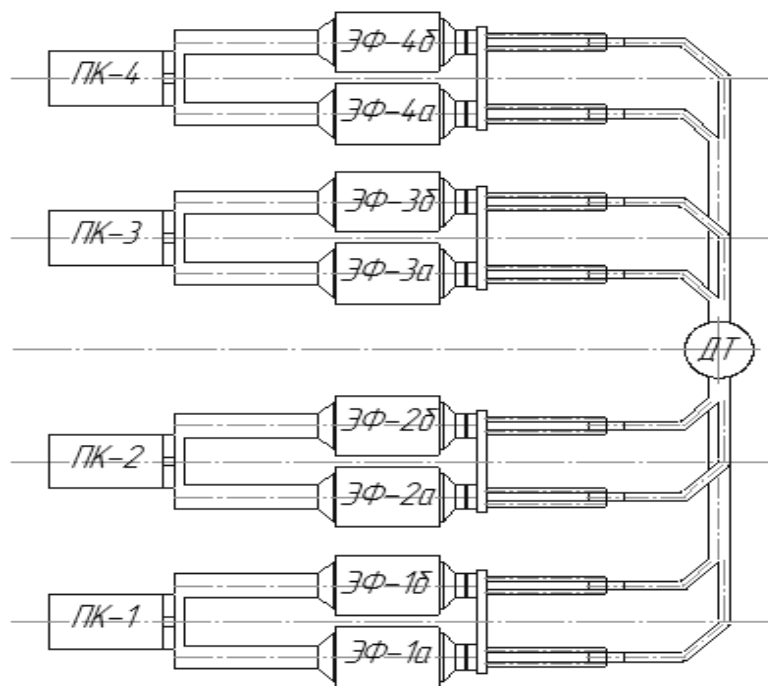
Рисунок 5.1 – Электрофильтр типа УВ2

Далее принимается первичное значение сопротивления газового тракта от золоуловителя, до дымососа, а также выбор дымососа на основании сопротивлений посчитанных участков газового тракта. В данной работе был произведен выбор дымососа в пользу модели Д-18×2 (рисунок 5.2) с двустороннего всасывания. Его конструктивные характеристики представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Конструктивные характеристики дымососа типа Д-18×2 с разворотом № 15 [12, с. 79]

Размер, мм												Маховый момент, кг·м ²	Масса, кг
D_2	а	б	в	H	д	е	ж	и'	к'	л'	м'		
1800	2188	3750	4190	1360	1095	1550	1260	1050	1330	2040	830	2900	8950

зольности в проектном топливе. По результату проектирования, высота трубы составила 47 м.



ПК-1, 2, 3, 4 – паровые котлы; ЭФ – электрофильтры; ДТ – дымовая труба

Рисунок 5.3 – Расположение котлов и газоходов станции относительно дымовой трубы

Как итог данного расчета, проверяется соответствие выбранного первично дымососа параметрам, с учетом новых значений для участков IV и V. В данной работе окончательный расчет подтвердил предварительный выбор дымососов. По проекту устанавливаются два дымососа двухстороннего всасывания Д-18×2 с частотой вращения 590 об/мин.

Вывод по разделу 5:

В процессе расчета определены сопротивления газового тракта:

- сопротивление раздающего короба $\Delta h_{\text{кор}} = 13,91$ мм вод. ст.;
- сопротивление от выхода дымовых газов из воздухоподогревателя до их входа в золоуловитель $\Delta h_{\text{II}} = 22,845$ мм вод. ст.;
- сопротивление золоуловителя $\Delta h_{\text{III Г}} = 32,564$ мм вод. ст.;
- сопротивление от золоуловителя до дымососа $\Delta h_{\text{IV}} = 18,84$ мм вод. ст.;

– сопротивление от дымососа до дымовой трубы $\Delta h_v = 14,44$ мм вод. ст.

Определены геометрические размеры газопроводов, выбраны в качестве золоуловителя электрофильтр УГ2-3-53-01 и дымососы типа Д-18×2. Расчетная высота и устье дымовой трубы в проекте так же были рассчитаны. Аэродинамический расчет представлен в Приложении Е, схема газового тракта представлена в Приложении Ж.

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

Студенту:

Группа		ФИО	
5Б94		Мальцев Егор Андреевич	
Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ им. И.Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, районный коэффициент по г. Томску
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1) Анализ потенциальных потребителей; 2) Анализ конкурентных технических решений; 3) SWOT-анализ;
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	1) Структура работ в рамках НИ; 2) Определение трудоёмкости выполнения НИ; 3) Разработка графика проведения НИ; 4) Бюджет НИ;
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1) Интегральный финансовый показатель разработки; 2) Интегральный показатель ресурсоэффективности; 3) Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки; 4) Сравнительная эффективность проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>	
2. <i>Матрица SWOT</i>	
3. <i>Альтернативы проведения НИ</i>	
4. <i>График проведения и бюджет НИ</i>	
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.02.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	К.Э.Н.		27.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б94	Мальцев Егор Андреевич		27.02.2023

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Разработка проекта производится группой работников, состоящей из двух человек – руководителя и студента.

В контексте рыночной экономики, успешное развитие предприятия требует тщательной проработки и эффективной организации его финансовой системы. Важность оценки конкурентоспособности проектов, а также расчета капитальных инвестиций и операционных расходов для новых объектов значительно возрастает. Такие аналитические действия становятся неотъемлемой частью стратегического планирования и обеспечивают успех предприятия в современной экономической среде.

Основной задачей раздела "Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение" является расчет и оценка финансовой эффективности проекта котельного агрегата. Это позволяет принимать оптимальные решения на этапе проектирования, предотвращать ненужные расходы, найти баланс между финансовыми показателями и требованиями к проекту.

Проектирование котельной установки, соответствующей современным технологиям требованиям для модернизации Томской ГРЭС-2 диктует актуальность и практическую направленность данного раздела.

Паровые котлы имеют широкий спектр применения в различных отраслях промышленности, таких как теплоснабжение и энергетика, а также они могут использоваться на производстве, где технологический процесс требует применение влажного или перегретого пара.

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Анализ потенциальных потребителей результатов исследования

Потенциальным потребителем данного проекта является производственное подразделение АО «Томская генерация», Томская ГРЭС-2. АО «Томская генерация» обеспечивает теплом более 96 % потребителей города Томска и на 26 % закрывает потребности Томской области в электричестве.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

С позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения анализ конкурентных технических решений позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки, а также определить направления для её будущего повышения [13].

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования;
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок и т.д.

Анализ конкурентных решений проводящийся с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения необходим для оценивания показателя эффективности проекта и определения направления его развития с целью дальнейшего улучшения данного показателя.

Для сравнения с проектируемым котлом Е-220-10-530 КЖ выбраны еще два – Е-210-13,8-560 КТ и Е-220-9,8-540 ГМ.

Данные котлоагрегаты были сравнены и оценены по критериям, указанным в таблице 6.1. Выбор данных критериев был произведен исходя их специфики объектов сравнения. Были учтены как технические, так и экономические особенности данных котлоагрегатов.

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

наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1 [13].

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность вида;

V_i – вес критерия (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,11	3	3	3	0,33	0,33	0,33
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	3	3	4	0,42	0,42	0,56
3. Помехоустойчивость	0,02	4	4	4	0,08	0,08	0,08
4. Энергоэкономичность	0,09	2	3	3	0,18	0,27	0,27
5. Надежность	0,19	4	4	4	0,76	0,76	0,76
6. Уровень шума	0,04	3	3	3	0,12	0,12	0,12
7. Безопасность	0,25	5	4	4	1,25	1	1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,02	3	2	2	0,06	0,04	0,04
2. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	3	3	0,06	0,06	0,06
3. Цена	0,06	3	2	2	0,18	0,12	0,12
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3
5. Итого	1	38	36	37	3,74	3,5	3,64

По результатам оценки технических решений конкурентоспособность данного проекта составила 3,74, для конкурентов данный показатель составил 3,5 и 3,64. На основании этого можно сделать вывод, что данный проектируемый котельный агрегат является конкурентоспособнее в сравнении с конкурентом.

6.1.3 SWOT-анализ

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

Данный этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Сильные стороны – это факторы, которые положительно сказываются на развитии проекта. Сюда обычно включают все, что превращает функционирование в успешную и конкурентную работу.

Слабые стороны – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Это то, что плохо получается в рамках проекта или где он располагает недостаточными возможностями или ресурсами по сравнению с конкурентами.

На первом этапе SWOT анализа в таблице 6.2 были описаны сильные и слабые стороны проекта, выявлены возможности и угрозы реализации работы.

В данном разделе были описаны сильные и слабые стороны проекта, а также выявлены возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Касаясь слабых сторон проекта следует обратить внимание, на вредные выбросы в атмосферу для минимизации данного эффекта необходимо проводить мероприятия по очистке дымовых газов от содержащихся в них твердых частиц золы. Для снижения риска возникновения чрезвычайной ситуации необходимо проводить инструктаж по

технике безопасности и следить за работой оборудования при эксплуатации оборудования. Главной угрозой, на которую стоит обратить внимание – использование возобновляемых источников энергии. Решением данной угрозы является повышение безопасности установки, снижение цены на оборудование путем внедрения альтернативных материалов, а также снижение габаритов котельного агрегата.

Таблица 6.2 – Матрица SWOT анализа

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Высокий КПД проекта С2. Топливо не является ценным сырьем С3. Наличие прототипа С4. Высокие параметры рабочего тела С5. Имеет спрос на рынке</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Вредные выбросы в атмосферу Сл2. Высокие требования к качеству рабочего тела Сл3. Риск возникновения чрезвычайной ситуации</p>
<p>Возможности: В1. Бесперебойная поставка тепловой и электроэнергии В2. Снижение экологической опасности В3. Улучшение рабочих процессов оборудования</p>	<p>Результаты анализа матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: 1. Бесперебойная поставка тепловой энергии достигается доступностью используемого топлива, а также высокими параметрами рабочего тела 2. Улучшение рабочих процессов оборудования достигается при наличии высокого КПД проекта</p>	<p>Результаты анализа матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: 1. Применение электрофильтров позволит снизить вредные выбросы в атмосферу и уменьшить влияние на экологию 2. Использование очищенной питательной воды поможет повысить качество рабочего тела, тем самым обеспечить бесперебойную поставку электроэнергии</p>
<p>Угрозы: У1. Переход на возобновляемые источники энергии У2. Снижение спроса на проектируемый объект У3. Изменение требуемой спецификации или государственных стандартов У4. Преимущество в использовании энергии радиоактивного распада</p>	<p>Результаты анализа матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: 1. Переход на возобновляемые источники энергии приводит к понижению КПД проекта 2. Изменение требуемой спецификации или государственных стандартов может привести к изменению параметров рабочего тела, а это может привести к изменению конструктивных характеристик проекта</p>	<p>Результаты анализа матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: 1. Использование радиоактивного топлива приводит к повышению радиоактивных отработавших отходов, что негативно влияет на экологию 2. Использование более экологичного вида топлива может привести к снижению спроса данного проекта</p>

6.2 Планирование работ по научно-техническому исследованию

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

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

Распределение работ производится в таком порядке: организация работ в рамках разрабатываемого проекта; определение работ для каждого участника; утверждение временных ограничений для процесса работ; создание рабочего графика [13].

Перечень этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор методики проектирования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель и студент
	3	Выбор направления исследований	Научный руководитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент
	6	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель и студент
Разработка технической документации и проектирование	7	Выбор и расчет конструкции	Студент
	8	Оценка эффективности выбранной конструкции и применения проектируемого изделия	Студент
	9	Выполнение проекта на чертеже	Студент
Оформление результатов проекта	10	Составление пояснительной записки	Студент
	11	Публикация полученных результатов	Студент

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, который зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется следующая формула [13]:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

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

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

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

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

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

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным представлением проведения работ является построение ленточного графика в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [13].

Для удобства построение графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Расчет коэффициента календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 6.4. На основе этой таблицы строится календарный план-график (таблица 6.5).

График строится для максимального по длительности исполнения работ.

Таблица 6.4 – Временные показатели проведения работ по проекту

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работ в календ. днях, T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожи}$, чел-дни		Науч. рук.	Студ.	Науч. рук.	Студ.
	Науч. рук.	Студ.	Науч. рук.	Студ.	Науч. рук.	Студ.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Составление и утверждение технического задания	1	1	3	3	1,8	1,8	0,9	0,9	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	2	2	5	5	3,2	3,2	1,6	1,6	2	2
Выбор направления исследований	1	–	3	–	1,8	–	1,8	–	3	–
Календарное планирование работ по теме	1	–	2	–	1,4	–	1,4	–	2	–
Проведение теоретических расчетов и обоснований	-	5	–	12	–	7,8	–	7,8	–	12

Продолжение таблицы 6.4

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Оценка эффективности полученных результатов		3	3	5	5	3,8	3,8	1,9	1,9	3	3
Выбор и расчет конструкции		-	2	-	3	-	2,4	-	2,4	-	4
Оценка эффективности выбранной конструкции и применения проектируемого изделия		-	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2
Выполнение проекта на чертеже		-	30	-	45	-	41	-	36	-	53
Составление пояснительной записки		-	10	-	20	-	14	-	14	-	21
Публикация полученных результатов		-	3	-	7	-	4,6	-	4,6	-	7

Таблица 6.5 – Календарный план-график проведения работ по проекту

№ работ	Вид работ	Исполнитель	Т _{кi} , кал. . дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февр.			Март			Апрел ь			Май			Июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель и студент	1	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель и студент	2	■													
3	Выбор направления исследований	Научный руководитель и студент	3	■	■												
4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель	2	■													
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент	12		■	■											
6	Оценка эффективности и полученных результатов	Научный руководитель и студент	3			■	■										
7	Выбор и расчет конструкции	Студент	4			■	■										
8	Оценка эффективности и выбранной конструкции	Студент	2			■	■										

Продолжение таблицы 6.5

№ работ	Вид работ	Исполнитель	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ															
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2			
9	Выполнение проекта на чертеже	Студент	53																
10	Составление пояснительной записки	Студент	21																
11	Публикация полученных результатов	Студент	7																

□ – Студент

■ – Научный руководитель

Как видно из таблицы, основное время занимает выполнение проекта на чертеже, который выполняется в ручном исполнении. Следовательно, для роста производительности труда необходимо внедрять современные технологии и программы, а так же совершенствовать организацию производства и труда.

6.3 Бюджет проекта

При планировании бюджета обеспечиваем полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используем следующие группировки по статьям [13]:

- Материальные затраты проекта;
- Затраты на специализированное оборудование;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы.

6.3.1 Материальные затраты

Под материальными затратами понимается величина денежных средств, потраченных на канцелярские товары, необходимые для достижений целей проекта. Материальные затраты показаны в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за единицу, руб.			Затраты на материалы, руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Карандаш (Н)	Шт.	3	3	2	30	30	30	90	90	60
Карандаш (НВ)	Шт.	3	2	2	30	30	30	90	60	60
Ластик	Шт.	2	1	1	30	30	30	60	30	30
Формат А1	Шт.	1	1	1	150	150	150	150	150	150
Канцелярский нож	Шт.	1	0	0	160	0	0	160	0	0
Линейка 50 см.	Шт.	1	1	0	150	150	0	150	150	0
Рейсшина		1	0	1	200	0	200	200	0	200
Циркуль	Шт.	1	0	0	220	0	0	220	0	0
Кнопки	Уп.	1	0	0	50	0	0	50	0	0
Шариковая ручка	Шт.	1	1	1	30	30	30	30	30	30
Итого								1200	510	560

6.3.2 Расчет затрат на специализированное оборудование и программное обеспечение для проекта

В данный пункт включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной

цене. При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15 % от его цены. Расчет затрат по данной статье представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования и программного обеспечения для проекта

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., тыс. руб.	Затраты на оборудование, тыс. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ноутбук	Шт.	1	1	1	38	38	38	38
Программное обеспечение (MathCAD)	Шт.	1	0	1	5	5	0	5
Программное обеспечение office	Шт.	1	1	0	6	6	6	0
Лицензия для работы в Autodesk Inventor	Шт.	1	1	0	20	20	20	0
Лицензия САПР Компас 3d	Шт.	1	0	1	2	2	0	2
Итого:						71	64	45

6.3.3 Затраты на заработную плату

1) Основная заработная плата

Подраздел включает основную заработную плату и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по формуле [13]:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [13]:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени работника.

Баланс рабочего времени представлен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дней	118	118	118
Потери рабочего времени (отпуск + выходные дни)	48	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	199	199

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле [13]:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

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

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2–0,5;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

Месячный оклад для Исп.1 составит:

$$Z_{\text{м}(1)} = 37200,00 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 72540,00 \text{ руб.};$$

Месячный оклад для Исп.2 составит:

$$Z_{\text{м}(2)} = 25000,00 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 48750,00 \text{ руб.};$$

Месячный оклад для Исп.3 составит:

$$Z_{\text{м}(3)} = 32500,00 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 63375,00 \text{ руб.};$$

Среднедневная заработная плата Исп.1 составит:

$$Z_{\text{дн}(1)} = \frac{72540,00 \cdot 10,4}{199} = 3791,04 \text{ руб.};$$

Среднедневная заработная плата Исп.2 составит:

$$Z_{\text{дн}(2)} = \frac{48750,00 \cdot 10,4}{199} = 2547,74 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата студента составит:

$$Z_{\text{дн}(3)} = \frac{63375,00 \cdot 10,4}{199} = 3312,06 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата Исп.1:

$$Z_{\text{осн}(1)} = 3791,04 \cdot 11 = 41701,44 \text{ руб.};$$

Основная заработная плата Исп.2:

$$Z_{\text{осн}(2)} = 2547,74 \cdot 108 = 275155,92 \text{ руб.};$$

Основная заработная плата Исп.3:

$$Z_{\text{осн}(3)} = 3312,06 \cdot 86 = 284837,16 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Сводная таблица заработной платы

Исполнители	Категория	$Z_{\text{гс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб.дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Исп. 1	Науч. рук., ст. преп.	37200,00	0,3	0,2	1,3	72540,00	3791,04	11	41701,44
Исп. 2	Студент	25000,00	0,3	0,2	1,3	48750,00	2547,74	108	275155,92
Исп. 3	Инженер	32500,00	0,3	0,2	1,3	63375,00	3312,06	86	284837,16
Итого									601694,52

Дополнительная заработная плата рассчитывается по следующей формуле [13]:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

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

$$Z_{\text{доп}(1)} = 0,13 \cdot 41701,44 = 5421,19 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}(2)} = 0,13 \cdot 275155,92 = 35770,27 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}(3)} = 0,13 \cdot 284837,16 = 37028,83 \text{ руб.}$$

Общая заработная плата исполнителей работы представлена в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Сводная таблица общей заработной платы исполнителей

Исполнитель	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{зп}}$, руб.
Исп.1	41701,44	5421,19	47122,63
Исп.2	275155,92	35770,27	310926,19
Исп.3	284837,16	37028,83	321865,99
Итого			679914,81

6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды (таблица 5.11) определяется исходя из следующей формулы [13]:

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

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), 30 %.

$$Z_{\text{внеб}(1)} = 0,3 \cdot (41701,44 + 5421,19) = 14136,79 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{внеб}(2)} = 0,3 \cdot (275155,92 + 35770,27) = 93277,86 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{внеб}(3)} = 0,3 \cdot (284837,16 + 37028,83) = 96559,8 \text{ руб.}$$

Таблица 6.11 – Сводная таблица отчислений во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления во внебюджетные фонды, руб.
Исп.1	41701,44	5421,19	14136,79
Исп.2	275155,92	35770,27	93277,86
Исп.3	284837,16	37028,83	96559,8
Итого			203974,45

6.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 16 % от суммы основной и дополнительной заработной платы (таблица 6.12), работников, непосредственно участвующих в выполнении темы [13]:

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

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

$$Z_{\text{накл}(1)} = 0,16 \cdot (41701,44 + 5421,19) = 7539,62 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{накл}(2)} = 0,16 \cdot (275155,92 + 35770,27) = 49748,19 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{накл}(3)} = 0,16 \cdot (284837,16 + 37028,83) = 51498,56 \text{ руб}.$$

Таблица 6.12 – Сводная таблица накладных расходов

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Отчисления во внебюджетные фонды, руб
Исп.1	41701,44	5421,19	7539,62
Исп.2	275155,92	35770,27	49748,19
Исп.3	284837,16	37028,83	51498,56
Итого:			108786,37

Суммы всех затрат показаны в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Сумма затрат

Элементы затрат	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты, руб.	1200,00	510,00	560,00
2. Затраты на спец. оборудование, руб.	71000,00	64000,00	45000,00
3. Затраты на основную заработную плату, руб.	41701,44	275155,92	284837,16
4. Затраты на дополнительную заработную плату, руб.	5421,19	35770,27	37028,83
5. Отчисления во внебюджетные фонды, руб.	14136,79	93277,86	96559,8
6. Накладные затраты, руб.	7539,62	49748,19	51498,56
Итого:	140999,04	518462,24	515484,35

6.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

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

Интегральный показатель финансовой эффективности проекта получают в ходе оценки бюджета затрат двух-трех вариантов исполнения проекта. Для сравнения выбраны проектируемый котел Е-220-10-530 КЖ (испл.1), котел Е-210-13,8-560 КТ (испл.2) и Е-220-9,8-540 ГМ (испл.3) [13]:

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта.

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп1}} = \frac{140999,04}{518462,24} = 0,272;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп2}} = \frac{518462,24}{518462,24} = 1;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп3}} = \frac{515484,35}{518462,24} = 0,994.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом [13]:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Сравнительная оценка характеристик трех вариантов исполнения проекта показана в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект проектирования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.Безопасность	0,1	3	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,2	4	4	3
3. Блочность конструкций	0,25	4	4	4
4. Надежность	0,3	4	3	4
5. Материалоемкость	0,15	5	4	5
ИТОГО	1	4,05	3,7	3,95

$$I_{p-испл1} = (3 \cdot 0,1) + (4 \cdot 0,2) + (4 \cdot 0,25) + (4 \cdot 0,3) + (5 \cdot 0,15) = 4,05;$$

$$I_{p-испл2} = (4 \cdot 0,1) + (4 \cdot 0,2) + (4 \cdot 0,25) + (3 \cdot 0,3) + (4 \cdot 0,15) = 3,7;$$

$$I_{p-испл3} = (4 \cdot 0,1) + (3 \cdot 0,2) + (4 \cdot 0,25) + (4 \cdot 0,3) + (5 \cdot 0,15) = 3,95.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испл}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле [13]:

$$I_{испл1} = \frac{I_{p-испл1}}{I_{финр}^{исп}} = \frac{4,05}{0,272} = 14,89;$$

$$I_{испл2} = \frac{I_{p-испл2}}{I_{финр}^{исп}} = \frac{3,7}{1} = 3,7;$$

$$I_{испл3} = \frac{I_{p-испл3}}{I_{финр}^{исп}} = \frac{3,95}{0,994} = 3,97.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных (таблица 6.15).

Таблица 6.15 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,272	1	0,994
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	3,7	3,95
Интегральный показатель эффективности	14,89	3,7	3,97
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	4,02		

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$) [13]:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{испл1}}}{I_{\text{испл2}}} = \frac{14,89}{3,7} = 4,02.$$

Проанализировав значения интегральных показателей эффективности, можно сделать вывод, что реализация технологии в первом исполнении является более эффективным вариантом решения задачи, поставленной в данной работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Вывод по разделу:

Результат анализа конкурентоспособности технических решений проекта показал, что проект парового котла Е-220-10-530 КЖ более рентабелен в разработке относительно других котлов – Е-210-13,8-560 КТ и Е-220-9,8 ГМ, а также является хорошим конкурентом.

В таблице SWOT-анализа были описаны сильные и слабые стороны проекта, а также выявлены возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Были приняты решения по минимизации угроз и слабых сторон проекта.

Разработан график проведения работ в рамках проекта, в котором было произведено распределение обязанностей по работе и рассчитано время, необходимое для ее выполнения. На графике (таблица 5.5) видно, что большая часть работы ложится на студента (108 рабочих дней). Самой наиболее трудоемкой работой является выполнение графической части проекта на формате А1 в ручном (карандашном) исполнении (53 рабочих дня).

Интегральный показатель эффективности реализуемого проекта составил 14,89 и оказался выше показателя прототипа, следовательно, с позиции финансовой и ресурсной эффективности разрабатываемый проект наиболее экономичный.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
5Б94	Мальцев Егор Андреевич

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И. Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01. «Теплоэнергетика и теплотехника»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного 	<p><i>Объект исследования:</i> паровой котел Е-220-10-530 КЖ, предназначенный для выработки перегретого пара с давлением 10 МПа и температурой 530 °С.</p> <p><i>Область применения:</i> энергетика, электростанции.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 20*25 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> вытяжной канал, слив в канализацию, электрощит, дымовой канал, приточный канал, топливохранилище, блочный щит управления.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> запуск всей системы, регулирование технологических процессов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022); - СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда - СТО 70238424.27.060.005–2009 Паровые котельные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. - Федеральный закон №426-ФЗ «О специальной оценке труда» от 28 декабря 2013г.; - ТК РФ Статья 216. Права работника в области охраны труда - СанПин 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1 Анализ потенциала вредных и опасных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ</p>	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные фактор, связанные с электрическим током; 2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения: перегрузка; действие сил тяжести(падение с высоты предметов или падение работающего с высоты), неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие (острые кромки, заусенцы, шероховатость) части твердых объектов; струи жидкости; поверхности твердых и жидких объектов; движущие машины и механизмы. <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 2. Производственные фактор, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

	<p>3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень вибрации.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: тепловая изоляция трубопроводов, защитные ограждения, предупреждающие таблички, использование защитных костюмов, спецодежды, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, каска, наушники.</p> <p>Архитектурно-планировочные изменения расположения оборудования, защита расстоянием, использование устройств звукоизоляции, установка на оборудование шумоглушающих коробов, щитов, кожухов, размещение искусственных источников света непосредственно над рабочим местом работающего.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на селитебную зону: химическое заражение территории при работе парового котла; Размер СЗЗ на Томской ГРЭС-2: 1000 м от границы территории промышленной площадки по всем направлениям,</p> <p>Воздействие на литосферу: изменение ландшафта местности.</p> <p>Воздействие на гидросферу: потребление воды; переброска стоков; создание новых водохранилищ; сбросы загрязненных и нагретых вод, при использовании в качестве охладителя рек, прудов; тепловое испарение вследствие испарения части охлаждающей воды.</p> <p>Воздействие на атмосферу: потребление воздуха; выбросы из дымовых труб: газов, паров.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС на Томской ГРЭС-2:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Техногенные аварии (отказ систем безопасности, взрывы, разрывы трубопроводов, резервуаров; неконтролируемый выброс токсичных, коррозионных, горючих жидкостей; быстро распространяющиеся пожары) 2. Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и прорыв дамбы) 3. Природные катастрофы (наводнения; ураган и т.д.) <p>Наиболее типичная ЧС: быстро распространяющиеся пожары.</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	—		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б94	Мальцев Егор Андреевич		

7 Социальная ответственность

Томская ГРЭС-2 производит электроснабжение города Томска, а также теплоснабжение Советского и Кировского его районов, и покрывает часть потребности в электроэнергии области. Согласно [3] установленная тепловая мощность станции 815 Гкал/ч, установленная электрическая мощность 331 МВт.

Задача раздела социальная ответственность – это рассмотрение и анализ вредных факторов, возникновение которых возможно на производственном объекте, и разработка мероприятий по их устранению или уменьшению. Рассматриваемый объект в данной работе – котельный цех Томской ГРЭС-2.

В данной работе описан проект парового котла Е-220-10-530 КЖ, спроектированного для модернизации Томской ГРЭС-2. Назначение котла – выработка перегретого пара с параметрами: температура 530 °С, давление 10 МПа. Паропроизводительность котлоагрегата 220 т/час. Котел состоит из топочной камеры, поверхностей нагрева, конвективной шахты с двухступенчатой компоновки ВЭЖ и ВП, расположен в котельном цехе. Максимальная температура наблюдается в топочной камере котлоагрегата и достигает 2014 °С. Котлоагрегат покрыт обмуровкой, температура наружной стенки которой не должна быть выше 45 °С.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Согласно Федеральному закону «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ, рассмотрены следующие вредные и опасные факторы производственной среды [16]:

Физические факторы – тепловое излучение, шум, инфразвук, ультразвук, вибрация (общая и локальная), освещенность, механическое оборудование с движущимися и вращающимися частями и т.д.;

Химические факторы – химические вещества и смеси, используемые в эксплуатации котлоагрегата;

Биологические факторы – микроорганизмы-продуценты, живые клетки и споры, которые содержатся в препаратах;

Факторы трудового процесса – тяжесть труда (физическая и динамическая нагрузка) и напряженность труда (нагрузка на центральную нервную систему).

Категория тяжести труда для персонала ГРЭС – «Пб», это работа, связанная с ходьбой и переноской тяжестей до 10 кг в тяжёлых условиях. Такая работа предполагает для персонала специальную оценку труда.

Специальная оценка условий труда является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий по идентификации вредных и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса (далее также – вредные и (или) опасные производственные факторы) и оценке уровня их воздействия на работника с учетом отклонения их фактических значений от установленных уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти нормативов (гигиенических нормативов) условий труда и применения средств индивидуальной и коллективной защиты работников [21].

Согласно федеральному закону РФ «О специальной оценке условий труда» и трудовому кодексу РФ для работников категории «2б» предусматривается:

- 1) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск [16, ст. 117];
- 2) Повышенную оплату труда [16, ст. 147];
- 3) Право на досрочное назначение страховой пенсии [17, ст. 30];
- 4) Сокращение продолжительности рабочего времени [16, ст. 92];
- 5) Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, а также оснащения рабочих мест средствами коллективной защиты [16, ст. 221];
- 6) Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [16, ст. 213].

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

В данном разделе рассмотрена работа машинист-обходчика по котельному оборудованию на ГРЭС.

Существует ряд правил при компоновке рабочей зоны машинист-обходчика [10]:

Рабочее место должно занимать площадь не менее 4,5 м, высота помещения должна быть не менее 4 м, а объем не менее 20 м³ на одного человека;

Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, должна составлять 720 мм;

Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600–700 мм.

Поверхности нагрева котла подвержены воздействию высокой и температуры, а также давления во время эксплуатации. Данный фактор диктует необходимость в постоянном осмотре, контроле и ремонте поверхностей нагрева котлоагрегата.

В стенках топки и газоходов должны быть предусмотрены лазы и гляделки, обеспечивающие возможность контроля за горением и состоянием поверхностей нагрева, обмуровки, а также за изоляцией обогреваемых частей барабанов и коллекторов [10].

Дверцы и крышки лазов, лючков и гляделок должны быть прочными, плотными и должны исключать возможность самопроизвольного открывания.

Для котлов с избыточным давлением газов в топке, лючки, расположенные в газоходах, должны быть оснащены устройствами, исключающими выбивание газов наружу при их открытии.

На котлах с избыточным давлением газов в топке, в газоходах лючки должны быть оснащены устройствами, исключающими выбивание газов наружу при их открывании.

Для удобного и безопасного обслуживания котлов, пароперегревателей и экономайзеров должны быть установлены постоянные площадки и лестницы с перилами высотой не менее 0,9 м со сплошной обшивкой по низу не менее

100 мм. Переходные площадки и лестницы должны иметь перила с обеих сторон. Площадки длиной более 5 м должны иметь не менее двух лестниц, расположенных в противоположных концах [10].

Для управления работой, обеспечения безопасных условий и расчетных режимов эксплуатации котлы должны быть оснащены [10]:

- устройствами, предохраняющими от повышения давления (предохранительными устройствами);
- указателями уровня воды;
- манометрами;
- приборами для измерения температуры среды;
- запорной и регулирующей арматурой;
- питательными устройствами.

7.2 Производственная безопасность

Эксплуатация котельного агрегата и связанного с ним вспомогательного оборудования подразумевает наличие опасных и вредных производственных факторов.

Опасные производственные факторы – факторы, которые приводят к травме, острому отравлению или другому резкому ухудшению здоровья или смерти. К данным факторам относятся: воздействие на человека высоких температур; поражение человека электрическим током; падение человека с высоты; повреждение от вращающихся механизмов.

Вредные производственные факторы – факторы, которые приводят к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания, снижению работоспособности. К данным факторам при эксплуатации котельного агрегата можно отнести: повышенная температура, шум, освещенность, запыленность воздуха.

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для ГРЭС предоставлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Превышенный уровень шума		+	+	Уровень шума нормируется по СН 2.2.4/2.1.8.562–96, а вибрации по СН 2.2.4/2.1.8.566-96. СП 52.13330.2016 устанавливает требования к освещению. Требования по установке котельного оборудования ГОСТ Р 55173- 2012. Электрическое оборудование и заземление должны соответствовать требованиям ПУЭ.
2. Превышенный уровень вибрации		+	+	
3. Производственные фактор, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	+	
4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	
5. Производственные фактор, связанные с электрическим током		+	+	
6. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения:		+	+	

7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

7.3.1 Отклонение показателей микроклимата

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются: температура воздуха; температура поверхностей; относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха; интенсивность теплового облучения.

Таблица 7.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы [18] на ТЭС

Тепловое излучение оказывает негативное воздействие на организм человека, проявляющееся в частых головных болях, тошноте, рвоте, интенсивном потоотделении, повышении артериального давления, общей слабости и нарушении координации движений.

Основные оптимальные показатели микроклимата на рабочих местах представлены в таблице 7.2 [21].

Таблица 7.2 Допустимые величины параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин			Для диапазона температур ниже	Для диапазона температур выше
Холодный	Пб	17,0–18,9	21,1–23,0	16,0–24,0	15–75	0,1	0,3
Теплый	Пб	18,0–19,9	22,1–27,0	17,0–28,0	15–75	0,1	0,4

Для предотвращения негативных последствий, связанных с нарушением микроклимата, рекомендуется принимать ряд специфических мер. Важным шагом является обеспечение хорошей вентиляции в помещении. Также следует установить теплоотражающие и оградительные средства в областях, где возникают высокие тепловые нагрузки, такие как камера сгорания. Применение индивидуальных средств защиты для персонала, таких как специальная одежда и перчатки, также является важным аспектом.

В целях уменьшения вероятности травматизма (ожогов) персонала максимально допустимая температура поверхности обмуровки регламентирована на уровне 45 °С при температуре окружающего воздуха 25 °С. Такая мера обусловлена специфическими условиями обслуживания котельного оборудования, вокруг которого сосредоточено множество горячих трубопроводов, коробов, арматуры, импульсных линий и т.п. [19].

7.3.2 Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума возникает вследствие работы различных механизмов в котельном цехе.

По своей природе является физическим и может приводить к потере остроты слуха, повышенной утомляемости, головной боли.

Нормативным эквивалентным уровнем звука на рабочих местах (уровень, воздействующий на работающего за рабочую смену) является 80 дБА, согласно нормативному документу [21].

Для уменьшения шумового воздействия применяются различные методы коллективной защиты. Одними из них является снижение уровня шума на источнике его возникновения, а также рациональное размещение оборудования. В дополнение к этому, широкое применение нашли индивидуальные средства защиты, такие как противозумные наушники, которые позволяют индивидуально снизить воздействие шума на человека.

7.3.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.

Освещенность рабочей зоны играет важную роль в обеспечении эффективной работы. В производственных помещениях необходимо соблюдать нормативы как естественного, так и искусственного освещения. Отклонение от установленных норм может быть вызвано неправильным проектированием оконных отверстий или неправильным размещением осветительных устройств, а также возможным сбоям в работе электроснабжения.

Недостаточное освещение может привести к возникновению травм и несчастных случаев среди персонала, а также провоцировать проблемы со зрением, головные боли и нарушение координации.

Подлежат обязательному оборудованию аварийным освещением следующие места: фронт котлов, а также проходы между котлами, сзади котлов и над котлами; щиты и пульта управления; водоуказательные и измерительные приборы; зольные помещения; вентиляторные площадки; дымососные площадки; помещения для баков и деаэраторов; оборудование водоподготовки; площадки и лестницы котлов; насосные помещения [19].

В соответствии с источником [21], зрительная работа персонала, занимающегося обслуживанием котельного агрегата, характеризуется низкой точностью, поэтому необходимо обеспечить освещенность рабочего места не

менее 200 лк. Для предотвращения возможных сбоев в работе системы электроснабжения на теплоэлектростанции предусмотрен резервный источник электропитания.

Существуют два варианта освещения помещений: общее освещение и комбинированное освещение.

При локализованном размещении светильники устанавливаются в зависимости от расположения оборудования и рабочих мест. Это позволяет обеспечить лучшее качество освещения рабочей поверхности, создать необходимое направление светового потока, избежать резких теней и т.п [21].

7.3.4 Повышенный уровень общей вибрации

Повышенный уровень вибрации возникает вследствие работы различных механизмов в котельном цехе.

Негативное воздействие вибрации на организм проявляется в изменениях физиологического состояния, которые могут привести к развитию нервных заболеваний, нарушению функций сердечно-сосудистой системы, ограничению функций опорно-двигательного аппарата, повреждению мышечных тканей и суставов, а также нарушению работы органов внутренней секреции. В результате данные факторы приводят к вибрационной болезни.

Согласно [19] рабочее место машиниста котла относится к категории – технологическая вибрация на стационарных рабочих местах. Для этой категории эквивалентные скорректированные уровни виброускорения не должны превышать 100 дБ или $0,1 \text{ м/с}^2$.

Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин [23].

7.3.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека

Данный фактор возникает из-за наличия на территории теплоэлектростанции множества различных источников электричества, которые могут представлять опасность для работников станции.

Работа с электричеством всегда сопряжена с потенциальной опасностью получения травм и ожогов. При взаимодействии человека с открытым источником электрического тока, проходящее через тело электричество, может вызвать серьезные ожоги, нарушения функций внутренних органов и изменения состава крови, что во многих случаях может иметь смертельный исход. Основываясь на источнике [22], величина тока и напряжения, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановки, не должны превышать допустимых значений, представленных в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Допустимые значения напряжения U и тока I

Род тока	$U, В$	$I, мА$
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

С целью предотвращения контакта человека с электрическим током необходимо строго придерживаться правил безопасности, включающих изоляцию токопроводящих материалов и проводов, установку предупреждающих знаков, заземление оборудования и использование индивидуальных средств защиты.

7.4 Экологическая безопасность

7.4.1 Атмосфера

Источником загрязнения являются выбросы вредных паров, газов и твёрдых частиц, прошедших очистку и фильтрацию в золоуловителях.

Должны соблюдаться требования нормативных актов, регулирующих отношения в области охраны атмосферного воздуха.

На ТЭС разрабатываются и выполняются мероприятия:

по очистка дымовых газов перед их выбросом в атмосферу. В данном проекте используются электрофильтры, которые устанавливаются за котлом на пути дымовых газов, движущихся по газоходу к дымовой трубе;

по организации производственного экологического контроля.

7.4.2 Гидросфера

На ГРЭС используют техническую воду для охлаждения и использования в производственных целях. Должны соблюдаться требования нормативных актов, регулирующих отношения в области охраны водных ресурсов. В настоящее время разрешено сбрасывать в окружающие электростанцию водоемы без предварительной обработки лишь поток воды, прошедший через конденсаторы турбин. Для обеспечения безопасного пользования гидросферой применяются следующие мероприятия: мероприятия по оборотному водоснабжению в рамках ресурсосбережения (для объектов производственного назначения). А также оборудование отдельных систем хозяйственно-бытовой и ливневой канализации [10].

7.4.3 Литосфера и селитебная зона

Основной неблагоприятный эффект станции на литосферу проявляется в результате захоронения золы и выброса дымовых газов. Открытое хранение угля приводит к изменению окружающей среды и деформации природного рельефа.

При хранении угля открытым способом основными загрязняющими веществами являются выбросы твердых веществ: пыль неорганическая с содержанием диоксида кремния, зола углей и углерод.

При этом должны соблюдаться требования нормативных правовых актов, регулирующих отношения в области охраны земельных ресурсов и недр в соответствии с законами.

Для обеспечения безопасности литосферы применяются следующие мероприятия:

мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов;

мероприятия по охране объектов растительного и животного мира и среды их обитания;

мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объекте капитального строительства и последствий их воздействия на экосистему региона [21].

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Самым распространённым видом ЧС на ТЭС являются пожары. Согласно [23] на ГРЭС в большинстве случаев применяется блочная компоновка Энергетических блоков и сооружений, что в свою очередь негативно сказывается на пожарной безопасности объекта. В частности, это вызывает повышение вероятности распространения пожара на соседние агрегаты, что в свою очередь влечет за собой их дальнейший выход из строя.

На основании [25] котельный цех относится к категории «А» и является взрывопожароопасным.

Как правило, в котельном цехе имеется большое количество топлива. Аварии связаны с системой топливоподачи: взрывы отложений угольной пыли на элементах строительных конструкций или в бункерах угля, механические повреждения мазутопроводов, взрывы топлива в топке котла [26].

Для предотвращения возможного возгорания необходимо:

При монтаже, пуске, наладке, эксплуатации и демонтаже котла соблюдать требования пожарной безопасности [27];

Производить проектирование и разработку котла в соответствии с требованиями НТД;

Остановить работу котла в случаях, указанных в руководстве по эксплуатации.

В случае аварии, должно быть проинформировано и по возможности эвакуировано из потенциально опасных зон население, находящиеся недалеко от объекта.

Для ликвидации аварии на ТЭС следует пользоваться приказом Минэнерго РФ [28].

В соответствии с [25] необходимо установить классификацию пожара. Классификация пожара используется для определения области применения средств тушения пожара. По виду горючего материала пожар на станции является пожаром твёрдых горючих веществ (класса «А»). Первичными средствами тушения таких пожаров являются: Порошковые составы для пожаротушения общего назначения; Объемное тушение; Блокировка поступления внутрь горючих веществ.

7.6 Вывод по разделу 7

Раздел содержит описание рабочего места работника котельного цеха теплоэлектростанции (ТЭС), а также анализ вредных и опасных производственных факторов, связанных с этим рабочим местом. Проведено исследование вопросов охраны окружающей среды и мер по защите в чрезвычайных ситуациях на предприятии. Были изучены основные законодательные и нормативные документы, относящиеся к данной теме. На основе проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

Помещение по электробезопасности, согласно ПУЭ, относится к опасной категории второго класса;

Группа персонала по электробезопасности согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок должны иметь группу «IV» по электробезопасности, их производственный стаж должен быть не менее 3 лет;

Согласно [16] категория тяжести труда – «Пб»;

Согласно [25] взрывопожарной и пожарной опасности помещение относится к классу «А»;

Паровые котлы с паропроизводительностью более 25 т/ч имеют «1» категорию объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлен проект энергетического котлоагрегата с естественной циркуляцией с заданными параметрам пара и маркой топлива для расширения Томской ГРЭС-2.

На первом этапе проектирования выполнен тепловой расчет топочной камеры и выработаны технические решения по ее конструкции:

- компоновка котла принята П-образной;
- камерная топка исполнена с жидким шлаудалением;
- система пылеприготовления выбрана замкнутой с промежуточным бункером пыли;
- вихревых горелочных устройств выбрано 8 шт. встречным расположением на боковых стенах в один ярус;
- определены температурные показатели дымовых газов и воздуха.

На втором этапе проектирования были выполнены тепловые расчеты поверхностей нагрева котла с использованием поверочного и конструкторского методов. Основными достижениями являются получение геометрических и тепловых характеристик ширмовых и конвективных пароперегревателей котла. Точность расчетов отражается в результате оценки относительной невязки теплового баланса котла, которая составила менее 2 %.

На основе проведенных расчетов и принятых технологических решений были разработаны чертежи парового котла, включая продольные, поперечные и горизонтальные разрезы. Эти чертежи создавались как вручную, так и с использованием САД-технологий.

На третьем этапе проектирования был выполнен аэродинамический расчет газового тракта котельной установки. В рамках этого расчета были выбраны соответствующие тягодутьевые машины, учитывая сопротивление газопроводов, а также полный перепад давлений в газовом тракте. Результаты расчетов подтвердили, что требуемая скорость дымовых газов достигается на всей протяженности газового тракта.

На заключительном этапе работы проведен анализ ресурсоэффективности данного проекта и рассмотрены вопросы производственной безопасности при эксплуатации котельного агрегата.

Результаты всех расчётов коррелируют с нормативными методиками и современными требованиями в области котлостроения. Цель данного проекта достигнута в полной мере. Исходя из этого можно заключить, что полученные результаты являются определённым вкладом в дальнейшее развитие энергетической отрасли и рекомендуются к использованию для расширения Томской ГРЭС-2 или других тепловых электростанций.

Conclusion

In this final qualifying work, a project of an energy boiler unit with natural circulation with specified steam parameters and a fuel grade for the expansion of Tomsk SDPP-2 is presented.

At the first stage of the design, the thermal calculation of the furnace chamber was performed and technical solutions for its design were developed:

- the boiler layout is adopted U-shaped;
- the chamber furnace is executed with liquid sludge removal;
- the dust preparation system is selected closed with an intermediate dust hopper;
- vortex burner devices selected w pcs. counter arrangement on the side walls in one tier;
- the temperature parameters of flue gases and air are determined.

At the second stage of the design, thermal calculations of the boiler heating surfaces were performed using verification and design methods. The main achievements are obtaining geometric and thermal characteristics of screen and convective boiler superheaters. The accuracy of the calculations is reflected as a result of the evaluation of the relative discrepancy of the boiler heat balance, which was less than 2 %

Based on the calculations carried out and the technological solutions adopted, drawings of the steam boiler were developed, including longitudinal, transverse and horizontal sections. These drawings were created both manually and using CAD technologies.

At the third stage of the design, an aerodynamic calculation of the gas path of the boiler plant was performed. Within the framework of this calculation, appropriate traction machines were selected, taking into account the resistance of the gas outlets, as well as the total pressure drop in the gas path. The calculation results confirmed that the required flue gas velocity is achieved over the entire length of the gas path.

At the final stage of the work, an analysis of the resource efficiency of this project was carried out and the issues of industrial safety during the operation of the boiler unit were considered.

The results of all calculations correlate with regulatory methods and modern requirements in the field of boiler construction. The goal of this project has been fully achieved. Based on this, it can be concluded that the results obtained are a definite contribution to the further development of the energy industry and are recommended for use for the expansion of Tomsk SDPP-2 or other thermal power plants.

Список используемых источников

1. Дятел Т. Старые ТЭС станут ближе к правительству. – Текст: электронный / Т. Дятел, Н. Скорлыгина // Коммерсантъ: газета. – 2019. – № 144. – С. 9. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4060379> (дата обращения: 20.05.2023).
2. Шаров Ю.И. Тенденции развития ТЭС: учебное пособие. – Текст: электронный / Ю.И. Шаров, О.В. Боруш // Лань: электронно-библиотечная система – Новосибирск: НГТУ, 2017. – с.259. – URL: <https://e.lanbook.com/book/118169> (дата обращения: 20.05.2023).
3. Предприятие АО «Томская генерация» – Томская ГРЭС-2. – Текст: электронный. – URL: <https://energo.tom.ru/about/information/> (дата обращения: 21.05.2023).
4. Предприятие АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Томская ГРЭС-2. – Текст: электронный. – URL: <https://www.sops.ru/index.php?id=1384> (дата обращения: 21.05.2023).
5. Энциклопедия теплоснабжения – Томская ГРЭС-2. – Текст: электронный. – URL: https://www.rosteplo.ru/w/Томская_ГРЭС-2/ (дата обращения: 21.05.2023).
6. Тепловой расчет котлов. Нормативный метод. – СПб.: Изд-во «ВТИ» и «НПО ЦКТИ», 1998. – 259 с.
7. Фурсов И.Д. Конструирование и тепловой расчет паровых котлов: учебное пособие / И.Д. Фурсов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Альянс, 2015. – 299 с.
8. Тайлашева Т.С. Расчет элементного состава и теплотехнических характеристик топлив, объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания: методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплинам «Технологические процессы и производства ТЭС и АЭС», «Котельные установки и парогенераторы» для студентов III–IV курсов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». Часть I / сост. Т.С. Тайлашева, Н.В. Визгавлюст, К.В. Буваков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 20 с.

9. Резников М.И. Паровые котлы тепловых электростанций: учебник / М.И Резников., Ю.М Липов. – Изд. стер. – М: Альянс, 2016. – 240 с.
10. Жихар Г.И. Котельные установки тепловых электростанций: учебное пособие. / Г.И. Жихар // Лань: электронно-библиотечная система. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. – с.523. – Текст: электронный. – URL: <https://e.lanbook.com/book/75127> (дата обращения: 21.05.2023).
11. Тайлашева Т.С. Тепловой расчет топки: методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплинам «Технологические процессы и производства ТЭС и АЭС», «Котельные установки и парогенераторы» для студентов III–IV курсов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». Часть II / сост. Т.С. Тайлашева, Н.В. Визгавлюст, К.В. Буваков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 16 с.
12. Тайлашева Т.С. Распределение тепловосприятий по элементам конвективной шахты. Расчет воздухоподогревателя: методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплинам «Технологические процессы и производства ТЭС и АЭС», «Котельные установки и парогенераторы» для студентов III–IV курсов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». Часть III / сост. Т.С. Тайлашева, Н.В. Визгавлюст, К.В. Буваков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 20 с.
13. Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод. – М.: Энергия, 1977. – 256 с.
14. Тепловой и аэродинамический расчеты котельных установок: учеб. пособие / С.Н. Смородин, А.Н. Иванов, В.Н. Белоусов, В.Ю. Лакомкин. – 5-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2018. – 200 с.
15. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие / Ю.В. Скворцов. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
16. Федеральный закон от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» // Собрание законодательства РФ. – 30.12.2013. – № 52.

– Ст. 6991. – Текст: электронный. – URL: <https://www.szrf.ru/szrf/doc.php?nb=100&issid=1002013052010&docid=47> (дата обращения: 21.05.2023).

17. Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. – № 1. – Ст. 3. – Текст: электронный. – URL: <https://www.szrf.ru/szrf/doc.php?nb=100&issid=1002002001000&docid=99> (дата обращения: 21.05.2023).

18. Федеральный закон от 28.12.2013 № 400-ФЗ «О страховых пенсиях» // Собрание законодательства РФ. – 30.12.2013. – № 52. – Ст. 6965. – Текст: электронный. – URL: <https://www.szrf.ru/szrf/doc.php?nb=100&issid=1002013052010&docid=21> (дата обращения: 30.05.2023).

19. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» // КонтурНорматив: официальный интернет-портал правовой информации. – Текст: электронный. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=384352> (дата обращения: 31.05.2023).

20. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2019. – 10 с.

21. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 2 «Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» // Система Гарант. – Текст: электронный. – URL: <http://ivo.garant.ru/#/document/400274954/paragraph/1:0> (дата обращения: 31.05.2023).

22. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов // Консорциум Кодекс: электронный фонд правовых и

электронных документов. – Текст: электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 31.05.2023).

23. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2010. – 16 с.

24. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» // Собрание законодательства РФ. – 28.07.1997. – № 30. – Ст. 3855. – Текст: электронный. – URL: <https://www.szrf.ru/szrf/doc.php?nb=100&issid=1001997030000&docid=4611> (дата обращения: 31.05.2023).

25. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс] // Собрание законодательства РФ. – 28.07.2008. – № 30. – Ст. 3579. – Текст: электронный. – URL: <https://www.szrf.ru/szrf/doc.php?nb=100&issid=1002008030000&docid=3> (дата обращения: 31.05.2023).

26. Рукин М.В. Анализ аварийных ситуациях на теплоэлектростанциях [Электронный ресурс] / М.В. Рукин // Системы безопасности. – Текст: электронный. – URL: <http://lib.secuteck.ru/articles2/firesec/analiz-avariynyh-situatsiy-na-teploelektrostantsiyah> (дата обращения: 31.05.2023).

27. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2006. – 68 с.

28. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 265 «Об утверждении Инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях». – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 43 с.

Приложение А

(Обязательное)

Тепловой расчет и конструирование топочной камеры парового котла

Таблица А.1 – Тепловой расчет и конструирование топочной камеры парового котла

1 Расчетные характеристики топлива			
1.1 Необходимо провести анализ характеристик топлива по заданию, на соответствие с табличными характеристиками, т.к. возможны отклонения зольности и влажности топлив от табличных значений. Несоответствие влажности и зольности сжигаемого топлива (W^r, A^r) средним табличным характеристикам (W_T^r, A_T^r), приводимым для отдельного месторождения в справочной таблице, на практике встречается повсеместно. Это обусловлено колебаниями влажности и зольности добываемых топлив, которые зависят от времени года и технологии добычи, а также условиями транспортировки и хранения.			
Физическая величина	Ед. изм.	Формула	Значение
1	2	3	4
1.2 Сжигаемое топливо		Уголь кузнецкий, марка Т	
1.3 Средний состав топлива для рабочего состояния [4, табл. I, п. 94]	%	W_T^r A_T^r $S_{T(o+n)}^r$ C_T^r H_T^r O_T^r N_T^r	24 6,1 0,2 51,7 3,6 13,8 0,6
1.4 Низшая теплота сгорания для рабочего состояния топлива [4, табл. I]	МДж/кг	$Q_{нт}^r$	19,05
1.5 Выход летучих для сухого беззольного состояния [4, табл. I]	%	V_T^{daf}	44
1.6 Температурные характеристики золы [4, табл. II]	°C	t_A t_B t_C	1120 1180 1200
1.7 Влага гигроскопическая [4, табл. I]	%	$W^{гн}$	11,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
1.8 Значение влажности и зольности (по заданию)	%	$\frac{W^r}{A^r}$	24,5 6,5
1.9 Коэффициент пересчета состава топлива на массу с заданной влажностью и зольностью	–	$k = \frac{100 - A^r + W^r}{100 - (A_T^r + W_T^r)}$	0,987
1.10 Расчетный состав рабочей массы топлива	%	$S_{(o+n)}^r = k \cdot S_{T(o+n)}^r$ $C^r = k \cdot C_T^r$ $N^r = k \cdot N_T^r$ $H^r = k \cdot H_T^r$ $O^r = k \cdot O_T^r$	0,197 51,034 0,592 3,554 13,622
1.11 Низшая теплота сгорания для рабочего состояния топлива при заданных влажности и зольности	кДж/кг	$Q_H^r = (Q_{HT}^r + 24,42W_T^r) \cdot k - 24,42W^r$	18784,965
2 Выбор типа шлакоудаления			
2.1 В топочной камере организация сжигания топлива происходит с твердым шлакоудалением	°C % %	$t_c = 1200$ $V^{daf} = 44 (>18)$ $A_{пр} = 0,346 (<1)$	ЖШУ
3 Выбор типа углеразмольных мельниц и системы пылеприготовления			
3.1 Коэффициент размолоспособности для данного угля $k_{ло} = 1$ [4] В соответствии с рекомендациями выберем шаровую барабанную мельницу.			
4 Составление тепловой схемы котла			
4.1 Температура газов на выходе из топки	°C	ϑ_T''	1020
4.2 Температура уходящих дымовых газов	°C	ϑ_{yx}	135
4.3 Выбор температуры горячего воздуха	°C	$t_{г.в.}$	350

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
5 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания			
5.1 Теоретический объём воздуха, необходимый для полного сгорания топлива (угля)	м ³ /кг	$V_0^H = 0,0889(C^r + 0,375 \cdot S_{o+п}^r) + 0,265 \cdot H^r - 0,0333 \cdot O^r$	5,032
5.2 Теоретический объём азота при сжигании твердого топлива	м ³ /кг	$V_{0.N_2}^H = 0,79 \cdot V_0^H + 0,8 \frac{N^r}{100}$	3,980
5.3 Объем трехатомных газов при сгорании угля	м ³ /кг	$V_{RO_2}^H = 1,866 \frac{C^r + 0,375S_{o+п}^r}{100}$	0,954
5.4 Теоретический объем водяных паров	м ³ /кг	$V_{0.H_2O}^H = 0,111 \cdot H^r + 0,0124 \cdot W^r + 0,0161 \cdot V_0^H$	0,779
5.5 Коэфф. избытка воздуха на выходе из топки [5]	–	α_T''	1,2
5.6.1 Присосы воздуха в газоход ширмового пароперегревателя	–	$\Delta\alpha_{шпп}$	0
5.6.2 Число конвективных ступеней пароперегревателя	–	n	2
5.6.3 Присосы воздуха в газоход конвективного пароперегревателя	–	$\Delta\alpha_{кпп}$ $\Delta\alpha_{кпп I} = \frac{\Delta\alpha_{кпп}}{n}$ $\alpha_{кпп II} = \frac{\Delta\alpha_{кпп}}{n}$	0,03 0,015 0,015
5.6.6 Присосы воздуха в газоход водяного экономайзера	–	$\Delta\alpha_{вЭК}$	0,02
5.6.7 Присосы воздуха в газоход воздухоподогревателя	–	$\Delta\alpha_{вП}$	0,03
6 Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания			
6.1 Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха [5]	кДж/м ³	$I_{0.в} = V_0^H(c\vartheta)_в$	Результаты расчетов представлены в Приложении Б
6.2 Энтальпия теоретического объема дымовых газов [5]	кДж/м ³	$I_{0.г} = V_{RO_2}^H(c\vartheta)_{CO_2} + V_{0.N_2}^H(c\vartheta)_{N_2} + V_{0.H_2O}^H(c\vartheta)_{H_2O}$	
6.3 Энтальпия золы в дымовых газах [5]	кДж/м ³	$I_{зл} = (c\vartheta)_{зл} \frac{A^r}{100} \alpha_{yH}$	
6.4 Энтальпия продуктов сгорания [5]	кДж/м ³	I	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
7 Тепловой баланс котла			
7.1 Температура рабочего топлива	°С	$t_{\text{ТЛ}}$	20
7.2 Теплоемкость сухой массы топлива и теплоёмкость рабочего топлива [5]	кДж/(кг·К)	$c_{\text{ТЛ}}^d = 4,19 \frac{W^r}{100} + c_{\text{ТЛ}}^d \frac{100-W^r}{100}$	1,124 1,875
7.3 Физическое тепло топлива	кДж/кг	$i_{\text{ТЛ}} = c_{\text{ТЛ}} \cdot t_{\text{ТЛ}}$	549,425
7.4 Тепло, вносимое воздухом, при его подогреве вне котла	кДж/кг	$Q_{\text{в.вн}}$	не учитывается
7.5 Тепло, вносимое в топку паровым форсуночным дутьем	кДж/кг	$Q_{\text{ф}}$	не учитывается
7.6 Располагаемое тепло рабочей массы топлива	кДж/кг	$Q_{\text{р}} = Q_{\text{н}}^r + i_{\text{ТЛ}}$	19334,39
7.7 Потеря тепла от механической неполноты сгорания [5]	%	q_4	0,5
7.8 Определение потерь тепла с уходящими газами q_2			
7.8.1 Энтальпия уходящих газов при избытке воздуха $\alpha_{\text{yx}} = 1,33$ и температуре $\vartheta_{\text{yx}} = 135$ °С [Приложение Б]	кДж/кг	I_{yx}	1391,125
7.8.2 Температура холодного воздуха, принимается	°С	$t_{\text{хв}}$	30
7.8.3 Энтальпия холодного воздуха [Приложение Б]	кДж/кг	$I_{0.\text{хв}}$	194,674
7.8.4 Присосы воздуха в систему пылеприготовления [5]	–	$\Delta\alpha_{\text{пл}}$	0,04
7.8.5 Присосы воздуха в топку [5]	–	$\Delta\alpha_{\text{т}}$	0,02
7.8.6 Отношение количества воздуха на входе в воздушный тракт к теоретически необходимому	–	$\beta' = \alpha_{\text{т}}'' - \Delta\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{пл}} + \Delta\alpha_{\text{вп}}$	1,17
7.8.7 Доля газов, отбираемых на сушку топлива	%	r	0
7.8.8 Энтальпия газов в месте отбора	кДж/кг	$I_{\text{отб}}$	0
7.8.9 Потери тепла с уходящими газами	%	$q_2 = \frac{(I_{\text{yx}} - (\alpha_{\text{yx}} - \beta') \cdot I_{0.\text{хв}} - \beta' \cdot I_{0.\text{хв}})(100 - q_4)}{Q_{\text{р}}}$	5,827
7.9 Потеря тепла от химической неполноты сгорания для твердого топлива [5]	%	q_3	0

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
7.10 Потеря тепла от наружного охлаждения [5, рис. 5.1]	%	q_5	0,59
7.11 Потери с теплом шлака q_6	%	$q_6 = \frac{\alpha_{\text{шл}}(c\theta)_{\text{зл}}A^r}{Q_p}$	0,009
7.12 Суммарная потеря тепла в котле	%	$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$	6,926
7.13 Коэффициент полезного действия котла (брутто)	%	$\eta_k = 100 - \Sigma q$	93,074
8 Определение расхода топлива			
8.1 Паропроизводительность (по заданию)	кг/с	$D_{\text{пе}}$	58,33
8.2 Температура перегретого пара (по заданию)	°С	$t_{\text{пп}}$	515
8.3 Давление перегретого пара (по заданию)	МПа	$P_{\text{пп}}$	9,9
8.4 Энтальпия перегретого пара	кДж/кг	$i_{\text{пе}}$	3414,7
8.5 Температура питательной воды (по заданию)	°С	$t_{\text{пв}}$	215
8.6 Давление в барабане (по заданию)	МПа	P_6	11,2
8.7 Давление питательной воды на входе в экономайзер	МПа	$P_{\text{пв}} = P_6 + 0,1P_6$	12,32
8.8 Энтальпия питательной воды [4]	кДж/кг	$i_{\text{пв}}$	923,64
8.9 Величина непрерывной продувки (по заданию)	%	ρ	2,5
8.10 Расход воды на продувку	кг/с	$D_{\text{пр}} = \frac{\rho}{100} D_{\text{пе}}$	1,458
8.11 Энтальпия продувочной воды [4]	кДж/кг	i'_s	1460,2
8.12 Полное количество тепла, полезно использованное в котле	МВт	$Q_k = D_{\text{пе}}(i_{\text{пе}} - i_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}}(i'_s - i_{\text{пв}})$	146,095
8.13 Расход топлива, подаваемого в топку	кг/с	$B = \frac{Q_k}{\frac{Q_p \eta_k}{100} + Q_{\text{в.вн.}} + Q_{\text{ф}}}$	8,118
8.14 Расчетный расход топлива	кг/с	$B_p = B \left(1 + \frac{q_4}{100}\right)$	8,078
9 Выбор и компоновка горелочных устройств			
9.1 Тип горелок	Вихревые		
9.2 Компоновка горелок	Встречное на боковых стенах		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
9.3 Тепловая мощность одной горелки и их количество [5]	МВт шт.	Q_r z_r	25 6
9.4 Количество ярусов горелок (принимается)	шт.	$z_{яp}$	1
9.5 Тепловое напряжение сечения топочной камеры	МВт/м ²	$[q_F]$	2,3
9.6 Сечение топочной камеры	м ²	$F_T = \frac{B_p \cdot Q_H^r}{[q_F]}$	65,975
9.7 Определение размеров амбразуры для прямоточных горелок 9.7.1 Суммарное сечение амбразур всех горелок, установленных в топке	м ²	$\Sigma F_a = F_{T,\min} \cdot \Delta_1$	5,278
9.7.2 Сечение амбразуры одной горелки	м ²	$F_a = \frac{\Sigma F_a}{z_r}$	0,880
9.7.3 Ширина амбразуры горелки	м	$b_a = \sqrt{\frac{F_a}{\Delta_2}}$	0,47
9.7.4 Высота амбразуры горелки	м	$h_a = b_a \cdot \Delta_2$	1,880
9.8 Основные конструктивные характеристики топочной камеры с прямоточными горелками 9.8.1 Расстояние от осей крайних горелок до примыкающих стен	м	$S_{CT} = (0 - 4) \cdot b_a$	0,94
9.8.2 Расстояние от оси нижнего яруса горелок до начала ската холодной воронки или шлакового пода	м	$h_{CK} = (4 - 5) \cdot b_a$	2,4
9.8.3 Ширина топки	м	$a_T = (14 - 22) \cdot b_a$	9
9.8.4 Глубина топки	м	$b_T = \frac{a_{Tп}}{(0,9 - 1,2)}$	8,7
9.9 Расчетное сечение топочной камеры	м ²	$F_T = a_T \cdot b_T$	78,3
9.10 Расчетное тепловое напряжение сечения топочной камеры	МВт/м ²	$q_F = \frac{B_p \cdot Q_H^r}{F_T}$	1,938

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
10 Разделение экранов топочной камеры на испарительные панели. Расчёт количества экранных труб			
10.1 Ширина топочной камеры	м	a_T	9
10.2 Глубина топочной камеры	м	b_T	8,7
10.3 Наружный диаметр экранных труб	м	$d_{\text{экр}}$	0,06
10.4 Толщина стенки экранных труб	м	$\delta_{\text{экр}}$	0,006
10.5 Внутренний диаметр экранных труб	м	$d_{\text{экр}}^{\text{BH}} = d_{\text{экр}} - 2 \cdot \delta_{\text{экр}}$	0,048
10.6 Внутреннее поперечное сечение экранной трубы	м ²	$f_{\text{экр}} = \frac{\pi \cdot (d_{\text{экр}}^{\text{BH}})^2}{4}$	0,0018
10.7 Наружный диаметр опускных труб	м	$d_{\text{оп}}$	0,133
10.8 Толщина стенки опускных труб	м	$\delta_{\text{оп}}$	0,012
10.9 Внутренний диаметр опускных труб	м	$d_{\text{оп}}^{\text{BH}} = d_{\text{оп}} - \delta_{\text{оп}} \cdot 2$	0,109
10.10 Внутреннее поперечное сечение опускной трубы	м ²	$f_{\text{оп}} = \frac{\pi \cdot (d_{\text{оп}}^{\text{BH}})^2}{4}$	0,00933
10.11 Наружный диаметр паропроводящих труб	м	$d_{\text{пот}}$	0,133
10.12 Толщина стенки паропроводящих труб	м	$\delta_{\text{пот}}$	0,012
10.13 Внутренний диаметр паропроводящих труб	м	$d_{\text{пот}}^{\text{BH}} = d_{\text{пот}} - \delta_{\text{пот}} \cdot 2$	0,109
10.14 Внутреннее поперечное сечение ПОТ	м ²	$f_{\text{во}} = \frac{\pi \cdot (d_{\text{пот}}^{\text{BH}})^2}{4} = \frac{3,14 \cdot (0,109)^2}{4}$	0,00933
10.15 Величина скоса	м	$A = 2 \cdot S_{\text{экр}} \cdot \sin(45^\circ)$	0,1591
10.16 Расстояние по осям труб, лежащих в одной плоскости тыльного (фронтального) экрана	м	$B = a_T - 2 \cdot A$	8,682
10.17 Количество труб, лежащих в каждом скосе тыльного (фронтального) экрана, принимается	шт.	$z_{\text{ск}}$	2
10.18 Шаг экранных труб (принимается из стандартного ряда)	шт.	$S_{\text{экр}}$	80

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
10.19 Суммарное количество экранных труб одного фронтного (тыльного) экрана	шт.	$z_{\text{фр}}$	114
10.20 Расстояние по осям крайних труб бокового экрана	м	$C = b_{\text{г}} - 2 \cdot A$	8,382
10.21 Количество труб одного бокового экрана	шт.	$z_{\text{бок}}$	106
10.22 Общее количество экранных труб топочной камеры	шт.	$z_{\text{экр}} = z_{\text{фр}} + z_{\text{тыл}} + 2 \cdot z_{\text{бок}}$	440
10.23 Суммарная площадь внутреннего поперечного сечения всех экранных труб (рисунок А.1)	м ²	$F_{\text{экр}} = z_{\text{экр}} \cdot f_{\text{экр}}$	0,796

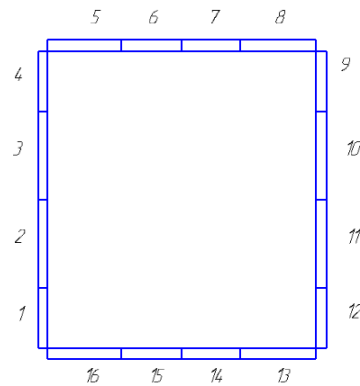


Рисунок А.1 – Разделение стен топки на испарительные панели

10.24 Количество труб в каждом циркуляционном контуре (панели)

№ панели	шт.	$z_{\text{экр}}^{\text{пан}}$	
1, 4, 9, 12			25
2, 3, 10, 11			32
5, 8, 13, 16			30
6, 7, 14, 15			23

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
№ панели 1, 4, 9, 12 2,3,10,11 5,8,13,16 6,7,14,15	шт.	$z_{оп}^{пан} = z_{пот}^{пан}$	3 3 3 2
10.25 Количество опускаемых труб фронтального экрана топочной камеры	шт.	$z_{оп}^{фр}$	12
10.26 Количество опускаемых труб тыльного экрана топочной камеры	шт.	$z_{оп}^{тыл}$	12
10.27 Количество опускаемых труб одного бокового экрана топочной камеры	шт.	$z_{оп}^{бок}$	10
10.28 Суммарное количество опускаемых труб	шт.	$z_{оп} = z_{оп}^{тыл} + z_{оп}^{фр} + 2 \cdot z_{оп}^{бок}$	42
10.29 Суммарная площадь внутреннего поперечного сечения всех опускаемых труб	м ²	$F_{оп} = F_{пот} = z_{оп} \cdot f_{оп}$	0,3733
10.30 Реальное отношение сечения всех опускаемых труб		$F_{оп}/F_{экр}$	0,5
10.31 Уточнение размеров топочной камеры	м	$a_T = (z_{фр}^{пл} - 1) \cdot S_{экр} + 2A$ $b_T = (z_{бок}^{пл} - 1) \cdot S_{экр} + 2A$	9,358 8,718
11 Выбор конструктивных характеристик топки			
11.1 Расчет глубины ширм 11.1.1 Диаметр труб ширм	м	$d_{ш}$	0,032
11.1.2 Толщина стенки труб ширм	м	$\delta_{ш}$	0,004
11.1.3 Внутренний диаметр труб ширм	м	$d_{ш.вн} = d_{ш} - 2\delta_{ш}$	0,024
11.1.4 Поперечный шаг между ширмами	м	S_1	0,53
11.1.5 Число ходов пара в ширмах	—	$n_{ход}$	2
11.1.6 Число ширм, установленных по ширине газохода	шт.	$n_{ш} = \frac{a_{тп}}{S_1} - 1$	16
11.1.7 Массовая скорость пара в ширмах	$\frac{кг}{м} \cdot с^2$	ω_p	800

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
11.1.8 Расход пара через ширмы	кг/с	$D_{ш} \approx D_{пе}$	58,33
11.1.9 Число ниток (заходов в ширме)	шт.	$z_{з.ш.} = \frac{D_{ш}}{0,785 \cdot d_{ш.вн}^2 \cdot \frac{n_{ш}}{n_{ход}} \cdot \omega \rho}$	21
11.1.10 Число петель в ширме	–	$n_{пет}$	1
11.1.11 Радиус гйба труб в ширмах	м	$R \geq 2 \cdot d_{ш}$	0,064
11.1.12 Продольный шаг ширм	м	$S_2 \leq 1,5 \cdot d_{ш}$	0,048
11.1.13 Глубина ширм по осям крайних труб по ходу газов	м	$b_{ш} = [2 \cdot (z_{з.ш.} - 1) \cdot S_2 + 2 \cdot R] \cdot n_{пет} + (n_{пет} - 1) \cdot 2 \cdot R$	2,048
11.1.14 Допускаемое тепловое напряжение объема топки по условиям горения [5]	$\frac{МВт}{М^3}$	$q_{v.доп}$	0,18
11.1.15 Высота газового окна (за ширмами, по оси заднего экрана)	м	$h_{ок}$	6,44
11.1.16 Высота ширм	м	$h_{ш} = (1,1 \dots 1,2) \cdot h_{ок}$	7,04
11.1.17 Расстояние от выходного сечения ширм до пароотводящих труб заднего экрана [5]	м	$l_{об}$	0,8
11.1.18 Глубина аэродинамического выступа	м	$b_{ав} = (0,2 \dots 0,3) \cdot b_{т}$	2,61
11.1.19 Угол наклона ската аэродинамического выступа	°	α_3	45
		α_2	20
11.1.20 Угол наклона холодной воронки в топках с ТШУ	°	α_1	50
11.1.21 Ширина устья холодной воронки в топках с ТШУ	м	$b_y = (0,8 \dots 1,2)$	1,2
10.21 Определение минимального и конструктивного объемов топки	М ³	$V_{т.мин} = \frac{B_p \cdot Q_H^r}{q_{v.доп}}$	843,018
11.2 Определение основных конструктивных размеров топки	м	$h_1 = \frac{\tan \alpha_1}{4} \cdot (b_t - b_y)$	2,235
		$h_3 = b_{ав} \cdot \tan \alpha_2$	0,950
		$h_4 = (b_{ав} - l_{об}) \cdot \tan \alpha_3$	1,810
		h_5	0,2
		$h_6 = h_{ш}$	7,04

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
11.2 Определение основных конструктивных размеров топки	м ³	$V_1 = \frac{a_T \cdot h_1}{4} \cdot (3 \cdot b_T + b_y)$	137,256
		$V_3 = h_3 \cdot a_T \cdot \left(b_T - \frac{b_{AB}}{2}\right)$	63,225
		$V_4 = h_4 \cdot a_T \cdot \left(b_T - \frac{b_{AB} - l_{об}}{2}\right)$	126,981
		$V_5 = h_5 \cdot a_T \cdot \left(b_T - \frac{b_{AB} - l_{об} + 0,4}{2}\right)$	13,671
		$V_6 = h_6 \cdot a_T \cdot (b_T - b_{III} - l_{об})$	370,783
		$V_2 = V_{T.min} - (V_1 + V_3 + V_4 + V_5 + V_6)$	131,102
	м	$h_2 = \frac{V_2}{a_T \cdot b_T}$	1,674
		h_2^p	8,9
	м ³	$V_2^p = a_T \cdot b_T \cdot h_2^p$	697,87
		$V_T = V_1 + V_2^p + V_3 + V_4 + V_5 + V_6$	1408,786
м	$h_T = h_1 + h_2^p + h_3 + h_4 + h_5 + h_6$	21,135	
11.3 Полная поверхность стен, ограничивающих активный объем топки с ТШУ	м	$l_{фп} = h_6 + h_5 + h_4 + h_3 + h_2^p + \frac{h_1}{\sin \alpha_1}$	21,817
11.3.1 Длина фронтной стены	м ²	$F_{фп} = a_T \cdot l_{фп}$	196,353
11.3.2 Поверхность фронтной стены	м	$l_3 = \frac{h_5 + h_4}{\sin \alpha_3} + \frac{h_3}{\sin \alpha_2} + h_2^p + \frac{h_1}{\sin \alpha_1}$	17,437
11.3.3 Длина задней стены	м ²	$F_3 = a_T \cdot l_3$	156,933
11.3.4 Поверхность задней стены	м ²	$F_{бок} = h_1 \cdot \frac{b_y + b_T}{2} + h_2^p \cdot b_T + h_3 \cdot \left(b_T - \frac{b_{AB}}{2}\right) + h_4 \cdot \left(b_T - \frac{b_{AB} - l_{об}}{2}\right) + h_5 \cdot \left(b_T - \frac{b_{AB} - l_{об} + 0,4}{2}\right) + h_6 \cdot (b_T - b_{III} - l_{об})$	152,342
11.3.5 Поверхность боковой стены			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
11.3.6 Поверхность стен потолка, ограничивающего активный объем топки	м ²	$F_{\text{пот}} = a_{\text{т}} \cdot (b_{\text{т}} - b_{\text{ш}} - l_{\text{об}})$	52,668
11.3.7 Поверхность выходного окна	м ²	$F_{\text{вых}} = (h_{\text{ш}} + b_{\text{ш}}) \cdot a_{\text{т}}$	81,792
11.3.8 Поверхность, занятая горелками	м ²	$F_{\text{гор}} = h_{\text{а}} \cdot b_{\text{а}} \cdot z_{\text{г}}$	5,302
11.3.9 Поверхность экранов	м ²	$F_{\text{экр}} = F_{\text{фр}} + F_{\text{з}} + 2 \cdot F_{\text{бок}} - F_{\text{гор}}$	663,272
11.3.10 Полная поверхность стен	м ²	$F_{\text{ст}} = F_{\text{экр}} + F_{\text{пот}} + F_{\text{вых}}$	797,732
12 Тепловой расчет топочной камеры			
12.1 Определение количества тепла, воспринятого в топке	–	$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{\text{к}} + q_5}$	0,994
12.1.1 Коэффициент сохранения тепла	–		
12.1.2 Отношение количества воздуха на входе в воздушный тракт к теоретически необходимому	–	$\beta'_{\text{т}} = \alpha''_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{пл}}$	1,14
12.1.3 Энтальпия горячего воздуха	кДж/кг	$I_{\text{0.г.в.}}$	2377,444
Энтальпия присосов холодного воздуха		$I_{\text{0.хв}}$	224,69
12.1.4 Тепло, вносимое в топку воздухом	кДж/кг	$Q_{\text{в}} = \beta'_{\text{т}} \cdot I_{\text{0.г.в.}} + (\Delta\alpha_{\text{т}} + \Delta\alpha_{\text{пл}})I_{\text{0.хв}}$	2723,768
12.1.5 Энтальпия газов на выходе из топки	кДж/кг	$I''_{\text{т}}$	10757,669
12.1.6 Полезное тепловыделение в топке	кДж/кг	$Q_{\text{т}} = Q_{\text{р}} \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_{\text{в}}$	22056,328
12.1.7 Кол. тепла, воспринятого в топке излучением	кДж/кг	$Q_{\text{л}} = \varphi(Q_{\text{т}} - I''_{\text{т}})$	11227,486
12.2 Определение параметра М			
12.2.1 Коэффициент М ₀	–	M_0	0,46
12.2.2 Уровень расположения осей горелок	м	$h_{\text{г1}} = h_{\text{ск}} + h_1$	4,115
12.2.3 Расход топлива через одну горелку	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	$B_{\text{г}} = \frac{B_{\text{р}}}{z_{\text{г}}}$	1,346

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
12.2.4 Средний уровень расположения настенных горелок	м	$h_r = \frac{\sum n_i \cdot B_r \cdot h_{r1}}{\sum n_i \cdot B_r} = \frac{n_1 \cdot B_r \cdot h_{r1}}{n_1 \cdot B_r}$	4,115
12.2.5 Относительный уровень расположения горелок в топке	–	$x_r = \frac{h_r}{H_T}$	0,234
12.2.6 Параметр забаластированности топочных газов	–	$r_v = \frac{V_r^H \cdot (1 + r)}{V_{0.N_2}^H + V_{RO_2}^H}$	1,365
12.2.7 Параметр М	–	$M = M_0 \cdot (1 - 0,4 \cdot x_r) \cdot \sqrt[3]{r_v}$	0,463
12.3 Определение адиабатической температуры горения			
12.3.1 Энтальпия газов	кДж/кг	$I_a = Q_T$	22056,328
12.3.2 Адиабатическая температура горения	°С К	ϑ_a $T_a = \vartheta_a + 273$	1947,286 2220,286
12.4 Температура газов на выходе из топки	К	$T'_T = \vartheta'_T + 273$	1293
12.5 Определение среднего коэффициента тепловой эффективности			
12.5.1 Угловой коэффициент: – для экранов в газоплотном исполнении: – для ширм: – для горелок: – для поверхности выходного окна топки: – для поверхностей потолка [5];	–	$x_{\text{экр}}$ $x_{\text{ш}}$ $x_{\text{гор}}$ $x_{\text{вых}}$ $x_{\text{пт}}$	1 1 0 1 0,63
12.5.2 Коэффициент загрязнения [5]	–	ζ $\zeta_{\text{вых}} = \zeta_{\text{экр}} \beta$	0,45 0,27
12.5.3 Коэффициент тепловой эффективности экранов	–	$\psi_{\text{экр}} = x_{\text{экр}} \zeta_{\text{экр}}$	0,45
12.5.4 Коэффициент тепловой эффективности выходного окна топки	–	$\psi_{\text{вых}} = x_{\text{вых}} \zeta_{\text{вых}}$	0,27
12.5.5 Коэффициент тепловой эффективности потолочного пароперегревателя	–	$\psi_{\text{пт}} = x_{\text{пт}} \zeta_{\text{пт}}$	0,2835

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
12.5.6 Коэффициент тепловой эффективности для неэкранированных труб	–	$\psi_{\text{неэкр}}$	0
12.5.7 Средний коэфф.и тепловой эффективности	–	$\psi_{\text{ср}} = \frac{\psi_{\text{вых}} F_{\text{вых}} + \psi_{\text{пт}} F_{\text{пт}} + \psi_{\text{экр}} F_{\text{экр}}}{F_{\text{ст}}}$	0,421
12.6 Определение эффективного значения критерия Бугера			
12.6.1 Эффективная толщина излучающего слоя	м	$s = 3,6 \frac{V_{\text{г}}}{F_{\text{ст}}}$	6,358
12.6.2 Давление в топочной камере	МПа	p	0,1
12.6.3 Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания	1/(м·МПа)	$k_{\text{г}} = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_{\text{n}} \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} T_{\text{г}}'') r_{\text{n}}$	0,886
12.6.4 Коэфф. поглощения лучей частицами	–	$k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}} = \frac{10^4 A_{\text{зл}}}{\sqrt[3]{(T_{\text{г}}'')^2}} \cdot \frac{\mu_{\text{зл}}}{1 + 1,2 \mu_{\text{зл}} s}$	0,42
12.6.5 Коэффициент поглощения лучей частицами кокса	1/(м·МПа)	$k_{\text{кокс}} \mu_{\text{кокс}}$	0,1
12.6.6 Коэффициент поглощения топочной среды	1/(м·МПа)	$k = k_{\text{г}} + k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}} + k_{\text{кокс}} \mu_{\text{кокс}}$	1,406
12.6.7 Критерий Бугера	–	$Bu = k \cdot p \cdot s$	0,894
12.6.8 Эффективное значение критерия Бугера	–	$B\ddot{u} = 1,6 \cdot \ln \left(\frac{1,4 \cdot Bu^2 + Bu + 2}{1,4 \cdot Bu^2 - Bu + 2} \right)$	0,944
12.6.9 Расчётная площадь поверхности стен топочной камеры	м ²	$F_{\text{ст}}^{\text{п}} = \frac{B_{\text{п}} \cdot Q_{\text{л}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{M^2} \cdot \left(\frac{T_{\text{а}}}{T_{\text{г}}''} - 1 \right)^2}}{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot M \cdot \psi_{\text{ср}} \cdot B\ddot{u}^{0,5} \cdot T_{\text{г}}'' \cdot T_{\text{а}}^3}$	801,041
12.6.10 Проверка по площади стен	%	$\delta F_{\text{ср}} = \frac{F_{\text{ст}}^{\text{п}} - F_{\text{ст}}}{F_{\text{ст}}^{\text{п}}} \cdot 100; \leq 2 \%$	0,415

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
12.6.11 Средний расчетный коэффициент тепловой эффективности	–	$\psi_{\text{ср}}^{\text{р}} = \frac{\psi_{\text{вых}} \cdot F_{\text{вых}} + \psi_{\text{пот}} \cdot F_{\text{пот}} + \psi_{\text{экр}} \cdot (F_{\text{экр}} - F_{\text{ош}}) + \psi_{\text{ош}} \cdot F_{\text{ош}}}{F_{\text{ст}}^{\text{р}}}$	0,419
12.6.12 Проверка среднего расчетного коэффициента тепловой эффективности	%	$\delta\psi_{\text{ср}} = \frac{\psi_{\text{ср}}^{\text{р}} - \psi_{\text{ср}}}{\psi_{\text{ср}}^{\text{р}}} \cdot 100; \leq 5 \%$	0,415
13 Проверка по длине факела			
12.1 Минимальное значение длины факела [5]	м	l_{ϕ}^{min}	14
12.2 Длина факела	м	$l_{\phi} = l_1 + l_2 + l_3$	18,416

Таблица А.2 – Расчет объемов газов, объемных долей трехатомных газов, концентрации золы по газоходам котла

Расчетные величины	Размерность	$V_0^H = 6,74 \frac{M^3}{KG}; V_{0.N_2}^H = 5,338 \frac{M^3}{KG}; V_{RO_2}^H = 1,273 \frac{M^3}{KG};$ $V_{0.H_2O}^H = 0,531 M^3/KG; A^r=16 \%; a_{yH}=0,95$						
		Газоходы котла						
		Топка и ширма	Конвективный пароперегреватель		Экономайзер		Воздухоподогреватель	
			II ст	I ст	II ст	I ст	II ст	I ст
Коэффициент избытка воздуха за поверхностью α_i''	–	1,2	1,215	1,23	1,25	1,28	1,3	1,33
Средний коэффициент избытка воздуха в газоходе α_{icp}	–	1,2	1,208	1,223	1,24	1,265	1,29	1,315
Произведение $(\alpha_{icp} - 1) \cdot V_0^H$	–	1,348	1,398	1,500	1,618	1,786	1,955	2,123
Объем водяных паров $V_{H_2O}^H$	м ³ /кг	0,552	0,553	0,555	0,557	0,559	0,562	0,565
Полный объем дым. газов V_r^H	м ³ /кг	8,511	8,562	8,665	8,785	8,956	9,127	9,298
Объемная доля сухих трехатомных газов r_{RO_2}	–	0,150	0,149	0,147	0,145	0,142	0,139	0,137
Объемная доля водяных паров r_{H_2O}	–	0,065	0,065	0,064	0,063	0,062	0,062	0,061
Суммарная объемная доля трехатомных газов r_n	–	0,214	0,213	0,211	0,208	0,205	0,201	0,198
Масса дымовых газов G_t	кг/кг	11,402	11,535	11,667	11,843	12,107	12,283	12,547
Безразмерная средняя концентрация золы в дымовых газах $\mu_{зл}$	–	0,012	0,012	0,012	0,011	0,011	0,011	0,011

Приложение Б

(Обязательное)

Энтальпия дымовых газов, воздуха и золы по газоходам котла

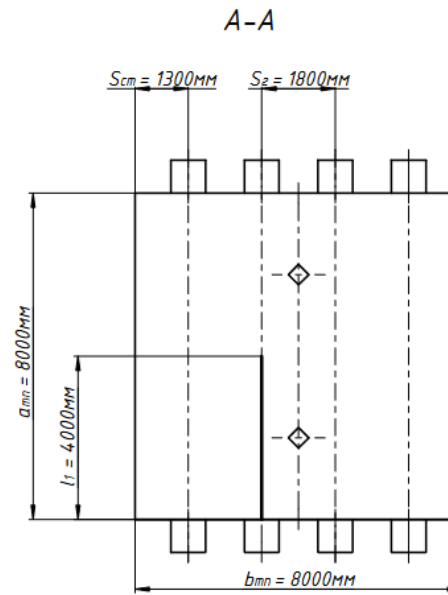
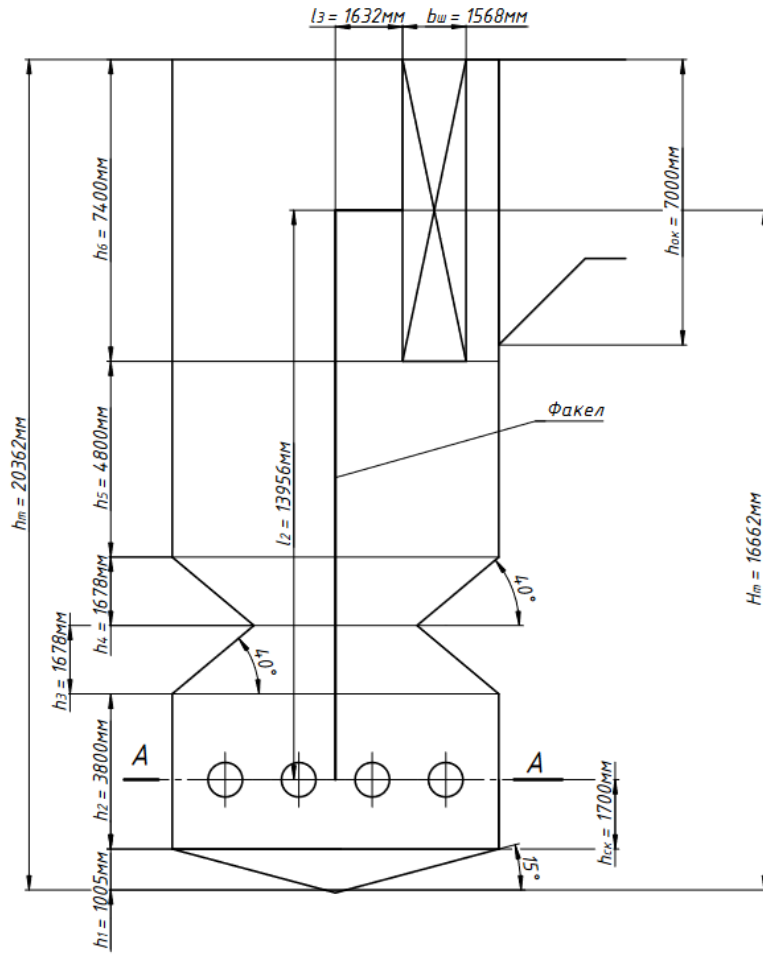
Таблица Б.1–Таблица энтальпий для отдельных газоходов

t, °C	I _{0,г} , кДж/кг кДж/м ³	I _{0,в} , кДж/кг кДж/м ³	I _{зл} , кДж/кг	I = I _{0,г} + (a _г ' - 1) · I _{0,в} + I _{зл}													
				Топка и ширмы		КПП II		КПП I		ВЭК II		ВП II		ВЭК I		ВП I	
				a _г '		a _{кппII} '		a _{кппI} '		a _{вкII} '		a _{впII} '		a _{вкI} '		a _{впI} '	
				I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI
30	278,963	260,760	2,583	333,698		337,609		341,521		346,736		354,559		359,774		367,597	
100	992,872	894,360	10,9888	1182,732	849,034	1196,148	858,538	1209,563	868,042	1227,450	880,714	1254,281	899,722	1272,168	912,394	1298,999	931,402
200	2012,740	1799,504	22,9976	2395,639	1212,906	2422,631	1226,483	2449,624	1240,061	2485,614	1258,163	2539,599	1285,318	2575,589	1303,421	2629,574	1330,575
300	3065,452	2716,105	35,904	3644,577	1248,938	3685,319	1262,687	3726,060	1276,436	3780,382	1294,768	3861,865	1322,267	3916,188	1340,599	3997,671	1368,097
400	4143,693	3652,926	48,96	4923,238	1278,661	4978,032	1292,714	5032,826	1306,766	5105,884	1325,502	5215,472	1353,607	5288,531	1372,343	5398,119	1400,448
500	5253,862	4616,705	62,288	6239,491	1316,253	6308,742	1330,710	6377,992	1345,166	6470,326	1364,442	6608,828	1393,355	6701,162	1412,631	6839,663	1441,544
600	6394,156	5593,964	76,16	7589,108	1349,617	7673,018	1364,276	7756,927	1378,935	7868,807	1398,480	8036,626	1427,798	8148,505	1447,343	8316,324	1476,661
700	7561,284	6598,182	90,032	8970,952	1381,844	9069,925	1396,907	9168,898	1411,971	9300,862	1432,055	9498,807	1462,181	9630,771	1482,266	9828,716	1512,392
800	8748,106	7609,139	104,312	10374,246	1403,294	10488,383	1418,458	10602,520	1433,623	10754,703	1453,842	10982,977	1484,170	11135,160	1504,390	11363,434	1534,718
900	9962,294	8647,055	119	11810,705	1436,459	11940,411	1452,028	12070,117	1467,597	12243,058	1488,355	12502,470	1519,493	12675,411	1540,251	12934,823	1571,388
1000	11193,630	9691,711	133,824	13265,796	1455,091	13411,172	1470,760	13556,547	1486,430	13750,382	1507,323	14041,133	1538,663	14234,967	1559,556	14525,718	1590,896
1100	12429,380	10749,846	149,192	14728,542	1462,746	14889,789	1478,618	15051,037	1494,490	15266,034	1515,652	15588,529	1547,396	15803,526	1568,559	16126,022	1600,303
1200	13690,946	11821,461	164,016	16219,254	1490,713	16396,576	1506,787	16573,898	1522,861	16810,327	1544,293	17164,971	1576,442	17401,400	1597,874	17756,044	1630,023
1300	14924,412	12899,816	185,096	17689,471	1470,217	17882,969	1486,392	18076,466	1502,568	18334,462	1524,135	18721,457	1556,485	18979,453	1578,053	19366,447	1610,403
1400	16204,717	13991,650	215,288	19218,335	1528,863	19428,210	1545,241	19638,084	1561,618	19917,917	1583,455	20337,667	1616,210	20617,500	1638,047	21037,249	1670,802
1500	17495,558	15090,223	239,224	20752,827	1534,492	20979,180	1550,971	21205,533	1567,449	21507,338	1589,421	21960,045	1622,378	22261,849	1644,349	22714,556	1677,307
1600	18795,875	16195,537	255,136	22290,118	1537,291	22533,051	1553,871	22775,984	1570,451	23099,895	1592,557	23585,761	1625,717	23909,672	1647,823	24395,538	1680,982
1700	20110,262	17300,850	280,704	23851,136	1561,018	24110,649	1577,598	24370,162	1594,177	24716,179	1616,284	25235,204	1649,443	25581,221	1671,549	26100,247	1704,709
1800	21428,257	18412,903	297,296	25408,133	1556,997	25684,327	1573,678	25960,520	1590,359	26328,779	1612,600	26881,166	1645,962	27249,424	1668,203	27801,811	1701,564
1900	22747,843	19538,436	324,632	26980,162	1572,029	27273,239	1588,912	27566,315	1605,795	27957,084	1628,305	28543,237	1662,071	28934,006	1684,582	29520,159	1718,348
2000	24076,162	20663,968	341,632	28550,588	1570,426	28860,547	1587,309	29170,507	1604,192	29583,786	1626,702	30203,705	1660,468	30616,984	1682,979	31236,904	1716,745
2100	25411,622	21796,240	342,28351	30113,154	1562,566	30440,098	1579,550	30767,041	1596,534	31202,966	1619,180	31856,853	1653,148	32292,778	1675,794	32946,665	1709,762
2200	26748,144	22928,513	359,85012	31693,696	1580,542	32037,624	1597,527	32381,552	1614,511	32840,122	1637,156	33527,977	1671,124	33986,548	1693,770	34674,403	1727,738
2300	28092,337	24067,524	377,41673	33283,259	1589,562	33644,272	1606,647	34005,284	1623,733	34486,635	1646,513	35208,661	1680,683	35690,011	1703,463	36412,037	1737,634
2400	29438,652	25206,536	394,98334	34874,943	1591,684	35253,041	1608,769	35631,139	1625,855	36135,270	1648,635	36891,466	1682,805	37395,597	1705,585	38151,793	1739,756
2500	30785,710	26352,288	412,54995	36468,718	1593,775	36864,002	1610,961	37259,286	1628,147	37786,332	1651,063	38576,901	1685,435	39103,947	1708,350	39894,515	1742,723

Приложение В

(Обязательное)

Эскиз топочной камеры котла Е-220-10-530 КЖ



Приложение Г

(Обязательное)

Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева парового котла

Таблица Г.1 – Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева парового котла

Искомая величина	Единица измерения	Формула	Результат
1	2	3	4
1 Распределение падения давления по ступеням пароперегревателя			
1.1 Давление в барабане (по заданию)	МПа	P_6	11,8
1.2 Давление перегретого пара (по заданию)	МПа	$P_{пп}$	10
1.3 Падение давления в пароперегревателе	МПа	$\Delta P_{пп} = P_6 - P_{пп}$	1,8
1.4 Падение давления в РПП	МПа	$\Delta P_{рпп} = 0,1 \cdot \Delta P_{пп}$	0,18
1.5 Падение давления в КПП I	МПа	$\Delta P_{кпп I} = 0,3 \cdot \Delta P_{пп}$	0,54
1.6 Падение давления в ШПП	МПа	$\Delta P_{шпп} = 0,3 \cdot \Delta P_{пп}$	0,54
1.7 Падение давления в КПП II	МПа	$\Delta P_{кпп II} = 0,3 \cdot \Delta P_{пп}$	0,54
1.8 Давление на входе в РПП	МПа	$P'_{рпп} = P_6$	11,62
1.9 Давление на выходе из РПП	МПа	$P''_{рпп} = P'_{рпп} - \Delta P_{рпп}$	11,62
1.10 Давление на входе в КПП I	МПа	$P'_{кпп I} = P''_{рпп}$	11,62
1.11 Давление на выходе из КПП I	МПа	$P''_{кпп I} = P'_{кпп I} - \Delta P_{кпп I}$	11,08
1.12 Давление на входе в ШПП	МПа	$P'_{шпп} = P''_{кпп I}$	11,08
1.13 Давление на выходе из ШПП	МПа	$P''_{шпп} = P'_{шпп} - \Delta P_{шпп}$	10,54
1.14 Давление на входе в КПП II	МПа	$P'_{кпп II} = P''_{шпп}$	10,54
1.15 Давление на выходе из КПП II	МПа	$P''_{кпп II} = P'_{кпп II} - \Delta P_{кпп II}$	10
1.16 Проверка	МПа	$P''_{кпп II} = P_{пп}$	10

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
2 Определение расходов пара в ступенях пароперегревателя			
2.1 Расход перегретого пара (по заданию)	кг/с	$D_{пп}$	61,111
2.2 Общий расход пара на впрыск	кг/с	$D_{впр} = (0,06 \dots 0,08)D_{пп}$	4,278
2.3 Расход впрыскиваемого конденсата через ПО I	кг/с	$D_{впрI} = 0,6D_{впр}$	2,567
2.4 Расход впрыскиваемого конденсата через ПО II	кг/с	$D_{впрII} = 0,4D_{впр}$	1,711
2.5 Расход пара через РПП	кг/с	$D_{рпп} = D_{пп} - D_{впр}$	56,833
2.6 Расход пара в ШПП	кг/с	$D_{шпп} = D_{пп} - D_{впр2}$	59,4
2.7 Расход пара в КПП I	кг/с	$D_{кппI} = D_{рпп}$	56,833
2.8 Расход пара в КПП II	кг/с	$D_{кппII} = D_{шпп}$	61,111
3 Тепловой расчет ширмового пароперегревателя			
3.1 Диаметр и толщина стенки обогреваемых труб ШПП (из расчета топочной камеры)	м	$d_{ш}$ δ	0,032 0,004
3.2 Поперечный шаг ширм (из расчета топочной камеры)	м	S_1	0,5
3.3 Число ширм (из расчета топочной камеры)	шт.	z_1	16
3.4 Продольный шаг труб ширм (из расчета топочной камеры)	м	S_2	0,048
3.5 Число ходов пара в ШПП (из расчета топочной камеры)	–	$z_{ход}$	2
3.6 Внутренний диаметр трубы	м	$d_{ш.вн} = d_{ш} - 2\delta_{ш}$	0,024
3.7 Количество труб (ниток) в ленте ширмы (из расчета топочной камеры)	шт.	n	16
3.8 Радиусгиба трубы ШПП (определен ранее)	м	$R_{г}$	0,064

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.9 Глубина ШПП по осям крайних труб (из расчета топочной камеры)	м	$b_{\text{ш}}$	1,568
3.10 Высота объёма, занятого ширмами на входе дымовых газов	м	$h' = h_{\text{ш}}$	9,768
3.11 Высота объёма, занятого ширмами на выходе дымовых газов	м	$h'' = h_{\text{ок}}$	7
3.12 Высота ШПП (из расчета топочной камеры)	м	$h_{\text{ш}}$	7,4
3.13 Ширина топки (из расчета топочной камеры)	м	a_{T}	8
3.14 Живое сечение для прохода дымовых газов на входе в ШПП	м ²	$F' = a_{\text{T}}h' - z_1 \cdot h_{\text{ш}} \cdot d_{\text{ш}}$	74,355
3.15 Живое сечение для прохода дымовых газов на выходе из ШПП	м ²	$F'' = a_{\text{T}}h'' - z_1 \cdot h_{\text{ш}} \cdot d$	52,211
3.16 Отношение	–	$\frac{F' - F''}{F'} \leq 25 \%$	29,78
3.17 Среднее живое сечение для прохода дымовых газов через ШПП	м ²	$F_{\text{ср}} = \frac{F' + F''}{2}$	61,346
3.18 Угловой коэффициент ширм (из расчета топочной камеры)	–	$x_{\text{шпп}}$	1
3.19 Полная поверхность нагрева ШПП	м ²	$H_{\text{шпп}} = 2 \cdot z_1 \cdot (h_{\text{ш}} \cdot (b_{\text{ш}} + d_{\text{ш}}) - (2 \cdot R_{\text{T}} - d_{\text{ш}}) \cdot (h_{\text{ш}} - (n - 1) \cdot S_2))$	358,359
3.20 Температура дымовых газов на входе в ширмы (из расчета топочной камеры)	°С	$\vartheta'_{\text{шпп}} = \vartheta'_{\text{T}}$	1120
3.21 Энтальпия дымовых газов на входе в ширмы (из расчета топочной камеры)	кДж/кг	$I'_{\text{шпп}} = I'_{\text{T}}$	15026,684
3.22 Температура дымовых газов на выходе из ширм (принимается)	°С	$\vartheta''_{\text{шпп}} = \vartheta' - 195$	981

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.23 Энтальпия дымовых газов на выходе из ширм (по приложению Б)	кДж/кг	$I''_{\text{шп}}''$	12989,329
3.24 Средняя температура дымовых газов	°С	$\vartheta_{\text{ср}} = \frac{\vartheta'_{\text{шп}} + \vartheta''_{\text{шп}}}{2}$	1050,5
3.25 Удельный объём дымовых газов в районе ШПП (по Приложению А)	м³/кг	V_{Γ}^{H}	8,51
3.26 Расчетный расход топлива (из расчета топочной камеры)	кг/с	$B_{\text{р}}$	6,645
3.27 Средняя скорость дымовых газов в районе ШПП	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_{\text{р}} V_{\Gamma} (\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{F_{\text{ср}} \cdot 273}$	4,469
3.28 Тепловосприятие конвекцией доп. поверхностей нагрева в области ширм (принимается)	кДж/кг	$Q_{\text{доп}}^{\text{шп}}''$	275
3.29 Коэффициент сохранения тепла в газоходах котла (из расчета топочной камеры)	—	φ	0,994
3.30 Тепловосприятие ШПП за счёт конвективного охлаждения дымовых газов	кДж/кг	$Q_6^{\text{шп}} = \varphi (I'_{\text{шп}} - I''_{\text{шп}}) - Q_{\text{доп}}^{\text{шп}}''$	1749,334
3.31 Температура пара на выходе из ШПП (принимается)	°С	$t''_{\text{шп}}$	450
3.32 Давление пара на выходе из ШПП	МПа	$P''_{\text{шп}}$	10,54
3.33 Энтальпия пара на выходе из ШПП [4, таб. XXV]	кДж/кг	$i''_{\text{шп}}$	3233,652
3.34 Эффективная толщина излучающего слоя ограниченного со всех сторон газового объема для ширмовой поверхности	м	$S = \frac{1,8}{\frac{1}{b_{\text{ш}} + d} + \frac{1}{S_1} + \frac{1}{h_{\text{ш}}}}$	0,652
3.35 Давление в газоходе котла (из расчета топочной камеры)	МПа	p	0,1

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.36 Средняя температура дымовых газов	К	$T_{cp} = \vartheta_{cp} + 273$	1323,5
3.37 Коэффициент поглощения лучей трехатомными газами	$\frac{1}{\text{МПа} \cdot \text{м}}$	$k_{\Gamma} = \left(\frac{7,8 + 16r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10pr_n s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} T_{cp}) r_n$	2,477
3.38 Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$\frac{1}{\text{МПа} \cdot \text{м}}$	$k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}} = \frac{10^4 A_{\text{зл}}}{\sqrt[3]{(T_{cp})^2}} \cdot \frac{\mu_{\text{зл}}}{1 + 1,2 \cdot \mu_{\text{зл}} \cdot s}$	0,882
3.39 Коэффициент поглощения продуктов сгорания	$\frac{1}{\text{МПа} \cdot \text{м}}$	$k = k_{\Gamma} + k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}}$	3,359
3.40 Суммарная оптическая толщина продуктов сгорания	–	kps	0,219
3.41 Степень черноты продуктов сгорания в районе ШПП	–	$a = 1 - e^{-kps}$	0,197
3.42 Относительный продольный шаг ШПП	–	$\sigma_2 = \frac{S_2}{d_{\text{ш}}}$	1,5
3.43 Площадь выходного окна топочной камеры (из расчета топочной камеры)	м ²	$F_{\text{вых}}$	78,144
3.44 Тепло, воспринятое в топочной камере за счёт теплообмена излучением	кДж/кг	$Q_{\text{л}}$	13666,230
3.45 Коэффициент тепловой эффективности выходного окна топки (из расчета топочной камеры)	–	$\psi_{\text{вых}}$	0,27
3.46 Площадь стен топочной камеры (из расчета топочной камеры)	м ²	$F_{\text{ст}}$	730,939
3.47 Средний коэффициент тепловой эффективности топочной камеры (из расчета топки)	–	ψ_{cp}	0,374

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.48 Значение коэффициента распределения тепловосприятости по высоте топки до середины выходного окна [4, таб. 8-3]	–	$y_{\text{ср}}^{\text{шпп}}$	0,8
3.49 Удельное тепловая нагрузка выходного окна топочной камеры	кВт/м ²	$q_{\text{л.в}}^{\text{шпп}} = y_{\text{ср}}^{\text{шпп}} \frac{B_{\text{р}} Q_{\text{л}} \psi_{\text{вых}}}{F_{\text{ст}} \psi_{\text{ср}}}$	71,667
3.50 Относительный поперечный шаг ШПП	–	$\sigma_1 = \frac{S_1}{d_{\text{ш}}}$	15,625
3.51 Сумма угловых коэффициентов в поверхности ШПП [4, таб. 7-1]	–	$\sum x_{\text{р}}^{\text{шпп}}$	1
3.52 Тепло, полученное ШПП и затененными экранами за счёт излучения из топки	кДж/кг	$Q_{\text{л}}^{\text{шпп-зат}} = \frac{q_{\text{л.в}}^{\text{шпп}} F_{\text{вых}} \sum x_{\text{р}}^{\text{шпп}} (1 - a)}{B_{\text{р}}}$	676,981
3.53 Тепловосприятость ШПП за счёт излучения из топки	кДж/кг	$Q_{\text{л}}^{\text{шпп}} = \frac{2z_1^{\text{шпп}}}{2z_1^{\text{шпп}} + 2} \cdot Q_{\text{л}}^{\text{шпп-зат}}$	637,158
3.54 Энтальпия пара на входе в ширмы	кДж/кг	$i'_{\text{шпп}} = \frac{\frac{D_{\text{шпп}}}{B_{\text{р}}} \cdot i''_{\text{шпп}} - Q_{\text{б}}^{\text{шпп}} - Q_{\text{л}}^{\text{шпп}}}{\frac{D_{\text{шпп}}}{B_{\text{р}}}}$	2966,676
3.55 Температура пара на входе в ширмы [4, таб. XXV]	°С	$t'_{\text{шпп}}$	369,51
3.56 Средняя температура пара в ширмах	°С	$t_{\text{ср}}^{\text{шпп}} = \frac{t'_{\text{шпп}} + t''_{\text{шпп}}}{2}$	409,755
3.57 Площадь живого сечения для прохода пара в ширмах	м ²	$f = \frac{\pi d_{\text{ш.вн}}^2 z_1^{\text{шпп}} n}{4n_{\text{ход}}}$	0,058
3.58 Среднее давление пара в ШПП	МПа	$P_{\text{ср}} = \frac{P'_{\text{шпп}} + P''_{\text{шпп}}}{2}$	10,81
3.59 Средний удельный объем пара в ширмах [4, таб. XXV]	м ³ /кг	$v_{\text{ср}}$	0,024695

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.60 Расчётная скорость пара в ШПП	м/с	$\omega_{\text{п}} = \frac{D_{\text{шпп}} v_{\text{ср}}}{f}$	25,333
3.61 Номограммный коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	4260
3.61.1 Коэффициент, учитывающий поправку на внутренний диаметр трубы	–	C_d	1,04
3.61.2 Определение коэффициента теплоотдачи конвекцией при продольном омывании для перегретого пара [4, ном. 12]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_2 = \alpha_{\text{н}} \cdot C_d$	4430,4
3.62 Коэффициент загрязнения ШПП [4, рис. 7.15]	$\frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$	ε	0,00625
3.63 Коэффициент использования поверхности нагрева в ширмах [4, рис. 7.13]	–	ξ	0,75
3.64 Определение коэффициента теплоотдачи конвекцией ширм [4, ном. 9].	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}} C_z C_s C_{\phi}$	42,347
3.64.1 Поправка на число рядов труб по ходу газов	–	C_z	1
3.64.2 Коэффициент, учитывающий геометрическую компоновку пучка труб ШПП	–	C_s	0,912
3.64.3 Поправка на физические свойства дымовых газов	–	C_{ϕ}	0,91
3.64.4 Номограммный коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	51
3.65 Температура наружного слоя золowych отложений	°С	$T_3 = t_{\text{ср}} + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \frac{B_p}{H_{\text{шпп}}} \cdot (Q_{\text{л}}^{\text{шпп}} + Q_{\text{б}}^{\text{шпп}}) \cdot 10^3$	969,323

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.66 Площадь боковой поверхности, ограждающей объем газов после ширм	м ²	$F_{\text{бок}} = \frac{h_{\text{ш}} + h_{\text{ок}}}{2} \cdot l_{\text{об}}$	5,6
3.67 Площадь всех поверхностей, ограждающих объем газов после ширм	м ²	$F_{\text{ст}}^{\text{об}} = 2 \cdot F_{\text{бок}} + a_{\text{т}} \cdot (h'' + h_{\text{ок}} + l_{\text{об}})$	129,600
3.68 Объем дымовых газов до ПО	м ³	$V_{\text{об}} = F_{\text{бок}} \cdot a_{\text{т}}$	44,8
3.69 Эффективная толщина излучающего слоя межширмового объема	м	$S_{\text{об}} = 3,6 \cdot \frac{V_{\text{об}}}{F_{\text{ст}}^{\text{об}}}$	1,244
3.70 Температура дымовых газов в объеме за ШПП	К	$T_{\text{об}} = \vartheta_{\text{шпп}}'' + 273$	1254
3.71 Коэффициент поглощения золых частиц в объеме за ШПП	$\frac{1}{\text{МПа} \cdot \text{м}}$	$k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}} = \frac{10^4 A_{\text{зл}}}{\sqrt[3]{(T_{\text{об}})^2}} \cdot \frac{\mu_{\text{зл}}}{1 + 1,2 \cdot \mu_{\text{зл}} \cdot S_{\text{об}}}$	0,91
3.72 Коэффициент поглощения лучей трехатомными газами	$\frac{1}{\text{МПа} \cdot \text{м}}$	$k_{\text{г}} = \left(\frac{7,8 + 16r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10pr_{\text{г}}S_{\text{об}}}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} T_{\text{ср}}) r_{\text{г}}$	1,76
3.73 Коэффициент поглощения топочной среды	$\frac{1}{\text{МПа} \cdot \text{м}}$	$k_{\text{об}} = k_{\text{г}} + k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}}$	2,67
3.74 Суммарная оптическая толщина газового потока	–	$k_{\text{об}} p S_{\text{об}}$	0,33
3.75 Степень черноты потока газов в объеме за ШПП	–	$a_{\text{об}} = 1 - e^{-kps}$	0,283
3.76 Степень черноты дымовых газов, учитывающая излучение дымовых газов, расположенных за ширмами	–	$a' = a \cdot \left[1 + \frac{a_{\text{об}}}{a} \cdot \frac{S_{\text{шпп}}}{2l_{\text{об}}} \Sigma X_{\text{p}} (1 - a) \frac{T_{\text{об}}^4 - T_3^4}{T_{\text{ср}}^4 - T_3^4} \right]$	0,248
3.77 Определение коэффициента теплоотдачи излучением [4, ном. 18]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{л}} = \alpha_{\text{н}} a'$	78,235
3.77.1 Номограммный коэф. теплоотдачи излучением	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	315

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.78 Приведённый коэффициент теплоотдачи от дымовых газов к стенке трубы	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{1\text{пр}} = \xi \left[\alpha_{\text{к}} \left(\frac{0,57}{\sigma_2} + 1 \right) + \alpha_{\text{л}} \right]$	97,936
3.79 Коэффициент теплопередачи	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$k = \frac{\alpha_{1\text{пр}}}{1 + \left(1 + \frac{Q_{\text{шпн}}^{\text{шпн}}}{Q_{\text{б}}^{\text{шпн}}} \right) \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \cdot \frac{H_{\text{шпн}}^{\text{шпн}}}{H_{\text{ВН}}^{\text{шпн}}} \right) \alpha_{1\text{пр}}}$	50,732
3.80 Температурный напор	°С	$\Delta t_{\text{шпн}} = \vartheta_{\text{ср}} - t_{\text{ср}}$	640,745
3.81 Тепловосприятие ШПП по уравнению конвективного теплообмена	кДж/кг	$Q_{\text{т}}^{\text{шпн}} = \frac{k \cdot \Delta t_{\text{шпн}} \cdot H_{\text{шпн}}}{B_{\text{р}}} \cdot 10^{-3}$	1753,017
3.82 Относительная невязка баланса (не должна превышать 2 %)	%	$\delta Q = \frac{ Q_{\text{б}}^{\text{шпн}} - Q_{\text{т}}^{\text{шпн}} }{Q_{\text{б}}^{\text{шпн}}} \cdot 100$	0,210
3.83 Температура пара в РПП [4, таб. XXIII]	°С	$t_{\text{доп1}} = t_{\text{доп3}} = t_{\text{с}}$	323,35
3.84 Температура пароводяной смеси в затененных экранах	°С	$t_{\text{доп2}} = t_{\text{с}} + 3$	326,35
3.85 Температурный напор для РПП	°С	$\Delta t_{\text{доп1}} = \vartheta_{\text{ср}} - t_{\text{доп1}}$	727,15
3.86 Температурный напор для затененных экранов	°С	$\Delta t_{\text{доп2}} = \vartheta_{\text{ср}} - t_{\text{доп2}}$	724,15
3.87 Температурный напор для экранных труб аэродинамического выступа	°С	$\Delta t_{\text{доп3}} = \vartheta_{\text{ср}} - t_{\text{доп3}}$	727,15
3.88 Поверхность затененных экранов в районе ШПП	м ²	$F_{\text{доп1}} = 2 \cdot \left(b_{\text{ш}} \cdot h_{\text{ш}} + \frac{h_{\text{об}}'' + h_{\text{ок}}}{2} \cdot l_{\text{об}} \right)$	34,41
3.89 Поверхность РПП в районе ШПП	м ²	$F_{\text{доп2}} = a_{\text{т}} \cdot (b_{\text{ш}} + l_{\text{об}})$	18,944

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
3.90 Длина обогреваемых труб затененной части тыльного экрана	м ²	$l_{\text{доп3}}$	0,4
3.91 Поверхность испарительных экранов в районе ШПП	м ²	$F_{\text{доп3}} = a_{\text{т}} \cdot l_{\text{доп3}}$	3,2
3.92 Поверхность нагрева РПП, участвующая в теплообмене	м ²	$H_{\text{доп1}} = a_{\text{т}} \cdot x_{\text{экp}}$	34,41
3.93 Поверхность нагрева затененных боковых экранов, участвующих в теплообмене	м ²	$H_{\text{доп2}} = F_{\text{доп2}} \cdot x_{\text{пот}}$	11,935
3.94 Поверхность нагрева труб аэродинамического выступа	м ²	$H_{\text{доп3}} = x_{\text{экp}} \cdot F_{\text{доп3}}$	3,2
3.95 Тепловосприятие боковых испарительных экранов, затененных ширмами, в районе ШПП по уравнению конвективного теплообмена	кДж/кг	$Q_{\text{доп1}}^{\text{т}} = \frac{k\Delta t_{\text{доп1}} \cdot H_{\text{доп1}}}{B_{\text{p}}} \cdot 10^{-3}$	191,005
3.96 Тепловосприятие РПП в районе ШПП	кДж/кг	$Q_{\text{доп2}}^{\text{т}} = \frac{k\Delta t_{\text{доп2}} \cdot H_{\text{доп2}}}{B_{\text{p}}} \cdot 10^{-3}$	65,982
3.97 Тепловосприятие труб аэродинамического выступа в районе ШПП	кДж/кг	$Q_{\text{доп3}}^{\text{т}} = \frac{k\Delta t_{\text{доп3}} \cdot H_{\text{доп3}}}{B_{\text{p}}} \cdot 10^{-3}$	17,765
3.98 Суммарное тепловосприятие в районе ШПП	кДж/кг	$\Sigma Q_{\text{доп}}^{\text{т}} = Q_{\text{доп1}}^{\text{т}} + Q_{\text{доп2}}^{\text{т}} + Q_{\text{доп3}}^{\text{т}}$	274,752
3.99 Относительная невязка баланса	%	$\delta Q_{\text{доп}} = \frac{ Q_{\text{доп}}^{\text{шпп}} - \Sigma Q_{\text{доп}}^{\text{т}} }{Q_{\text{доп}}^{\text{шпп}}} \cdot 100 \leq 10$	0,09
4. Тепловой расчет впрыскивающих пароохладителей			
4.1 Расход впрыскиваемого конденсата в первой ступени регулирования	кг/с	$D_{\text{впрI}}$	2,567
4.2 Давление впрыскиваемого конденсата	МПа	$P_{\text{впр}} = P_6 - (0,1 \dots 0,2)$	11,6

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
4.3 Температура кипения при давлении в барабане	°С	t_S	323,35
4.4 Температура впрыскиваемого конденсата(принимается)	°С	$t_{впр} = t_S - 10$	313,35
4.5 Энтальпия впрыскиваемого конденсата [4, таб. XXIV]	кДж/кг	$i_{впр}$	1420,25
4.6 Температура, энтальпия и давление перегретого пара на входе в ШПП	°С кДж/кг МПа	$t'_{шпп}$ $i'_{шпп}$ $P'_{шпп}$	369,51 2942,676 11,08
4.7 Температура, энтальпия и давление перегретого пара на выходе из ШПП	°С кДж/кг МПа	$t''_{шпп}$ $i''_{шпп}$ $P''_{шпп}$	450 3233,652 10,54
4.8 Энтальпия перегретого пара на выходе из КПП I	кДж/кг	$i''_{кпп I} = \frac{D_{шпп} \cdot i'_{шпп} - D_{впр I} \cdot i_{впр}}{D_{кпп I}}$	3036,514
4.9 Температура перегретого пара на выходе из КПП I [4, таб. XXV]	°С	$t''_{кпп I}$	388,658
4.10 Расход собственного конденсата в пароохладитель второй ступени (определен ранее)	кг/с	$D_{впр II}$	1,711
4.11 Давление перегретого пара на входе в КПП II	МПа	$P'_{кпп II} = P''_{шпп}$	10,54
4.12 Энтальпия перегретого пара на входе в КПП II	кДж/кг	$i'_{кпп II} = \frac{D_{шпп} i''_{шпп} + D_{впр II} i_{впр}}{D_{кпп II}}$	3182,877
4.13 Температура перегретого пара на входе в КПП II [4, таб. XXV]	°С	$t'_{кпп II}$	432,021
5. Тепловой расчет пароотводящих труб тыльного экрана			
5.1 Высота пароотводящих труб	м	$h_{пот} = h_{ок}$	7
5.2 Наружный диаметр ПОТ (из теплового расчета)	м	$d_{пот}$	0,133
5.3 Расчетное количество пароотводящих труб тыльного экрана	шт.	$z_1^{пот}$	10

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
5.4 Полная теплообменная поверхность паропроводящих труб	м ²	$H_{\text{ПОТ}} = \pi d_{\text{ПОТ}} h_{\text{ПОТ}} z_1^{\text{ПОТ}}$	29,248
5.5 Число рядов труб по ходу дымовых газов	шт.	$z_2^{\text{ПОТ}}$	1
5.6 Средний поперечный шаг паропроводящих труб	м	$S_1^{\text{CP}} = \frac{a_{\Gamma}}{z_1^{\text{ПОТ}} + 1}$	0,727
5.7 Относительный поперечный шаг паропроводящих труб	–	$\sigma_1 = \frac{S_1^{\text{CP}}}{d_{\text{ПОТ}}}$	5,468
5.8 Угловой коэффициент паропроводящих труб [4, таб. 7-2]	–	$x_p^{\text{ПОТ}}$	0,267
5.9 Количество лучистого тепла, воспринятого входной плоскостью ПОТ, за счёт излучения из топочной камеры	кДж/кг	$Q_{\text{Л.ПОТ}}^{\text{ВХ}} = \frac{q_{\text{Л.В}}^{\text{ШПП}} F_{\text{ВЫХ}} [1 - \sum x_p^{\text{ШПП}} (1 - a)]}{B_p}$	165,810
5.10 Количество тепла, воспринятого ПОТ за счёт излучения из топки	кДж/кг	$Q_{\text{Л}}^{\text{ПОТ}} = x_p^{\text{ПОТ}} Q_{\text{Л.ПОТ}}^{\text{ВХ}}$	44,203
5.11 Количество тепла, падающее на поверхность КПП II за счёт излучения из топки	кДж/кг	$Q_{\text{Л}}^{\text{КПП2}} = Q_{\text{Л.ПОТ}}^{\text{ВЫХ}} = (1 - x_p^{\text{ПОТ}}) Q_{\text{Л.ПОТ}}^{\text{ВХ}}$	121,61
5.12 Температура дымовых газов на входе в ПОТ	°С	$\vartheta'_{\text{ПОТ}} = \vartheta''_{\text{ШПП}}$	981
5.13 Энтальпия дымовых газов на входе в ПОТ	кДж/кг	$I'_{\text{ПОТ}} = I''_{\text{ШПП}}$	12989,329
5.14 Температура дымовых газов на выходе из паропроводящих труб	°С	$\vartheta''_{\text{ПОТ}} = \vartheta'_{\text{ПОТ}} - (11 \dots 15)$	969,6
5.15 Энтальпия дымовых газов на выходе из паропроводящих труб	кДж/кг	$I''_{\text{ПОТ}}$	12823,448
5.16 Количество тепла, воспринятого ПОТ за счёт конвективного охлаждения дымовых газов	кДж/кг	$Q_{\text{б}}^{\text{ПОТ}} = \varphi (I'_{\text{ПОТ}} - I''_{\text{ПОТ}})$	164,821

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
5.17 Средняя температура дымовых газов в районе пароотводящих труб	°С	$\vartheta_{\text{ср}} = \frac{\vartheta'_{\text{пот}} + \vartheta''_{\text{пот}}}{2}$	975,3
5.18 Средняя температура рабочего тела в пароотводящих трубах	°С	$t_{\text{ср}} = t_{\text{с}}$	323,35
5.19 Температурный напор	°С	$\Delta t_{\text{пот}} = \vartheta_{\text{ср}} - t_{\text{ср}}$	651,95
5.20 Среднее живое сечение для прохода дымовых газов в районе пароотводящих труб	м ²	$F_{\text{ср}} = h_{\text{пот}}(a_{\text{т}} - z_{\text{пот}}d_{\text{пот}})$	46,69
5.21 Средняя скорость дымовых газов в районе пароотводящих труб	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_{\text{п}}V_{\Gamma}^{\text{н}}(\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{F_{\text{ср}} \cdot 273}$	5,539
5.22 Коэффициент теплоотдачи конвекцией [4, ном. 8]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}}C_{\text{z}}C_{\text{с}}C_{\text{ф}}$	33,361
5.23.1 Поправка на геометрическую компоновку пучка	–	$C_{\text{с}}$	1,18
5.23.2 Поправка на число рядов труб по ходу газов	–	C_{z}	0,8
5.23.3 Поправка на физические свойства дымовых газов	–	$C_{\text{ф}}$	0,93
5.23.4 Значение номограммного коэффициента теплоотдачи конвекцией	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	38
5.23 Объемная доля водяных паров в дымовых газах	–	$r_{\text{H}_2\text{O}}$	0,065
5.24 Коэффициент тепловой эффективности пароотводящих труб	–	$\psi_{\text{пот}}$	0,41
5.25 Коэффициент использования поверхности нагрева [4, п.7-08]	–	ξ	1
5.26 Коэффициент теплоотдачи излучением от дымовых газов к стенке трубы (принимается)	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha'_{\text{л}} = (2 \dots 6)\alpha_{\text{к}}$	106,755

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
5.27 Коэффициент теплоотдачи от дымовых газов к стенке трубы	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha'_l)$	110,3
5.28 Термическое сопротивление внутренней поверхности паропроводящих труб	–	$\frac{1}{\alpha_2}$	0
5.29 Наружная температура стенки паропроводящих труб	°С	$t_3 = t_{cp} + \left[\frac{1}{\psi} \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} \right) - \frac{1}{\alpha_1} \right] \cdot \frac{B_p}{H_{nom}} \cdot (Q_{п1}^{пот} + Q_6^{пот}) \cdot 10^3$	140,116
5.30 Расстояние от ШПП до ПОТ (по осям крайних труб)	м	$l_{об}$	0,8
5.31 Расстояние от ПОТ до КПП II (по осям крайних труб)	м	$l'_{об}$	0,8
5.32 Высота входной плоскости КПП II	м	$h'_{кпп II} = h_{пот} - l'_{об} \cdot \tan(45^\circ)$	6,2
5.33 Высота объема, занятого ширмовым пароперегревателем на выходе дымовых газов из ширмового пароперегревателя	м	$h''_{шпп}$	7
5.34 Площадь поверхности, ограждающая объем газов до и после паропроводящих труб	м ²	$F_{об} = h''_{шпп} a_T + (l_{об} + l'_{об}) a_T + h'_{кпп II} a_n + \frac{h''_{шпп} + h'_{кпп II}}{2} (l_{об} + l'_{об}) 2 + \frac{(h''_{шпп} - h'_{кпп II})}{\sin(45^\circ)} \cdot a_T + H_{пот}$	193,134
5.35 Объем дымовых газов до и после паропроводящих труб	м ³	$V = \frac{h'_{кпп II} + h''_{шпп}}{2} (l_{об} + l'_{об}) \cdot a_m - \frac{\pi \cdot d_{пот}^2}{4} h_{ок} z_1^{пот}$	83,507
5.36 Эффективная толщина излучающего слоя	м	$S = 3,6 \frac{V_{об}}{F_{об}}$	1,557
5.37 Средняя температура газового потока	К	$T_{cp} = \vartheta_{cp} + 273$	1248,3
5.38 Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$k_{зл} \mu_{зл} = \frac{10^4 A_{зл}}{\sqrt[3]{(T_{cp})^2}} \cdot \frac{\mu_{зл}}{1 + 1,2 \mu_{зл} S}$	0,906

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
5.39 Коэффициент поглощения лучей трехатомными газами	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} T_{\text{cp}}) r_n$	1,65
5.40 Коэффициент поглощения топочной среды	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$k = k_r + k_{3л} \mu_{3л}$	2,556
5.41 Суммарная оптическая толщина газового потока	–	kps	0,398
5.42 Степень черноты потока дымовых газов	–	$a = 1 - e^{-kps}$	0,328
5.43 Номограммный коэффициент теплоотдачи излучением [4, ном. 18]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	α_n	325
5.44 Коэффициент теплоотдачи излучением продуктов сгорания	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{л} = \alpha_n a$	106,671
5.45 Расхождение между предварительно принятым и расчётным коэффициентом теплоотдачи излучением от газов к стенке труб	%	$\delta \alpha_{л} = \frac{ \alpha'_{л} - \alpha_{л} }{\alpha_{л}} \cdot 100 < 2$	0,078
5.46 Коэффициент теплопередачи	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$k = \psi \alpha_1$	57,448
5.47 Тепловосприятие ПОТ по уравнению конвективного теплообмена	кДж/кг	$Q_{\text{т}}^{\text{пот}} = \frac{K \cdot H_p \Delta t_{\text{пот}}}{B_p} \cdot 10^{-3}$	164,85
5.48 Относительная невязка баланса по тепловосприятию ПОТ	%	$\delta Q_{\text{пот}} = \frac{ Q_6^{\text{пот}} - Q_{\text{т}}^{\text{пот}} }{Q_6^{\text{пот}}} \cdot 100 < 5$	0,017

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
6. Определение суммарного тепловосприятия КПП и РПП в пределах горизонтального газохода			
6.1 Энтальпия дымовых газов на выходе из паропроводящих труб	кДж/кг	$I''_{\text{пот}}$	12823,448
6.2 Коэффициент распределения тепловосприятия по высоте для потолка [4, таб. 8–3]	–	$y_{\text{в}}^{\text{рпп}}$	0,7
6.3 Тепло, переданное в топке излучением	кДж/кг	$Q_{\text{л}}$	13666,23
6.4 Коэффициент тепловой эффективности потолочного пароперегревателя	–	$\psi_{\text{пт}}$	0,2835
6.5 Площадь стен и потолка топочной камеры	м ²	$F_{\text{ст}}$ $F_{\text{пт}}$	730,939 45,056
6.6 Средний коэффициент тепловой эффективности стен топки	–	$\psi_{\text{ср}}$	0,374
6.7 Удельное тепловосприятие потолочного пароперегревателя	кВт/м ²	$q_{\text{л}}^{\text{рпп}} = y_{\text{в}}^{\text{рпп}} \frac{B_{\text{р}} Q_{\text{л}} \psi_{\text{пт}}}{F_{\text{ст}} \psi_{\text{ср}}}$	65,844
6.8 Тепловосприятие радиационного пароперегревателя	кДж/кг	$Q_{\text{рпп}}^{\text{т}} = \frac{q_{\text{л}}^{\text{рпп}} F_{\text{пт}}}{B_{\text{р}}}$	446,451
6.9 Тепловосприятие ширм по уравнению теплового баланса	кДж/кг	$Q_{\text{б}}^{\text{шпп}}$	1749,344
6.10 Тепло, полученное ШПП за счёт излучения	кДж/кг	$Q_{\text{л}}^{\text{шпп}}$	637,158
6.11 Тепловосприятие РПП в районе ШПП	кДж/кг	$Q_{\text{рпп}}^{\text{шпп}} = Q_{\text{доп}}^{\text{шпп}} - Q_{\text{доп1}}^{\text{т}} - Q_{\text{доп3}}^{\text{т}}$	66,23
6.12 Количество тепла, падающее на поверхность КПП II за счёт излучения из топки	кДж/кг	$Q_{\text{л}}^{\text{кпп II}}$	121,607

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
6.13 Энтальпия сухого насыщенного пара (по давлению в барабане)	кДж/кг	$i_S'' = i'_{рпп}$	2689
6.14 Расход перегретого пара через РПП, ШПП и КПП II	кг/с	$D_{рпп}$ $D_{шпп}$ $D_{кпп II}$	56,833 59,4 61,11
6.15 Расход пара на впрыск и энтальпия впрыскиваемого конденсата	кДж/кг	$D_{впр}$ $i_{впр}$	4,278 1420,254
6.16 Энтальпия перегретого пара на входе и выходе из ШПП, на входе и выходе из КПП II и на выходе из КПП I	кДж/кг	$i'_{шпп}$ $i''_{шпп}$ $t'_{кпп II}$ $t''_{кпп II}$ $t''_{кпп I}$	2966,676 3233,652 3182,877 3450,3 3036,514
6.17 Суммарное тепловосприятие всех ступеней пароперегревателя	кВт	$\Sigma Q_{пп} = D_{рпп}(i''_{кпп I} - i'_{рпп}) + D_{шпп}(i''_{шпп} - i'_{шпп}) + D_{кпп II}(i''_{кпп II} - i'_{кпп II})$	51951,301
6.18 Присосы воздуха в газод конвективного пароперегревателя	–	$\Delta\alpha_{кпп I}, \Delta\alpha_{кпп II}$	0,015
6.19 Суммарное тепловосприятие пароперегревательных поверхностей нагрева в пределах горизонтального газохода	кДж/кг	$Q_{рпп-кпп}^{ГГ} = \frac{\Sigma Q_{пп}}{B_p} - Q_{рпп} - Q_{рпп}^{шпп} - Q_{б}^{шпп} - Q_{л}^{кпп II} - Q_{л}^{шпп}$	4797,275
6.20 Энтальпия холодного воздуха	кДж/кг	$I_{хв}$	260,760
6.21 Энтальпия дымовых газов на выходе из КПП I	кДж/кг	$I''_{кпп I} = I''_{по} - \frac{Q_{рпп-кпп}^{ГГ}}{\varphi} + (\Delta\alpha_{кпп I} + \Delta\alpha_{кпп II})I_{хв}$	8003,163
6.22 Температура дымовых газов на выходе из КПП I (по Приложению А)	°С	$\vartheta''_{кпп I}$	617,439

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
7. Распределение тепловосприятия по элементам опускной конвективной шахты			
Воздухоподогреватель первой степени			
7.1 Температура, энтальпия уходящих дымовых газов	°С кДж/кг	$\vartheta_{yx} = \vartheta''_{впI}, I_{yx} = I''_{впI}$	125 163,643
7.2 Температура и энтальпия воздуха на входе в ВП I	°С кДж/кг	$t'_{вп} = t_{хв}, I'_{впI} = I_{хв}$	30 260,76
7.3 Температура воздуха на выходе из ВП (принимается)	°С кДж/кг	$t''_{вп}, I''_{вп}$	200 1799,504
7.4 Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	–	α''_T	1,2
7.5 Присосы воздуха в топке, в системе пылеприготовления, в ВП I	–	$\Delta\alpha_T, \Delta\alpha_{пл}, \Delta\alpha_{впI}$	0,02 0,04 0,03
7.6 Коэффициент, отношения количества воздуха на выходе из ВП I к теоретически необходимому при сгорании топлива	–	$\beta''_{впI} = \alpha''_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл} + \Delta\alpha_{впI}$	1,17
7.7 Тепло, воспринятое воздухом в ВП I	кДж/кг	$Q_6^{впI} = \left(\beta''_{впI} + \frac{\Delta\alpha_{впI}}{2} \right) \cdot (I''_{о.впI} - I'_{о.впI})$	1823,412
7.8 Средняя температура воздуха в ВП	°С	$t_{ср}^{впI} = \frac{t'_{вп} + t''_{вп}}{2}$	115
7.9 Энтальпия воздуха при средней температуре (по Приложению А)	кДж/кг	$I_{о.прс}^{впI}$	1030,132
7.10 Энтальпия дымовых газов на входе в ВП I	кДж/кг	$I'_{впI} = \frac{Q_6^{впI}}{\varphi} + I''_{о.впI} - \Delta\alpha_{впI} I_{о.прс}^{впI}$	3435,871
7.11 Температура дымовых газов на входе в ВП I	°С	$\vartheta'_{впI} = \vartheta''_{взкI}$	264,171

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
7.12 Водяной экономайзер второй ступени			
7.13 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в ВЭК II	°С, кДж/кг	$\vartheta'_{\text{ВЭКII}} = \vartheta''_{\text{КППI}}, I'_{\text{ВЭКII}} = I''_{\text{КППI}}$	617,439 8003,163
7.14 Температура и энтальпия дымовых газов на выходе из ВЭК II	°С, кДж/кг	$\vartheta''_{\text{ВЭКII}} = \vartheta'_{\text{ВПII}}, I''_{\text{ВЭКII}}$	455 5856,328
7.15 Присосы холодного воздуха в районе ВЭК II	—	$\Delta\alpha_{\text{ВЭКII}}$	0,02
7.16 Тепло, воспринятое ВЭК II за счёт конвективного охлаждения дымовых газов	кДж/кг	$Q_6^{\text{ВЭКII}} = \varphi \cdot (I'_{\text{ВЭКII}} - I''_{\text{ВЭКII}} + \Delta\alpha_{\text{ВЭКII}} \cdot I_{\text{ХВ}})$	2138,307
7.17 Воздухоподогреватель второй ступени			
7.18 Температура и энтальпия воздуха на входе в ВП II	°С, кДж/кг	$t'_{\text{ВПII}} = t''_{\text{ВПI}}, I'_{0.\text{ВПII}} = I''_{0.\text{ВПI}}$	200 1799,504
7.19 Температура и энтальпия воздуха на входе в ВП II	°С, кДж/кг	$t''_{\text{ВПII}} = t_{\text{Г.В.}}, I''_{0.\text{ВПII}} = I_{\text{Г.В.}}$	400 3652,926
7.20 Присосы воздуха в топке, в системе пылеприготовления, в ВП II	—	$\Delta\alpha_{\text{ВПII}}$	0,03
7.21 Коэффициент, отношения количества воздуха на выходе из ВП2 к теоретически необходимому при сгорании топлива	—	$\beta''_{\text{ВПII}} = \beta''_{\text{ВПI}} - \Delta\alpha_{\text{ВПI}}$	1,14
7.22 Тепло, воспринятое воздухом в ВП2	кДж/кг	$Q_6^{\text{ВПII}} = \left(\beta''_{\text{ВПII}} + \frac{\Delta\alpha_{\text{ВПII}}}{2} \right) \cdot (I''_{0.\text{ВПII}} - I'_{0.\text{ВПII}})$	2140,402
7.23 Средняя температура и энтальпия воздуха в ВП	°С, кДж/кг	$t_{\text{ср}}^{\text{ВПII}} = \frac{t'_{\text{ВПII}} + t''_{\text{ВПII}}}{2}, I_{0.\text{прс}}^{\text{ВПII}}$	300 2716,105
7.24 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в ВП II	°С, кДж/кг	$\vartheta'_{\text{ВПII}} = \vartheta''_{\text{ВЭКII}}, I'_{\text{ВПII}} = I''_{\text{ВЭКII}}$	455 5856,328
7.25 Энтальпия и температура дымовых газов на выходе из ВП II	кДж/кг, °С	$I''_{\text{ВПII}} = \frac{Q_6^{\text{ВПII}}}{\varphi} + I'_{\text{ВПII}} - \Delta\alpha_{\text{ВПII}} \cdot I_{0.\text{прс}}^{\text{ВПII}}, \vartheta''_{\text{ВПII}}$	3783,35 294,062

Продолжение таблицы Г.1

7.26 Водяной экономайзер первой ступени			
7.27 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в ВЭК I	°С, кДж/кг	$\vartheta'_{\text{ВЭК I}} = \vartheta''_{\text{ВП II}}, I'_{\text{ВЭК I}} = I''_{\text{ВП II}}$	294,0,62 3783,35
7.28 Температура и энтальпия дымовых газов на выходе из ВЭК I	°С, кДж/кг	$\vartheta''_{\text{ВЭК I}} = \vartheta'_{\text{ВП I}}, I''_{\text{ВЭК I}} = I'_{\text{ВП I}}$	264,171 3435,871
7.29 Присосы холодного воздуха в районе ВЭК I	–	$\Delta\alpha_{\text{ВЭК I}}$	0,02
7.30 Тепло, воспринятое ВЭК I за счёт конвективного охлаждения дымовых газов	кДж/кг	$Q_6^{\text{ВЭК I}} = \varphi \cdot (I'_{\text{ВЭК I}} - I''_{\text{ВЭК I}} + \Delta\alpha_{\text{ВЭК I}} \cdot I_{\text{XB}})$	350,442
8 Сведение теплового баланса котла			
8.1 Тепло, переданное в топке излучением	кДж/кг	$Q_{\text{л}}$	1366,23
8.2 Тепловосприятие паропроводящих труб заднего экрана топки	кДж/кг	$Q_6^{\text{ПОТ}}$	164,821
8.3 Тепловосприятие ширм по уравнению теплового баланса	кДж/кг	$Q_6^{\text{ШПП}}$	1749,344
8.4 Тепло, воспринятое дополнительными поверхностями нагрева в области ШПП	кДж/кг	$Q_{\text{ДОП}}^{\text{ШПП}}$	275
8.5 Суммарное тепловосприятие РПП, КПП II, КПП I в пределах газахода	кДж/кг	$Q_{\text{РКП-КПП}}^{\text{ГГ}}$	4797,275
8.6 Суммарное тепловосприятие ВЭК I	кДж/кг	$Q_6^{\text{ВЭК I}}$	350,442
8.7 Суммарное тепловосприятие ВЭК II	кДж/кг	$Q_6^{\text{ВЭК II}}$	2138,307
8.8 Коэффициент полезного действия котла (брутто)	%	$\eta_{\text{к}}$	90,243
8.9 Потеря тепла от механической неполноты сгорания топлива	%	q_4	4
8.10 Располагаемое тепло 1 кг твёрдого топлива	кДж/кг	$Q_{\text{р}}$	24643,944

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
8.11 Абсолютная расчётная невязка теплового баланса котла	кДж/кг	$\Delta Q = Q_p \cdot \frac{\eta_k}{100} - \left(Q_l + Q_6^{\text{пот}} + Q_6^{\text{шпп}} + Q_{\text{доп}} + Q_{\text{рпп-кпп}}^{\text{ГГ}} + Q_6^{\text{вЭКI}} + Q_6^{\text{вЭКII}} \right) \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100} \right)$	23,550
8.12 Относительная невязка теплового баланса котла ($\delta Q \leq 0,5\%$)	%	$\delta Q = \frac{\Delta Q}{Q_p} \cdot 100 < 0,5\%$	0,096
9. Тепловой расчет выходной ступени конвективного пароперегревателя			
9.1 Диаметр труб (принимается)	м	$d_{\text{кппII}}$	0,032
9.2 Толщина стенки труб (принимается)	м	$\delta_{\text{кппII}}$	0,004
9.3 Внутренний диаметр труб	м	$d_{\text{кппII}}^{\text{вн}} = d_{\text{кппII}} - 2\delta_{\text{кппII}}$	0,024
9.4 Ширина топочной камеры	м	a_{T}	8
9.5 Поперечный шаг труб КПП II (принимается)	м	$S_1 = \sigma_1 \cdot d_{\text{кппII}}$	0,1
9.6 Относительный поперечный шаг	—	$\sigma_1 = (2,3 \dots 6,5)$	3,125
9.7 Относительный продольный шаг (принимается)	—	$\sigma_2 = (1,5 \dots 2,0)$	2
9.8 Продольный шаг труб	м	$S_2 = \sigma_2 \cdot d_{\text{кппII}}$	0,064
9.9 Расстояние от оси крайней трубы до боковой стены газохода	м	$t_{\text{кппII}}$	0,05
9.10 Ширина горизонтального газохода	м	$a_{\text{ГГ}} \approx a_{\text{T}}$	8
9.11 Количество труб поперек газохода	шт.	$z_1 = \frac{a_{\text{ГГ}} - 2t_{\text{кппII}}}{S_1} + 1$	80
9.12 Фактическая ширина газахода	м	$a_{\text{ГГ}} = (z_1 - 1) \cdot S_1 + 2t_{\text{кппII}}$	8
9.13 Массовая скорость пара в КПП II (принимается)	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$	ω_p	750

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
9.14 Расход пара через выходную ступень пароперегревателя	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	$D_{\text{кппII}}$	61,11
9.15 Число заходов пара к КПП II (принимается)	–	z_x	1
9.16 Живое сечение для прохода пара в КПП II	м^2	$f = \frac{D_{\text{кппII}}}{\omega_\rho}$	0,081
9.17 Живое сечение одной трубы в КПП II	м^2	$f_{\text{тр}} = \frac{\pi(d_{\text{вн}}^{\text{кппII}})^2}{4}$	0,000452
9.18 Общее количество труб КПП II	шт.	$z_n = \frac{f}{f_{\text{тр}}}$	181
9.19 Число ниток в змеевике	шт.	$n = \frac{z_p}{z_1} z_x$	3
9.20 Фактическое количество труб КПП II	шт.	$z_n = \frac{z_1 \cdot n}{z_x}$	240
9.21 Фактическое живое сечение для прохода пара в КПП II	м^2	$f = z_n \cdot f_{\text{тр}}$	0,109
9.22 Фактическая массовая скорость пара в КПП II	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$	$\omega_\rho = \frac{D_{\text{кппII}}}{f}$	562,855
9.23 Радиус гйба труб	м	R_Γ	0,075
9.24 Продольный шаг труб		$S_2' = 2R_\Gamma$	0,15
9.25 Число петель (принимается)	шт.	$n_{\text{пет}}$	3
9.26 Глубина пакета в КПП II	м	$b_{\text{кппII}} = 2 \cdot n_{\text{пет}} \cdot (n - 1) \cdot S_2 + (2 \cdot n_{\text{пет}} - 1) \cdot S_2'$	1,518
9.27 Количество труб по ходу дымовых газов	шт.	$z_2 = n_{\text{пет}} \cdot n \cdot 2$	18
9.28 Средний продольный шаг труб	м	$S_2^{\text{cp}} = \frac{b_{\text{кппII}}}{z_2 - 1}$	0,089
9.29 Расстояние от оси верхней нитки до верхней плоскости горизонтального газохода (принимается)	м	t''	0,1

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
9.30 Расстояние от оси нижней нитки до нижней плоскости газохода (принимается)	м	t'	0,2
9.31 Высота газохода на входе в ступень	м	$h'_{кппл}$	6,2
9.32 Высота газохода на выходе из ступени	м	$h''_{кппл}$	4,682
9.33 Живое сечение для прохода дымовых газов на входе в ступень	м ²	$F'_{кппл} = a_{гг} \cdot h'_{кппл} - z_1 \cdot d_{кппл} \cdot (h'_{кппл} - t'')$	34,24
9.34 Живое сечение для прохода дымовых газов на выходе из ступени	м ²	$F''_{кппл} = a_{гг} \cdot h''_{кппл} - z_1 \cdot d_{кппл} \cdot (h''_{кппл} - t'')$	25,982
9.35 Среднее живое сечение для прохода дымовых газов в первом пакете	м ²	$F_{cp} = \frac{2 \cdot F'_{кппл} \cdot F''_{кппл}}{F'_{кппл} + F''_{кппл}}$	30,111
9.36 Средний относительный продольный шаг	—	$\sigma_{cp2} = \frac{S_2^{cp}}{d_{кппл}}$	2,79
9.37 Температура, давление и энтальпия перегретого пара на входе в ступень	°С, МПа, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$t'_{кппл}$ $P'_{кппл}$ $i'_{кппл}$	432,021 10,54 3182,877
9.38 Температура, давление и энтальпия перегретого пара на выходе из ступени	°С МПа $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$t''_{кппл} = t_{пп}$ $P''_{кппл}$ $i''_{кппл} = i_{пп}$	530 10 3450,3
9.39 Средняя температура и давление перегретого пара в КПП II	°С МПа,	$t_{cp} = \frac{t'_{кппл} + t''_{кппл}}{2}$ $P_{cp} = \frac{P'_{кппл} + P''_{кппл}}{2}$	481,011 10,27

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
9.40 Количество тепла, падающего на входную плоскость КПП II за счет излучения из топки	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{\text{л}}^{\text{кппII}}$	121,607
9.41 Тепловосприятие выходной ступени КПП за счет конвективного охлаждения дымовых газов	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{\text{б}}^{\text{кппII}} = \frac{D_{\text{кппII}} \cdot (i''_{\text{кппII}} - i'_{\text{кппII}})}{B_{\text{p}}} - Q_{\text{л}}^{\text{кппII}}$	2337,753
9.42 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в КПП II	$^{\circ}\text{C}$ $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta'_{\text{кппII}} = \vartheta''_{\text{по}}$ $I'_{\text{кппII}} = I''_{\text{по}}$	969,6 12823,448
9.43 Присосы холодного воздуха в районе выходной ступени пароперегревателя	–	$\Delta\alpha_{\text{кппII}}$	0,015
9.44 Тепловосприятие дополнительных поверхностей нагрева в районе КПП II (принимается)	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{\text{доп}}^{\text{кппII}}$	55
9.45 Энтальпия дымовых газов на выходе из выходной ступени пароперегревателя	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$I''_{\text{кппII}} = I'_{\text{кппII}} - \frac{Q_{\text{б}}^{\text{кппII}} + Q_{\text{доп}}^{\text{кппII}}}{\varphi} + \Delta\alpha_{\text{кппII}} \cdot I_{\text{хв}}$	10419,228
9.46 Температура дымовых газов на выходе из КПП II	$^{\circ}\text{C}$	$\vartheta''_{\text{кппII}}$	795,125
9.47 Средняя температура дымовых газов в ступени	$^{\circ}\text{C}$	$\vartheta_{\text{cp}} = \frac{\vartheta'_{\text{кппII}} + \vartheta''_{\text{кппII}}}{2}$	882,362
9.48 Скорость дымовых газов в ступени	м/с	$\omega_{\text{r}} = \frac{B_{\text{p}} \cdot V_{\text{r}}^{\text{H}} \cdot (\vartheta_{\text{cp}} + 273)}{F_{\text{cp}} \cdot 273}$	7,997
9.49 Средняя длина змеевика	м	l_{cp}	36,35

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
9.50 Теплообменная поверхность выходной ступени пароперегревателя	м ²	$H_K^{кппII} = \pi \cdot d_{кппII} \cdot l_{cp} \cdot z_1 \cdot n$	877,032
9.51 Температурный напор на входе дымовых газов в КПП II	°С	$\Delta t_6 = \vartheta'_{кппII} - t'_{кппII}$	537,579
9.52 Температурный напор на выходе дымовых газов из КПП II	°С	$\Delta t_M = \vartheta''_{кппII} - t''_{кппII}$	265,125
9.53 Средний температурный напор	°С	$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}}$	385,434
9.54 Коэффициент теплоотдачи конвекцией от дымовых газов к стенке трубы [4, ном. 7]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_K = \alpha_H \cdot C_S \cdot C_Z \cdot C_\phi$	63,48
9.54.1 Поправка на геометрическую компоновку пучка	—	C_S	1
9.54.2 Поправка на число рядов по ходу газов	—	C_Z	1
9.54.3 Поправка на физические свойства дымовых газов	—	C_ϕ	0,92
9.54.4 Значение номограммного коэффициента теплоотдачи конвекцией	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	α_H	69
9.55 Коэффициент тепловой эффективности КПП II [4, рис. 7.16]	—	ψ	0,44
9.56 Коэффициент использования поверхности [4, п. 7–41]	—	ξ	1
9.57 Средний удельный объем пара в выходной ступени пароперегревателя [4, таб. XXV]	$\frac{м^3}{кг}$	v_{cp}	0,030743
9.58 Средняя скорость пара в выходной ступени пароперегревателя	м/с	$\omega_n = \frac{D_{кппII} \cdot v_{cp}}{f}$	17,304

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
9.59 Коэффициент теплоотдачи конвекцией от стенки трубы к пару [4, ном. 12]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_2 = \alpha_n \cdot C_d$	2485,6
9.59.1 Поправка на внутренний диаметр		C_d	1,04
9.59.2 Номограммный коэффициент теплоотдачи от стенки трубы пару	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	α_n	2390
9.60 Эффективная толщина излучающего слоя	м	$s = 0,9 \cdot d_{\text{кппII}} \cdot \left(\frac{4}{\pi} \sigma_1 \sigma_{2\text{cp}} - 1 \right)$	0,291
9.61 Давление дымовых газов в газоходе котла	МПа	p	0,1
9.62 Объемная доля водяных паров в дымовых газах	–	$r_{\text{H}_2\text{O}}$	0,065
9.63 Объемная суммарная доля трехатомных газов	–	r_n	0,213
9.64 Средняя температура газового потока	К	$T_{\text{cp}} = \vartheta_{\text{cp}} + 273$	1155,362
9.65 Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$k_{\text{r}} = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} T_{\text{cp}}) r_n$	4,208
9.66 Безразмерная концентрация золы в дымовых газах	–	$\mu_{\text{зл}}$	0,012
9.67 Коэффициент зольности	–	$A_{\text{зл}}$	0,9
9.68 Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}} = \frac{10^4 A_{\text{зл}}}{\sqrt[3]{(T_{\text{cp}})^2}} \cdot \frac{\mu_{\text{зл}}}{1 + 1,2 \mu_{\text{зл}} s}$	0,96
9.69 Суммарная оптическая толщина газового потока	–	$kps = (k_{\text{r}} + k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}}) ps$	0,15
9.70 Степень черноты дымовых газов в районе КПП II	–	$a = 1 - e^{-kps}$	0,14

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
9.71 Температура газового объема перед КПП II	К	$T_{об} = \vartheta'_{кппII} + 273$	1242,6
9.72 Коэффициент теплоотдачи излучением (принимается)	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha''_л$	48,88
9.73 Суммарный коэффициент теплоотдачи от газов к стенке трубы	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_к + \alpha''_л)$	112,36
9.74 Наружная температура стенки труб КПП II	°С	$t_3 = t_{cp} + \left[\frac{1}{\psi} \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} \right) - \frac{1}{\alpha_1} \right] \cdot \frac{B_p}{H_{кппII}} (Q_{л}^{кппII} + Q_6^{кппII}) \cdot 10^3$	709,12
9.75 Номограммный коэффициент теплоотдачи излучением [4, ном. 18]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_н$	250
9.76 Коэффициент теплоотдачи излучением	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_л = \alpha_н \cdot a$	34,9
9.77 Коэффициент, зависящий от вида сжигаемого топлива	–	A	0,4
9.78 Коэффициент теплоотдачи излучением, учитывающий поправку на излучение газового объема, расположенного перед ступенью пароперегревателя	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha'_л = \alpha_л \left[1 + A \left(\frac{T_{об}}{1000} \right)^{0,25} \left(\frac{l'_{об}}{b_{кппII}} \right)^{0,07} \right]$	48,993
9.79 Расхождение между предварительно принятым и расчётным коэффициентом теплоотдачи излучением	%	$\delta \alpha_л = \frac{ \alpha''_л - \alpha'_л }{\alpha''_л} \cdot 100 < 2 \%$	0,232
9.80 Фактический суммарный коэффициент теплоотдачи от газов к стенке трубы	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_к + \alpha'_л)$	112,473

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
9.81 Коэффициент теплопередачи	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$k = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \left(1 + \frac{Q_{\text{кппII}}}{Q_6^{\text{кппII}}}\right) \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	47,192
9.82 Расчётная поверхность нагрева КПП II	м^2	$H_{\text{р}}^{\text{кппII}} = \frac{B_{\text{р}} \cdot Q_6^{\text{кппII}}}{k \cdot \Delta t} \cdot 10^3$	854,042
9.83 Невязка баланса по поверхности выходной ступени пароперегревателя	%	$\delta H = \frac{ H_{\text{р}}^{\text{кппII}} - H_{\text{к}}^{\text{кппII}} }{H_{\text{р}}^{\text{кппII}}} \cdot 100 \leq 10$	2,621
9.84 Энтальпия перегретого пара на выходе из дополнительной поверхности в районе КПП II	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i''_{\text{доп}} = \frac{(Q_{\text{рпп}}^{\text{т}} + Q_{\text{рпп}}^{\text{шпп}}) \cdot B_{\text{р}}}{D_{\text{рпп}}} + i'_{\text{рпп}}$	2748,943
9.85 Среднее давление пара РПП	МПа	$P_{\text{ср.рпп}} = \frac{P'_{\text{рпп}} + P''_{\text{рпп}}}{2}$	11,71
9.86 Температура перегретого пара на выходе из дополнительной поверхности в районе КПП II	$^{\circ}\text{C}$	$t''_{\text{доп}}$	330,471
9.87 Средняя температура перегретого пара в дополнительной поверхности	$^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{ср}} = \frac{t'_{\text{доп}} + t''_{\text{доп}}}{2}$	326,911
9.88 Температурный напор для дополнительных поверхностей	$^{\circ}\text{C}$	$\Delta t_{\text{доп}} = \vartheta_{\text{ср}} - t_{\text{ср}}$	555,452
9.89 Площадь дополнительных поверхностей нагрева	м^2	$H_{\text{доп}}^{\text{кппII}} = (l'_{\text{ог}} + b_{\text{кппII}} + 0,5 \cdot l'_{\text{ог}}) \cdot a_{\text{т}} \cdot x_{\text{пт}}$	13,699
9.90 Тепловоприятие дополнительных поверхностей нагрева	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{\text{т.доп}}^{\text{кппII}} = \frac{k \cdot \Delta t_{\text{доп}} \cdot H_{\text{доп}}^{\text{кппII}}}{B_{\text{р}}} \cdot 10^{-3}$	54,037
9.91 Невязка баланса	%	$\delta Q_{\text{доп}}^{\text{кппII}} = \frac{ Q_{\text{доп}}^{\text{кппII}} - Q_{\text{т.доп}}^{\text{кппII}} }{Q_{\text{доп}}^{\text{кппII}}} \cdot 100 < 10$	1,75

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
10. Тепловой расчет воздухоподогревателя первой ступени			
10.1 Диаметр и толщина стенки труб (принимается)	м	$d_{\text{впI}}$ $\delta_{\text{впI}}$	0,033 0,0015
10.2 Внутренний диаметр трубы	м	$d_{\text{впI}}^{\text{BH}} = d_{\text{впI}} - 2 \cdot \delta_{\text{впI}}$	0,03
10.3 Поперечный к потоку воздуха шаг труб	м	$S_1 = \sigma_1 \cdot d_{\text{впI}}$	0,0495
10.4 Продольный к потоку воздуха шаг труб	м	$S_2 = \sigma_2 \cdot d_{\text{впI}}$	0,0354
10.5 Шаг в косом направлении по осям труб	м	$S_2' = \sqrt{\left(\frac{S_1}{2}\right)^2 + S_2^2}$	0,043
10.6 Шаг труб в косом направлении между кромками отверстий	м	$K = S_2' - d_{\text{впI}}$	0,01
10.7 Число кубов воздухоподогревателя поперек движения воздуха	шт.	z_K	4
10.8 Ширина конвективной шахты	м	$a_{\text{кш}}^{\text{вп}} = a_T$	9,358
10.9 Расстояние между осями крайних труб кубов (принимается)	м	t'	0,075
10.10 Расстояние от крайней трубы до боковой стены конвективной шахты	м	t	0,025
10.11 Приближенное количество труб в одном кубе, в одном ряду поперек движения воздуха	шт.	$z_1^K = \frac{a_{\text{кш}}^{\text{вп}} - (z_K - 1) \cdot t' + 2t + 0,5 \cdot z_K \cdot S_1}{z_K \cdot S_1}$	40
10.12 Количество труб в одном ряду по ширине конвективной шахты	шт.	$z_1 = z_1^K \cdot z_K$	160

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
10.13 Количество труб в одном кубе, в одном ряду поперек движения воздуха	шт.	$z_1^K = \frac{z_1}{z_K}$	40
10.14 Фактическая ширина конвективной шахты	м	$a_{кш}^{ВП} = z_K \cdot (z_1^K - 1) \cdot S_1 + (z_K - 1) \cdot t' + 2t$	8
10.15 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в ВП I	$^{\circ}\text{C}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta'_{\text{впI}}$ $I'_{\text{впI}}$	264,171 3435,871
10.16 Температура и энтальпия дымовых газов на выходе из ВП I	$^{\circ}\text{C}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta''_{\text{впI}}$ $I''_{\text{впI}}$	125 1631,643
10.17 Средняя температура дымовых газов в ступени	$^{\circ}\text{C}$	$\vartheta_{\text{ср}} = \frac{\vartheta'_{\text{впI}} + \vartheta''_{\text{впI}}}{2}$	194,586
10.18 Средняя температура воздуха в ступени	$^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{ср}}$	115
10.19 Полный удельный объем дымовых газов	$\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	V_{Γ}^H	9,298
10.20 Скорость дымовых газов в ступени (принимается)	м/с	$\omega_{\Gamma} = (8 \dots 13)$	8,4
10.21 Живое сечение для прохода дымовых газов	м^2	$F_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^H \cdot (\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{\omega_{\Gamma} \cdot 273}$	12,599
10.22 Общее количество труб в воздухоподогревателе	шт.	$z = \frac{F_{\Gamma}}{0,785 \cdot d_{\text{впI}}^{\text{BH}^2}}$	17833
10.23 Количество рядов труб по глубине конвективной шахты	шт.	$z_2 = \frac{z}{z_1}$	112
10.24 Общее количество труб в воздухоподогревателе(фактическое)	шт.	$z = z_2 \cdot z_1$	17920
10.25 Живое сечение для прохода дымовых газов	м^2	$F_{\Gamma}^{\phi} = z^{\phi} \cdot 0,785 \cdot d_{\text{впI}}^{\text{BH}^2}$	12,66

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
10.26 Фактическая скорость дымовых газов в ступени	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^H \cdot (\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{F_{\Gamma} \cdot 273}$	8,359
10.27 Количество параллельных потоков воздуха (принимается)	–	n	2
10.28 Внутренний размер по осям труб между кубами ВП (принимается)	м	$b_k = (1,2 \dots 1,5)$	1,21
10.29 Глубина конвективной шахты	м	$b_{\text{кш}} = S_2 \cdot \left(\frac{Z_2}{2} - 1\right) \cdot n + b_k$	5,1
10.30 Относительное количество воздуха в воздухоподогревателе	–	$\beta_{\text{вп}} = \beta''_{\text{вп}} + \frac{\Delta\alpha_{\text{вп}}}{2}$	1,185
10.31 Скорость воздуха в ступени (принимается)	м/с	$\omega_b = (4,5 \dots 6,0)$	5,2
10.32 Теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива	$\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	V_0^H	6,74
10.33 Живое сечение для прохода воздуха	м ²	$F_b = \frac{B_p \cdot \beta_{\text{вп}} \cdot V_0^H \cdot (t_{\text{ср}} + 273)}{\omega_b \cdot 273 \cdot n}$	7,253
10.34 Высота одного хода для прохода воздуха	м	$h_x = \frac{F_b}{a_{\text{кш}}^{\phi} - z_1 \cdot d_{\text{вп}}}$	2,669
10.35 Наибольшая разность температур сред	°С	$\Delta t_{\phi} = \vartheta''_{\text{вп}} - t'_{\text{вп}}$	95
10.36 Наименьшая разность температур сред	°С	$\Delta t_{\text{м}} = \vartheta'_{\text{вп}} - t''_{\text{вп}}$	64,171
10.37 Температурный напор при противотоке	°С	$\Delta t_{\text{прт}} = \frac{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\phi}}{\Delta t_{\text{м}}}}$	78,580
10.38 Число ходов воздуха в ступени (принимается)	–	z_x	1
10.39 Безразмерные параметры для схемы с перекрестным током	–	$P = \frac{\vartheta'_{\text{вп}} - \vartheta''_{\text{вп}}}{\vartheta'_{\text{вп}} - t'_{\text{вп}}}, R = \frac{t''_{\text{вп}} - t'_{\text{вп}}}{\vartheta'_{\text{вп}} - \vartheta''_{\text{вп}}}$	0,594 1,222

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
10.40 Коэффициент пересчета от противоточной схемы движения к перекрестной [4, ном. 21]	–	ψ'	0,97
10.41 Средний температурный напор в ступени	°С	$\Delta t = \psi' \Delta t_{\text{прт}}$	76,223
10.42 Коэффициент использования поверхности		ξ	1
10.43 Коэффициент теплоотдачи конвекцией [4, ном. 11]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{н}} \cdot C_l \cdot C_{\phi}$	32,2944
11.43.1 Поправка на длину омываемого канала	–	C_l	1
11.43.2 Поправка на физические свойства дымовых газов	–	C_{ϕ}	1,16
11.43.3 Значение коэффициента без учета поправок	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	27,84
10.44 Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_1 = \xi \cdot \alpha_{\text{к}}$	32,2944
10.45 Определение коэффициента теплоотдачи от стенки к воздуху [4, ном. 8]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_2 = \alpha_{\text{н}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$	61,15
10.45.1 Значение коэффициента без учета поправок	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	63,667
10.45.2 Поправка на число рядов труб по ходу воздуха	–	C_z	1
10.45.3 Поправка на компоновку пучка труб	–	C_s	0,98
10.45.4 Поправка на физические свойства среды	–	C_{ϕ}	0,98
10.46 Коэффициент эффективности [4, таб. 7-6]	–	ψ	0,9

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
10.47 Коэффициент теплопередачи	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$k = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	19,02
10.48 Расчетная поверхность нагрева воздухоподогревателя	м ²	$H_p^{вп1} = \frac{B_p \cdot Q_6^{вп1}}{K \cdot \Delta t} \cdot 10^3$	8357,839
10.49 Полная высота труб ступени	м	$h_{вп1}^д = \frac{H_p^{вп1}}{\pi \cdot (d_{вп1} - \delta_{вп1}) \cdot z}$	4,949
10.50 Число ходов воздуха в ступени	–	$z_x^д = \frac{h_{вп1}^д}{h_x}$	2
10.51 Действительная высота хода для потока воздуха	м	$h_x^д = \frac{h_{вп1}^д}{z_x^д}$	2,474
10.52 Действительная скорость воздуха в воздухоподогревателе	м/с	$\omega_B^д = \frac{B_p \cdot \beta_{вп1} \cdot V_0^н \cdot (t_{ср} + 273)}{273 \cdot n \cdot (a_{кш}^ф - z_1 \cdot d_{вп1}) \cdot h_x^д}$	5,61
10.53 Относительное расхождение принятого и расчетного значений скорости воздуха	%	$\delta\omega_B = \frac{ \omega_B - \omega_B^д }{\omega_B} \cdot 100 < 10 \%$	7,882
11. Тепловой расчет воздухоподогревателя второй ступени			
11.1 Диаметр и толщина стенки труб (принимается)	м	$d_{впII}$ $\delta_{вп2}$	0,029 0,0015
11.2 Внутренний диаметр трубы	м	$d_{впII}^{вн} = d_{впII} - 2 \cdot \delta_{впII}$	0,026
11.3 Относительный поперечный шаг	–	σ_1	1,4
11.4 Поперечный к потоку воздуха шаг труб	м	$S_1 = \sigma_1 \cdot d_{впII}$	0,0406

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
11.5 Относительный продольный шаг	–	σ_2	1,1
11.6 Продольный к потоку воздуха шаг труб	м	$S_2 = \sigma_2 \cdot d_{\text{впII}}$	0,032
11.7 Шаг в косом направлении по осям труб	м	$S'_2 = \sqrt{\left(\frac{S_1}{2}\right)^2 + S_2^2}$	0,039
11.8 Шаг труб в косом направлении между кромками отверстий	м	$K = S'_2 - d_{\text{впII}}$	0,01
11.9 Число кубов воздухоподогревателя поперек движения воздуха	шт.	z_K	4
11.10 Расстояние между осями крайних труб кубов (принимается)	м	t'	0,04
11.11 Расстояние от крайней трубы до боковой стены конвективной шахты	м	t	0,04
11.12 Приближенное количество труб в одном кубе, в одном ряду поперек движения воздуха	шт.	$z_1^K = \frac{a_{\text{кш}}^{\text{вп}} - (z_K - 1) \cdot t' + 2t + 0,5 \cdot z_K \cdot S_1}{z_K \cdot S_1}$	49
11.13 Количество труб в одном ряду по ширине конвективной шахты	шт.	$z_1 = z_1^K \cdot z_K$	196
11.14 Количество труб в одном кубе, в одном ряду поперек движения воздуха	шт.	$z_1^K = \frac{z_1}{z_K}$	49
11.15 Фактическая ширина конвективной шахты	м	$a_{\text{кш}}^{\text{вп}} = z_K \cdot (z_1^K - 1) \cdot S_1 + (z_K - 1) \cdot t' + 2t$	8
11.16 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в ВП II	$^{\circ}\text{C}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta'_{\text{впII}}$ $I'_{\text{впII}}$	455 5856,328

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
11.17 Температура и энтальпия дымовых газов на выходе из ВП II	$^{\circ}\text{C}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta''_{\text{впII}}$ $I''_{\text{впII}}$	294,062 3783,350
11.18 Средняя температура дымовых газов в ступени	$^{\circ}\text{C}$	$\vartheta_{\text{cp}} = \frac{\vartheta'_{\text{впII}} + \vartheta''_{\text{впII}}}{2}$	374,531
11.19 Средняя температура воздуха в ступени	$^{\circ}\text{C}$	t_{cp}	300
11.20 Полный удельный объем дымовых газов	$\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	V_{Γ}^{H}	8,956
11.21 Скорость дымовых газов в ступени (принимается)	м/с	$\omega_{\Gamma} = (8 \dots 13)$	11
11.22 Живое сечение для прохода дымовых газов	м^2	$F_{\Gamma} = \frac{B_{\text{p}} \cdot V_{\Gamma}^{\text{H}} \cdot (\vartheta_{\text{cp}} + 273)}{\omega_{\Gamma} \cdot 273}$	12,833
11.23 Общее количество труб в воздухоподогревателе	шт.	$z = \frac{F_{\Gamma}}{0,785 \cdot d_{\text{впII}}^2}$	24304
11.24 Количество рядов труб по глубине конвективной шахты	шт.	$z_2 = \frac{z}{z_1}$	124
11.25 Общее количество труб в воздухоподогревателе(фактическое)	шт.	$z = z_2 \cdot z_1$	24304
11.26 Живое сечение для прохода дымовых газов	м^2	$F_{\Gamma}^{\phi} = z^{\phi} \cdot 0,785 \cdot d_{\text{впII}}^2$	12,897
11.27 Фактическая скорость дымовых газов в ступени	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_{\text{p}} \cdot V_{\Gamma}^{\text{H}} \cdot (\vartheta_{\text{cp}} + 273)}{F_{\Gamma} \cdot 273}$	10,95
11.28 Количество параллельных потоков воздуха (принимается)	–	n	2
11.29 Внутренний размер по осям труб между кубами ВП (принимается)	м	$b_{\text{к}} = (1,2 \dots 1,5)$	1,21

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
11.30 Глубина конвективной шахты	м	$b_{кш} = S_2 \cdot \left(\frac{z_2}{2} - 1\right) \cdot n + b_k$	5,1
11.31 Относительное количество воздуха в воздухоподогревателе		$\beta_{впII} = \beta''_{впII} + \frac{\Delta\alpha_{впII}}{2}$	1,155
11.32 Скорость воздуха в ступени (принимается)	м/с	$\omega_b = (4,5 \div 6,0)$	4,6
11.33 Теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива	$\frac{M^3}{кг}$	V_0^H	6,74
11.34 Живое сечение для прохода воздуха	м ²	$F_B = \frac{B_p \cdot \beta_{впII} \cdot V_0^H \cdot (t_{cp} + 273)}{\omega_b \cdot 273 \cdot n}$	11,801
11.35 Высота одного хода для прохода воздуха	м	$h_x = \frac{F_B}{\alpha_{кш}^\phi - z_1 \cdot d_{впII}}$	5,106
11.36 Наибольшая разность температур сред	°С	$\Delta t_\phi = \vartheta''_{впII} - t'_{впII}$	94,062
11.37 Наименьшая разность температур сред	°С	$\Delta t_M = \vartheta'_{впII} - t''_{впII}$	55
11.38 Температурный напор при противотоке	°С	$\Delta t_{прт} = \frac{\Delta t_\phi - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_\phi}{\Delta t_M}}$	72,793
11.39 Число ходов воздуха в ступени (принимается)	–	z_x	1
11.40 Безразмерные параметры для схемы с перекрестным током	–	$P = \frac{\vartheta'_{впII} - \vartheta''_{впII}}{\vartheta'_{впII} - t'_{впII}}, R = \frac{t''_{впII} - t'_{впII}}{\vartheta'_{впII} - \vartheta''_{впII}}$	0,631 1,243
11.41 Коэффициент пересчета от противоточной схемы движения к перекрестной [4, ном. 21]	–	ψ'	0,95
11.42 Средний температурный напор в ступени	°С	$\Delta t = \psi' \Delta t_{прт}$	69,153
11.43 Коэффициент теплоотдачи конвекцией [4, ном. 11]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_k = \alpha_n \cdot C_l \cdot C_\phi$	34,33

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
11.43.1 Поправка на длину омываемого канала	–	C_l	1
11.43.2 Поправка на физические свойства дымовых газов	–	C_ϕ	0,96
11.43.3 Значение коэффициента без учета поправок	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	α_n	35,76
11.44 Коэффициент использования поверхности		ξ	1
11.45 Средняя температура газового потока	К	$T_{cp} = \vartheta_{cp} + 273$	647,531
11.46 Эффективная толщина излучающего слоя	м	$s = 0,9 \cdot d_{впII}^{BH}$	0,023
11.47 Объемная доля водяных паров в дымовых газах ширм		r_{H_2O}	0,062
11.48 Объёмная суммарная доля трёхатомных газов ширм		r_n	0,205
11.49 Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	$k_\Gamma = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp}) \cdot r_n$	19,63
11.50 Безразмерная концентрация золы в дымовых газах ширм	–	$\mu_{зл}$	0,011
11.51 Коэффициент зольности	–	$A_{зл}$	0,9
11.52 Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	$k_{зл}\mu_{зл} = \frac{10^4 \cdot A_{зл}}{\sqrt[3]{T_{cp}^2}} \cdot \frac{\mu_{зл}}{1 + 1,2 \cdot \mu_{зл} \cdot s}$	1,35
11.53 Суммарная оптическая толщина газового потока	–	$kps = (k_\Gamma + k_{зл}\mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	0,049
11.54 Степень черноты продуктов сгорания в районе ВП II	–	$a = 1 - e^{-kps}$	0,048

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
11.55 Наружная температура стенки труб ВП II	°C	$t_3 = \frac{\vartheta_{cp} + t_{cp}}{2}$	337,226
11.56 Коэффициент теплоотдачи излучением	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a$	2,635
11.56.1 Номограммный коэффициент теплоотдачи излучением	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	α_n	55
11.56.2 Суммарный коэффициент теплоотдачи от газов к стенке трубы	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$	36,965
11.57 Коэффициент теплоотдачи от стенки к воздуху	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_2 = \alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	59,9
11.57.1 Значение коэффициента без учета поправок	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	α_n	62,375
11.57.2 Поправка на число рядов труб по ходу воздуха	—	C_z	1
11.57.3 Поправка на компоновку пучка труб	—	C_s	0,98
11.57.4 Поправка на физические свойства среды	—	C_ϕ	0,98
11.58 Коэффициент эффективности [4, таб. 7-6]	—	ψ	0,9
11.59 Коэффициент теплопередачи	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$k = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	20,573
11.60 Расчетная поверхность нагрева воздухоподогревателя	м ²	$H_p^{впII} = \frac{B_p \cdot Q_6^{впII}}{K \cdot \Delta t} \cdot 10^3$	9998,606
11.61 Полная высота труб ступени	м	$h_{впII}^д = \frac{H_p^{впII}}{\pi \cdot (d_{впII} - \delta_{впII}) \cdot z}$	4,762
11.62 Число ходов воздуха в ступени	—	$z_x^д = \frac{h_{впII}^д}{h_x}$	1

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
11.63 Действительная высота хода для потока воздуха	м	$h_x^d = \frac{h_{впII}^d}{z_x^d}$	4,762
11.64 Действительная скорость воздуха в воздухоподогревателе	м/с	$\omega_B^d = \frac{B_p \cdot \beta_{впII} \cdot V_0^H \cdot (t_{cp} + 273)}{273 \cdot n \cdot (a_{кш}^\phi - z_1 \cdot d_{впII}) \cdot h_x^d}$	4,932
11.65 Относительное расхождение принятого и расчетного значений скорости воздуха	%	$\delta\omega_B = \frac{ \omega_B - \omega_B^d }{\omega_B} \cdot 100 < 10 \%$	7,228
12. Тепловой расчет водяного экономайзера первой ступени			
12.1 Диаметр и толщина стенки труб (принимается)	м	$\begin{matrix} d_{вЭКI} \\ \delta_{вЭКI} \end{matrix}$	 0,038 0,004
12.2 Внутренний диаметр трубы	м	$d_{вЭКI}^{BH} = d_{вЭКI} - 2 \cdot \delta_{вЭКI}$	0,03
12.3 Ширина конвективной шахты (определена ранее)	м	$a_{кш}^{B3}$	8
12.4 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в ВЭК I	$^{\circ}C, \frac{кДж}{кг}$	$\begin{matrix} \vartheta'_{вЭКI} \\ I'_{вЭКI} \end{matrix}$	 294,062 3783,35
12.5 Температура и энтальпия дымовых газов на выходе из ВЭК I	$^{\circ}C, \frac{кДж}{кг}$	$\begin{matrix} \vartheta''_{вЭКI} \\ I''_{вЭКI} \end{matrix}$	 264,171 3435,871
12.6 Расходы воды через водяной экономайзер при регулировании перегрева пара впрыскивающим пароохладителем (на собственном конденсате)	кг/с	$D_{вЭКI} = D_{пр} + D_{пп}$	62,883
12.7 Теплосприятие ВЭК I (определено ранее)	$\frac{кДж}{кг}$	Q_6^{B3}	350,442
12.8 Давление на входе в ВЭК I и на выходе из ВЭК I	МПа	$\begin{matrix} P'_{вЭКI} = P_{пв}, \\ P''_{вЭКI} = P_{пв} - 0,25 \cdot (P_{пв} - P_6) \end{matrix}$	 12,98 12,685
12.9 Энтальпия воды на входе в водяного экономайзера	$\frac{кДж}{кг}$	$i'_{вЭКI} = i_{пв}$	946,894

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
12.10 Температура воды на входе в водяного экономайзера [4, таб. XXIV]	°С	$t'_{вэ}$	220
12.11 Энтальпия воды на выходе из водяного экономайзера	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i''_{вэкл} = i'_{вэкл} + \frac{Q_6^{вэкл} \cdot B_p}{D_{вэкл}}$	983,926
12.12 Температура воды на выходе из водяного экономайзера [4, таб. XXIV]	°С	$t''_{вэ}$	228,123
12.13 Относительный поперечный шаг труб (принимается)		σ_1	2,5
12.14 Поперечный к потоку дымовых газов шаг труб	м	$S_1 = \sigma_1 \cdot d_{вэкл}$	0,095
12.15 Относительный продольный шаг (принимается)		σ_2	1,5
12.16 Продольный шаг труб	м	$S_2 = \sigma_2 \cdot d_{вэкл}$	0,057
12.17 Минимальное расстояние от петли экономайзера до стены газохода по осям труб	м	$t = (0,4 \dots 0,6)S_1$	0,0475
12.18 Минимальное расстояние между петлями по осям труб (применяется)	м	$t' = (100 \dots 200)$	0,01
12.19 Расстояние от оси крайней трубы до стены газохода по горизонтали (принимается)	м	$t'' = S_1$	0,05
12.20 Массовая скорость воды (принимается)	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$	$\omega_p = (500 \dots 600)$	570
12.21 Суммарное количество труб, параллельно включенных для прохода рабочего тела	шт.	$z_n = \frac{D_{вэкл}}{0,785 \cdot d_{вэкл}^2 \cdot \omega_p}$	157
12.22 Число ниток змеевика (принимается)	—	n	1

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
12.23 Количество рядов труб, выходящих из коллектора	–	z_p	2
12.24 Число параллельных потоков воды в ступени (принимается)	–	$z_{\text{поток}}$	2
12.25 Число газоходов, в котором расположен экономайзер (принимается)	–	$z_{\text{газ}}$	2
12.26 Число труб в одном ряду поперек газохода	шт.	$z_1 = \frac{z_n}{z_{\text{газ}} \cdot z_p \cdot z_{\text{поток}}}$	20
12.27 Глубина газохода в районе ВЭК	м	$b_{\text{кш}}^{\text{ВЭК I}} = (z_1 - 1) \cdot S_1 + 0,5 \cdot S_1 + 2 \cdot t$	1,9475
12.28 Истинное суммарное количество труб	шт.	$z_n = z_1 \cdot z_{\text{поток}} \cdot z_{\text{газ}} \cdot z_p$	160
12.29 Живое сечение для прохода воды	м ²	$f = 0,785 \cdot z_n \cdot d_{\text{ВЭК I}}^{\text{ВН}}{}^2$	0,113
12.30 Истинная массовая скорость	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$	$\omega_p = \frac{D_{\text{ВЭК I}}}{f}$	556,293
12.31 Число петель ВЭК I	шт.	$z_{\text{пет}}$	3
12.32 Средняя температура воды в ступени	°С	$t_{\text{ср}} = \frac{t'_{\text{ВЭК I}} + t''_{\text{ВЭК I}}}{2}$	224,061
12.33 Средняя давление воды в ступени	МПа	$P_{\text{ср}} = \frac{P'_{\text{ВЭК I}} + P''_{\text{ВЭК I ВЭ I}}}{2}$	12,833
12.34 Удельный объем воды в ступени [4, таб. XXIV]	$\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	v	0,001184
12.35 Скорость воды в ступени	м/с	$\omega_{\text{в}} = \frac{D_{\text{ВЭК I}} \cdot v}{f} > 0,3$	0,659
12.36 Средняя температура дымовых газов в водяном экономайзере	°С	$\vartheta_{\text{ср}} = \frac{\vartheta'_{\text{ВЭК I}} + \vartheta''_{\text{ВЭК I}}}{2}$	279,117

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
12.37 Живое сечение для прохода дымовых газов	м ²	$F_{cp} = z_{газ} \cdot \left(a_{кш}^{\phi} \cdot b_{кш} - z_1 \cdot d_{вэкл} \cdot \left(a_{кш}^{\phi} - 2 \cdot t - t' \right) \right)$	19,285
12.38 Полный объем дымовых газов	$\frac{м^3}{кг}$	$V_{г}^H$	9,127
12.39 Скорость дымовых газов в ступени	м/с	$\omega_{г} = \frac{B_p \cdot V_{г}^H \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{F_{г} \cdot 273}$	6,36
12.40 Температурный напор на входе дымовых газов в ступень	°С	$\Delta t_{6} = \vartheta'_{вэкл} - t''_{вэкл}$	65,939
12.41 Температурный напор на выходе дымовых газов из ступени	°С	$\Delta t_{м} = \vartheta''_{вэкл} - t'_{вэкл}$	44,171
12.42 Средний температурный напор в водяном экономайзере	°С	$\Delta t_{прт} = \frac{\Delta t_{6} - \Delta t_{м}}{\ln \frac{\Delta t_{6}}{\Delta t_{м}}}$	54,331
12.43 Высота ступени в пакете (по осям труб)	м	$h_{вэкл} = (2 \cdot z_p - 1) \cdot S_2 \cdot z_{пет} + S_2 \cdot (z_{пет} - 1)$	0,627
12.44 Определение коэффициента теплоотдачи конвекцией от дымовых газов к трубе [4, ном. 8]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_{к} = \alpha_{н} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$	64,98
12.44.1 Поправка на число рядов по ходу газов	–	C_z	1
12.44.2 Поправка на геометрическую компоновку пучка	–	C_s	0,95
12.44.3 Влияние изменения физических характеристик на коэффициент теплоотдачи	–	C_{ϕ}	1
12.44.4 Значение коэффициента без учета поправок	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_{н}$	68,4
12.45 Эффективная толщина излучающего слоя	м	$s = 0,9 \cdot d_{вэкл} \cdot \left(\frac{4}{\pi} \cdot \sigma_1 \cdot \sigma_2 - 1 \right)$	0,186

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
12.46 Объемная доля водяных паров	–	r_{H_2O}	0,062
12.47 Суммарная объемная доля трехатомных газов	–	r_n	0,201
12.48 Безразмерная концентрация золы в дымовых газах	–	$\mu_{зл}$	0,011
12.49 Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp}) \cdot r_n$	8,564
12.50 Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$k_{зл}\mu_{зл} = \frac{10^4 \cdot A_{зл}}{\sqrt[3]{T_{cp}^2}} \cdot \frac{\mu_{зл}}{1 + 1,2 \cdot \mu_{зл} \cdot s}$	1,478
12.51 Суммарная оптическая толщина продуктов сгорания	–	$kps = (k_r + k_{зл}\mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	0,130
12.52 Степень черноты потока газов	–	$a = 1 - e^{-kps}$	0,122
12.53 Температура стенки трубы	°С	$t_{ст} = t_{cp} + \Delta t_3$	249,061
12.54 Значение коэффициента без учета поправок [4, ном. 18]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	α_n	34
12.55 Коэффициент теплоотдачи излучением	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a$	4,134
12.56 Температура дымовых газов в газовом объеме	К	$T_{об} = \vartheta'_{взкл} + 273$	567,062
12.57 Высота газового объема, предусмотренного по условиям компоновки (принимается)	м	$l_{об}$	0,8
12.58 Коэффициент, зависящий от вида сжигаемого топлива [4, п. 7-40]	–	A	0,5
12.59 Коэффициент теплоотдачи излучением с поправкой на излучение газового объема, расположенного перед ВЭК	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha'_l = \alpha_l \cdot \left[1 + A \left(\frac{T_{об}}{1000} \right)^{0,25} \left(\frac{h_{об}}{h_{вз}} \right)^{0,07} \right]$	5,594

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
12.60 Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке трубы	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha'_l)$	70,574
12.61 Коэффициент тепловой эффективности [4, рис. 7.16]	–	ψ	0,68
12.62 Коэффициент теплопередачи	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$k = \psi \cdot \alpha_1$	47,990
12.63 Теплообменная поверхность водяного экономайзера	м ²	$H_p^{ВЭКІ} = \frac{B_p \cdot Q_6^{ВЭКІ}}{k \cdot \Delta t} \cdot 10^3$	899,138
12.64 Длина одного змеевика	м	$l_{зм} = \frac{H_p^{ВЭКІ}}{\pi \cdot d_{ВЭКІ} \cdot z_n}$	47,652
12.65 Длина одной петли в змеевике	м	$l_{пет} \approx 2 \cdot a_{ВЭКІ}^{кш}$	16
12.66 Количество петель в каждом змеевике	шт.	$z_{пет}^p = \frac{l_{зм}}{l_{пет}}$	3
12.67 Средняя длина змеевика	м	$l_{ср} = z_{пет}^p \cdot l_{пет}$	48
12.68 Действительная теплообменная поверхность водяного экономайзера	м ²	$H_{ВЭКІ} = \pi \cdot d_{ВЭКІ} \cdot l_{ср} \cdot z_n$	899,112
12.69 Невязка баланса по поверхности водяного экономайзера	%	$H = \frac{ H_{ВЭКІ} - H_p^{ВЭКІ} }{ВЭКІ} \cdot 100 \%$	0,664
13. Тепловой расчёт водяного экономайзера второй ступени			
13.1 Диаметр и толщина стенки труб (принимается)	м	$d_{ВЭКІІ}$ $\delta_{ВЭКІІ}$	0,032 0,004
13.2 Внутренний диаметр трубы	м	$d_{ВЭКІІ}^{вн} = d_{ВЭКІІ} - 2 \cdot \delta_{ВЭКІІ}$	0,024
13.3 Ширина конвективной шахты (определена ранее)	м	$a_{кш}^{вэ}$	8

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
13.4 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в ВЭК II	$^{\circ}\text{C}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta'_{\text{ВЭКII}}$ $I'_{\text{ВЭКII}}$	617,439 58003,163
13.5 Температура и энтальпия дымовых газов на выходе из ВЭК II	$^{\circ}\text{C}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta''_{\text{ВЭКII}}$ $I''_{\text{ВЭКII}}$	455 5856,328
13.6 Тепловосприятие ВЭК II (определено ранее)	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_6^{\text{вз}}$	2138,307
13.7 Давление на входе в ВЭК II и на выходе из него	МПа	$P'_{\text{ВЭКII}} = P''_{\text{ВЭКII}} - 0,25 \cdot (P_{\text{пв}} - P_6),$ $P''_{\text{ВЭКII}} = P_6 + 0,25 \cdot (P_{\text{пв}} - P_6)$	11,8 12,095
13.8 Энтальпия впрыскиваемого конденсата и на входе в РПП	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i_{\text{впр}}$ $i'_{\text{рпп}}$	1420,254 2689
13.9 Энтальпия воды на входе в водяного экономайзера	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i'_{\text{ВЭКII}} = i''_{\text{ВЭКII}} + \frac{D_{\text{впр}} \cdot (i'_{\text{рпп}} - i_{\text{впр}})}{D_{\text{пп}}}$	1070,235
13.10 Температура воды на входе в водяного экономайзера [4, таб. XXIV]	$^{\circ}\text{C}$	$t'_{\text{вз}}$	246,666
13.11 Энтальпия воды на выходе из водяного экономайзера	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i''_{\text{ВЭКII}} = i'_{\text{ВЭКII}} + \frac{Q_6^{\text{ВЭКII}} \cdot B_p}{D_{\text{пп}}}$	1296,195
13.12 Температура воды на выходе из водяного экономайзера [4 таб. XXIV]	$^{\circ}\text{C}$	$t''_{\text{ВЭКII}}$	291,731
13.13 Относительный поперечный шаг труб (принимается)		σ_1	2,6
13.14 Поперечный к потоку дымовых газов шаг труб	м	$S_1 = \sigma_1 \cdot d_{\text{ВЭКII}}$	0,0832
13.15 Относительный продольный шаг (принимается)		σ_2	1,5
13.16 Продольный шаг труб	м	$S_2 = \sigma_2 \cdot d_{\text{ВЭКII}}$	0,048
13.17 Минимальное расстояние от петли экономайзера до стены газохода по осям труб	м	$t = (0,4 \dots 0,6)S_1$	0,03328

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
13.18 Минимальное расстояние между петлями по осям труб (принимается)	м	$t' = (100 \dots 200)$	0,1
13.19 Расстояние от оси крайней трубы до стены газохода по горизонтали (принимается)	м	$t'' = S_1(0,5 \dots 1)$	0,0624
13.20 Массовая скорость воды (принимается)	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$	$\omega_p = (500 \dots 600)$	570
13.21 Суммарное количество труб, параллельно включенных для прохода рабочего тела	шт.	$z_n = \frac{D_{\text{ВЭКII}}}{0,785 \cdot d_{\text{ВЭКII}}^{\text{BH}^2} \cdot \omega_p}$	244
13.22 Число ниток змеевика (принимается)		n	1
13.23 Количество рядов труб, выходящих из коллектора		z_p	2
13.24 Число параллельных потоков воды в ступени (принимается)		$z_{\text{поток}}$	2
13.25 Число газоходов, в котором расположен экономайзер (принимается)		$z_{\text{газ}}$	1
13.26 Число труб в одном ряду поперек газохода	шт.	$z_1 = \frac{z_n}{z_{\text{газ}} \cdot z_p \cdot z_{\text{поток}}}$	61
13.27 Глубина газохода в районе ВЭК	м	$b_{\text{КШ}}^{\text{ВЭКII}} = (z_1 - 1) \cdot S_1 + 0,5 \cdot S_1 + 2 \cdot t$	5,1
13.28 Истинное суммарное количество труб	шт.	$z_n = z_1 \cdot z_{\text{поток}} \cdot z_{\text{газ}} \cdot z_p$	244
13.29 Живое сечение для прохода воды	м^2	$f = 0,785 \cdot z_n \cdot d_{\text{ВЭКII}}^{\text{BH}^2}$	0,11
13.30 Истинная массовая скорость	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$	$\omega_p = \frac{D_{\text{ВЭКII}}}{f}$	569,972

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
13.31 Средняя температура воды в ступени	°C	$t_{cp} = \frac{t'_{вЭКII} + t_{вЭКII}}{2}$	269,198
13.32 Средняя давление воды в ступени	МПа	$P_{cp} = \frac{P'_{вЭКII} + P''_{вЭКII}}{2}$	11,948
13.33 Удельный объем воды в ступени [4, таб. XXIV]	$\frac{м^3}{кг}$	v	0,001285
13.34 Скорость воды в ступени	м/с	$\omega_B = \frac{D_{вЭКII} \cdot v}{f}$	0,732
13.35 Средняя температура дымовых газов в водяном экономайзере	°C	$\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta'_{вЭКII} + \vartheta''_{вЭКII}}{2}$	536,22
13.36 Живое сечение для прохода дымовых газов	м ²	$F_{cp} = z_{газ} \cdot \left(a_{кш}^{\phi} \cdot b_{кш} - z_1 \cdot d_{вЭКII} \cdot \left(a_{кш}^{\phi} - 2 \cdot t - t' \right) \right)$	25,501
13.37 Полный объем дымовых газов	$\frac{м^3}{кг}$	V_{Γ}^H	8,785
13.38 Скорость дымовых газов в ступени	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^H \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{F_{\Gamma} \cdot 273}$	6,785
13.39 Температурный напор на входе дымовых газов в ступень	°C	$\Delta t_{\phi} = \vartheta'_{вЭКII} - t''_{вЭКII}$	325,708
13.40 Температурный напор на выходе дымовых газов из ступени	°C	$\Delta t_M = \vartheta''_{вЭКII} - t'_{вЭКII}$	208,334
13.41 Средний температурный напор в водяном экономайзере	°C	$\Delta t = \frac{\Delta t_{\phi} - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_{\phi}}{\Delta t_M}}$	262,665
13.42 Высота ступени в пакете (по осям труб)	м	$h_{вЭКII} = (2 \cdot z_p - 1) \cdot S_2 \cdot z_{пет} + S_2 \cdot (z_{пет} - 1)$	0,528
13.43 Определение коэффициента теплоотдачи конвекцией от дымовых газов к трубе [4, ном. 8]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_k = \alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$	77,5125

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
13.43.1 Поправка на число рядов по ходу газов	–	C_z	1
13.43.2 Поправка на геометрическую компоновку пучка	–	C_s	0,975
13.43.3 Влияние изменения физических характеристик на коэффициент теплоотдачи	–	C_ϕ	0,96
13.43.4 Значение коэффициента без учета поправок	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	α_n	79,5
13.44 Эффективная толщина излучающего слоя	м	$s = 0,9 \cdot d_{взкп} \cdot \left(\frac{4}{\pi} \cdot \sigma_1 \cdot \sigma_2 - 1 \right)$	0,114
13.45 Объемная доля водяных паров	–	r_{H_2O}	0,063
13.46 Суммарная объемная доля трехатомных газов	–	r_n	0,208
13.47 Безразмерная концентрация золы в дымовых газах	–	$\mu_{зл}$	0,011
13.48 Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	$k_\Gamma = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp}) \cdot r_n$	8,193
13.49 Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	$k_{зл}\mu_{зл} = \frac{10^4 \cdot A_{зл}}{\sqrt[3]{T_{cp}^2}} \cdot \frac{\mu_{зл}}{1 + 1,2 \cdot \mu_{зл} \cdot s}$	1,188
13.50 Суммарная оптическая толщина продуктов сгорания	–	$kps = (k_\Gamma + k_{зл}\mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	0,107
13.51 Степень черноты потока газов	–	$a = 1 - e^{-kps}$	0,102
13.52 Температура стенки трубы	°С	$t_{ст} = t_{cp} + \Delta t_3$	329,198

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
13.53 Значение коэффициента без учета поправок [4, ном. 18]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	α_n	74
13.54 Коэффициент теплоотдачи излучением	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a$	7,519
13.55 Температура дымовых газов в газовом объеме	К	$T_{об} = \vartheta'_{вЭКII} + 273$	890,439
13.56 Высота газового объема, предусмотренного по условиям компоновки (принимается)	м	$l_{об}$	0,8
13.57 Коэффициент, зависящий от вида сжигаемого топлива [4, п. 7-40]	—	A	0,4
13.58 Коэффициент теплоотдачи излучением с поправкой на излучение газового объема, расположенного перед ступенью экономайзера	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha'_l = \alpha_l \cdot \left[1 + A \left(\frac{T_{об}}{1000} \right)^{0,25} \left(\frac{h_{об}}{h_{вз}} \right)^{0,07} \right]$	10,526
13.59 Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке трубы	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha'_l)$	88,039
13.60 Коэффициент тепловой эффективности [4, рис. 7.16]		ψ	0,57
13.61 Коэффициент теплопередачи	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$k = \psi \cdot \alpha_1$	50,182
13.62 Теплообменная поверхность водяного экономайзера	м ²	$H_p^{вЭКII} = \frac{B_p \cdot Q_6^{вЭКII}}{k \cdot \Delta t} \cdot 10^3$	1077,999
13.63 Длина одного змеевика	м	$l_{зм} = \frac{H_p^{вЭКII}}{\pi \cdot d_{вЭКII} \cdot z_n}$	43,947
13.64 Длина одной петли в змеевике	м	$l_{пет} \approx 2 \cdot a_{вЭКII}^{кш}$	16
13.65 Количество петель в каждом змеевике	шт.	$z_{пет}^p = \frac{l_{зм}}{l_{пет}}$	3

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
13.66 Средняя длина змеевика	м	$l_{cp} = z_{пет}^p \cdot l_{пет}$	48
13.67 Действительная теплообменная поверхность водяного экономайзера	м ²	$H_{вЭКII} = \pi \cdot d_{вЭКII} \cdot l_{cp} \cdot z_n$	1176,977
13.68 Невязка баланса по поверхности водяного экономайзера	%	$H = \frac{ H_{вЭКII} - H_p^{вЭКII} }{H_{вЭКII}} \cdot 100 \%$	8,41
14. Тепловой расчёт входной ступени конвективного пароперегревателя и радиационного пароперегревателя			
14.1 Диаметр и толщина стенки труб (принимается)	м	$d_H^{кппI}$ δ	0,032 0,004
14.2 Внутренний диаметр трубы	м	$d_{вн}^{кппI} = d_H^{кппI} - 2 \cdot \delta$	0,024
14.3 Поперечный шаг труб	м	$S_1 = 3 \cdot d_{кппI}$	0,1
14.4 Минимальное расстояние от петли КПП I до стены газохода по осям труб	м	$t_{кппI}$	0,05
14.5 Ширина газохода в районе КПП I (определена ранее)	м	$a_{кш}^{кппI} = a_{гг}$	8
14.6 Количество труб по глубине газохода	шт.	$z_1 = \frac{a_{гг} - 2 \cdot t_{кппI}}{S_1} + 1$	80
14.7 Массовая скорость пара (принимается)	$\frac{кг}{м^2 \cdot с}$	$\omega_p = (500 \dots 1000)$	750
14.8 Расход пара через первую ступень конвективного пароперегревателя (определен ранее)	кг/с	$D_{кппI} = D_{рпп}$	56,833
14.9 Общее количество труб КПП I	шт.	$z_n = \frac{D_{кппI}}{0,785 \cdot (d_{вн}^{кппI})^2 \cdot \omega_p}$	168
14.10 Число заходов пара в ступени	шт.	Z_x	1
14.11 Количество параллельных ниток в каждом змеевике (принимается)	шт.	$n = \frac{z_n \cdot Z_x}{z_1}$	3

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
14.12 Общее количество труб КПП I	шт.	$z_n = \frac{z_1 \cdot n}{z_x}$	240
14.13 Истинная массовая скорость пара	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$	$\omega_\rho = \frac{D_{\text{кппI}}}{0,785 \cdot (d_{\text{вн}}^{\text{кппI}})^2 \cdot z_n}$	523,721
14.14 Радиус гiba труб (принимается)	м	R_Γ	0,075
14.15 Продольный шаг труб (принимается)	м	$S_2 = \sigma_2 \cdot d_{\text{н}}^{\text{кппI}}$ $S_2' = 2 \cdot R_\Gamma$	0,064 0,15
14.16 Число петель (принимается)	шт.	$n_{\text{пет}}$	3
14.17 Расстояние от оси верхней нитки до верхней плоскости газохода	м	t''	0,1
14.18 Расстояние от оси нижней нитки до нижней плоскости газохода	м	t'	0,2
14.19 Глубина и высота КПП I	м	$b_{\text{кппI}} = 2 \cdot z_{\text{пет}} \cdot (n - 1) \cdot S_2 + (2 \cdot z_{\text{пет}} - 1) \cdot S_2'$ $h'_{\text{кппI}}$ $h''_{\text{кппI}}$	1,518 4,682 6,2
14.20 Количество труб по ходу дымовых газов	шт.	$z_2 = n_{\text{нем}} \cdot n \cdot 2$	18
14.21 Живое сечение для прохода дымовых газов через КПП I	м ²	$F'_{\text{кппI}} = a_{\text{гр}} \cdot h'_{\text{кппI}} - z_1 \cdot d_{\text{кппI}} \cdot (h'_{\text{кппI}} - t')$ $F''_{\text{кппI}} = a_{\text{гр}} \cdot h''_{\text{кппI}} - z_1 \cdot d_{\text{кппI}} \cdot (h''_{\text{кппI}} - t'')$ $F_{\text{ср}} = \frac{F'_{\text{кппI}} + F''_{\text{кппI}}}{2}$	25,982 34,24 30,11
14.22 Температура и энтальпия перегретого пара на выходе из КПП I (определены ранее)	$^{\circ}\text{C}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$t''_{\text{кппI}}$ $i''_{\text{кппI}}$	388,658 3036,514

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
14.23 Энтальпия пара на входе в дополнительные поверхности нагрева в районе КПП I	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i'_{\text{доп}} = \frac{(Q_{\text{рпп}}^{\text{т}} + Q_{\text{рпп}}^{\text{шпп}} + Q_{\text{доп}}^{\text{кппI}}) \cdot B_{\text{р}} + i'_{\text{рпп}} \cdot D_{\text{рпп}}}{D_{\text{рпп}}}$	2755,374
14.24 Давление пара на входе и выходе из КПП I (определены ранее)	МПа	$\frac{P'_{\text{кппI}}}{P''_{\text{кппI}}}$	11,8 11,62
14.25 Среднее давление в РПП	МПа	$P_{\text{рпп}}^{\text{ср}} = \frac{P'_{\text{рпп}} + P''_{\text{рпп}}}{2}$	11,71
14.26 Температура пара на входе в дополнительные поверхности нагрева в районе КПП I [4, таб. XXV]	°С	$t'_{\text{доп}}$	331,508
14.27 Тепловосприятие конвекцией в дополнительных поверхностях нагрева в районе первой ступени КПП	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{\text{доп}}^{\text{кппI}}$	90
14.28 Энтальпия пара на выходе из дополнительных поверхностей нагрева в районе КПП I [4, таб. XXV]	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i''_{\text{доп}} = \frac{B_{\text{р}} \cdot (Q_{\text{т}}^{\text{рпп}} + Q_{\text{рпп}}^{\text{шпп}} + Q_{\text{доп}}^{\text{кппII}} + Q_{\text{доп}}^{\text{кппI}}) + i'_{\text{рпп}} \cdot D_{\text{рпп}}}{D_{\text{рпп}}}$	2765,897
14.29 Температура пара на выходе из дополнительных поверхностей нагрева в районе КПП I	°С	$t''_{\text{доп}}$	332,391
14.30 Энтальпия перегретого пара на входе в КПП I	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i'_{\text{кппI}} = i''_{\text{доп}}$	2765,897
14.31 Температура перегретого пара на входе в КПП I	°С	$t'_{\text{кппI}} = t''_{\text{доп}} = t''_{\text{рпп}}$	332,391
14.32 Средняя температура перегретого пара в ступени пароперегревателя	°С	$t_{\text{ср}} = \frac{t'_{\text{кппI}} + t''_{\text{кппI}}}{2}$	360,525

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
14.33 Тепловосприятие первой ступени КПП за счет конвективного охлаждения дымовых газов	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{\delta}^{\text{кппI}} = \frac{D_{\text{кппI}}(i''_{\text{кппI}} - i'_{\text{кппI}})}{B_p}$	2314,522
14.34 Температура и энтальпия дымовых газов на входе в КПП I (определены ранее)	$^{\circ}\text{C}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta'_{\text{кппI}}, I'_{\text{кппI}}$	795,125 10419,228
14.35 Энтальпия холодного воздуха и присосы воздуха в газоход КПП I (определены ранее)	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$I_{\text{хв}}, \Delta\alpha_{\text{кппI}}$	260,76 0,015
14.36 Температура и энтальпия дымовых газов на выходе из КПП I (определены ранее)	$^{\circ}\text{C}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$\vartheta''_{\text{кппI}}, I''_{\text{кппI}}$	617,439 8003,163
14.37 Проверка правильности расчета энтальпии дымовых газов на выходе из КПП I	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$I''_{\text{кппI}} = I'_{\text{кппI}} - \frac{Q_{\delta}^{\text{кппI}} + Q_{\text{рпп}}^{\text{кппI}}}{\varphi} - \Delta\alpha_{\text{кппI}} \cdot I_{\text{хв}}$	7995,34
14.38 Средняя температура дымовых газов в ступени	$^{\circ}\text{C}$	$\vartheta_{\text{ср}}^{\text{кппI}} = \frac{\vartheta'_{\text{кппI}} + \vartheta''_{\text{кппI}}}{2}$	706,282
14.39 Удельный объем дымовых газов (определен ранее)	$\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	V_{Γ}^{H}	8,665
14.40 Скорость дымовых газов в ступени	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{\text{H}} \cdot (\vartheta_{\text{ср}}^{\text{кппI}} + 273)}{F \cdot 273}$	6,859
14.41 Температурный напор на входе дымовых газов в ступень пароперегревателя	$^{\circ}\text{C}$	$\Delta t_{\delta} = \vartheta'_{\text{кппI}} - t''_{\text{кппI}}$	406,466
14.42 Температурный напор на выходе дымовых газов из ступени пароперегревателя	$^{\circ}\text{C}$	$\Delta t_{\text{M}} = \vartheta''_{\text{кппI}} - t'_{\text{кппI}}$	285,048
14.43 Средний температурный напор в первой ступени конвективного пароперегревателя	$^{\circ}\text{C}$	$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{M}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{M}}}}$	342,174
14.44 Коэффициент теплоотдачи конвекцией [4, ном. 7]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{к}} = \alpha_{\text{H}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$	58,28

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
12.44.1 Поправка на число рядов труб по ходу газов	–	C_z	1
12.44.2 Поправка на геометрическую компоновку пучка	–	C_s	1
12.44.3 Влияние изменения физических характеристик на коэффициент теплоотдачи	–	C_ϕ	0,98
12.44.4 Значение номограммного коэффициента теплоотдачи конвекцией	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	α_n	62
14.45 Средний продольный шаг труб КПП I	–	$S_2^{cp} = \frac{b_{кппI}}{z_2 - 1}$	0,089
14.46 Средний относительный продольный шаг труб КПП I	–	$\sigma_2 = \frac{S_2^{cp}}{d}$	2,790
14.47 Эффективная толщина излучающего слоя	м	$s = 0,9 \cdot d_n^{кппI} \cdot \left(\frac{4}{\pi} \sigma_1 \sigma_2 - 1 \right)$	0,291
14.48 Объемная доля водяных паров, объемная суммарная доля трехатомных газов и безразмерная концентрация золы в дымовых газах	–	r_{H_2O} r_n $\mu_{зл}$	0,064 0,211 0,012
14.49 Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp}) \cdot r_n$	4,657
14.50 Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	$k_{зл} \mu_{зл} = \frac{10^4 \cdot A_{зл}}{\sqrt[3]{T_{cp}^2}} \cdot \frac{\mu_{зл}}{1 + 1,2 \cdot \mu_{зл} \cdot s}$	1,06
14.51 Суммарная оптическая толщина продуктов сгорания	–	$kps = (k_r + k_{зл} \mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	0,166
14.52 Степень черноты потока газов	–	$a = 1 - e^{-kps}$	0,153

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
14.53 Живое сечение для прохода пара	м ²	$f = \frac{z_n \cdot \pi \cdot (d_{\text{вн}}^{\text{кппл}})^2}{4}$	0,109
14.54 Давление пара на входе и выходе из КПП I (определены ранее)	МПа	$P'_{\text{кппл}}$ $P''_{\text{кппл}}$	11,62 11,08
14.55 Среднее давление пара в КПП I	МПа	$P_{\text{ср}} = \frac{P'_{\text{кппл}} + P''_{\text{кппл}}}{2}$	11,35
14.56 Средний удельный объем пара в ступени пароперегревателя [4, таб. XXV]	$\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	v	0,019665
14.57 Средняя скорость пара в ступени пароперегревателя	м/с	$\omega_{\text{п}} = \frac{D_{\text{кппл}} \cdot v}{f}$	10,294
14.58 Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы пару [4, ном. 12]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_2 = \alpha_{\text{н}} \cdot C_d$	3005,6
12.58.1 Поправка на внутренний диаметр трубы	–	C_d	1,04
12.58.2 Номограмный коэффициент теплоотдачи от стенки трубы пару	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	2890
14.59 Коэффициент тепловой эффективности [4, рис. 7–16]	–	ψ	0,52
14.60 Средняя длина змеевика	м	$l_{\text{ср}}$	36,35
14.61 Полная поверхность нагрева КПП I	м ²	$H = \pi \cdot d_{\text{н}}^{\text{кппл}} \cdot l_{\text{ср}} \cdot z_1 \cdot n$	877,032
14.62 Температура стенки труб	°С	$t_3 = t_{\text{ср}} + \left[\frac{1}{\psi} \left(\frac{1}{\alpha_{\text{к}}} + \frac{1}{\alpha_2} \right) - \frac{1}{\alpha_{\text{к}}} \right] \cdot \frac{B_{\text{п}}}{H} \cdot Q_{\delta}^{\text{кппл}} \cdot 10^3$	649,5
14.63 Коэффициент теплоотдачи излучением [4, ном. 18]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{л}} = \alpha_{\text{н}} \cdot a$	26,814
14.64 Номограмный коэффициент теплоотдачи излучением	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\alpha_{\text{н}}$	175

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
14.65 Температура дымовых газов в газовом объеме	К	$T_{об} = \vartheta'_{кппл} + 273$	1068,125
14.66 Коэффициент, зависящий от вида сжигаемого топлива	–	A	0,4
14.67 Расстояние от потолка до пароперегревателя	м	$l''_{об}$	0,8
14.68 Коэффициент теплоотдачи излучением с поправкой на излучение газового объема, расположенного перед ступенью пароперегревателя	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha'_л = \alpha_л \cdot \left[1 + A \left(\frac{T_{об}}{1000} \right)^{0,25} \left(\frac{h_{об}}{h_{кппл}} \right)^{0,07} \right]$	37,240
14.69 Коэффициент использования поверхности	–	ξ	1
14.70 Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке трубы	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_к + \alpha'_л)$	95,52
14.71 Коэффициент теплопередачи	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$k = \frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	48,14
14.72 Расчетная теплообменная поверхность КПП I	м ²	$H_p = \frac{B_p \cdot Q_6^{кппл}}{k \cdot \Delta t} \cdot 10^3$	933,685
14.73 Невязка баланса по поверхности выходной ступени пароперегревателя	%	$\delta H = \frac{ H_p - H }{H_p} \cdot 100 < 10 \%$	6,46
14.74 Температурный напор в РПП	°С	$\Delta t_{доп} = \vartheta_{ср}^{кппл} - t_{доп}^{кппл}$	374,333
14.75 Длина радиационного пароперегревателя у КПП I	м	$l_{доп} = 0,5 \cdot l''_{об} + b_{кш}^{вз} + b_{кппл}$	6,718
14.76 Угловой коэффициент пароперегревателя	–	$X_{пот}$	0,63

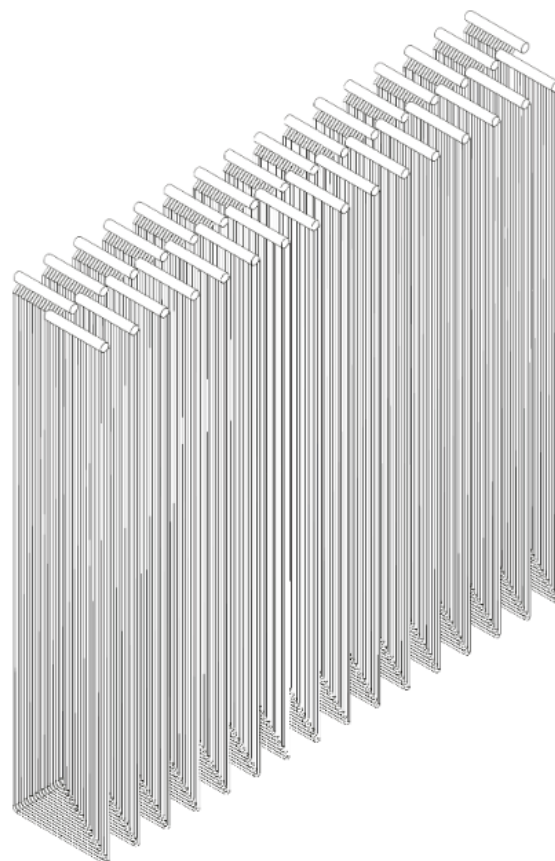
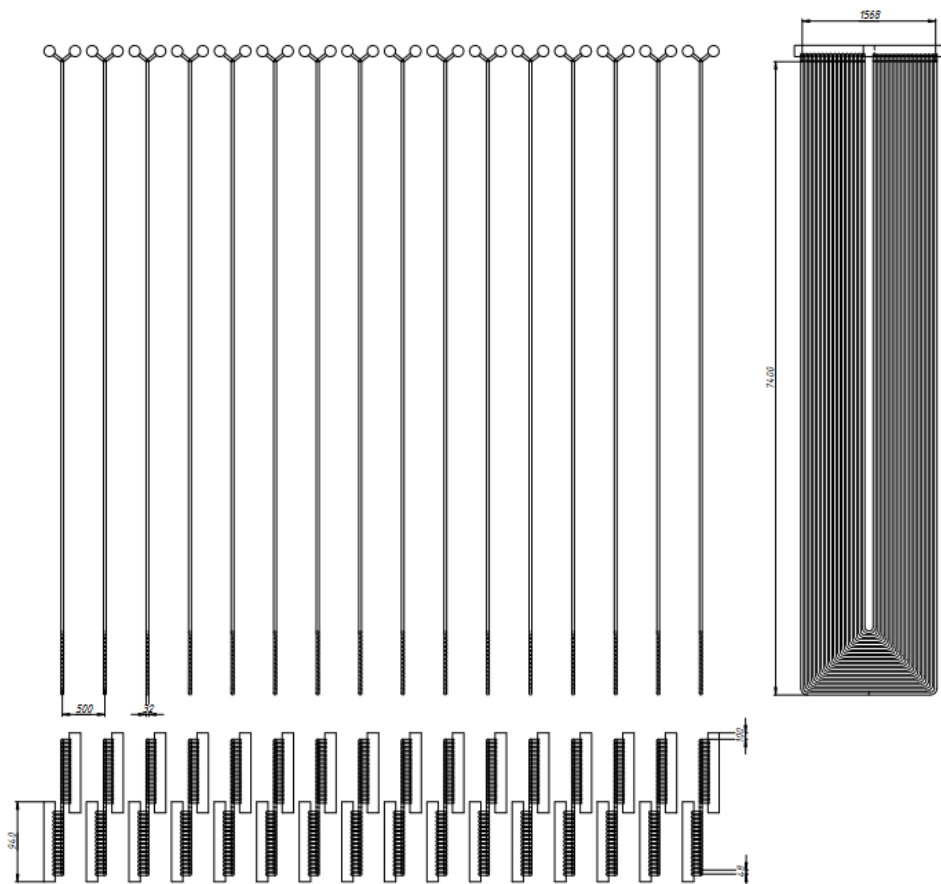
Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4
14.77 Полная поверхность нагрева РПП в районе КПП I	м ²	$H_{\text{доп}} = x_{\text{пот}} \cdot a_{\text{гг}} \cdot l_{\text{доп}}$	33,859
14.78 Тепло, воспринятое в дополнительных поверхностях нагрева	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q'_{\text{г.доп}} = \frac{k \cdot H_{\text{доп}} \cdot \Delta t_{\text{доп}}}{B_p} \cdot 10^{-3}$	91,821
14.79 Относительная невязка баланса	%	$\delta Q = \frac{Q'_{\text{г.доп}} - Q_{\text{доп}}^{\text{кпп I}}}{Q'_{\text{г.доп}}} \cdot 100 < 10 \%$	2,023

Приложение Д

(Обязательное)

Эскиз ширмового пароперегревателя с 3d моделью



Приложение Е

(Обязательное)

Аэродинамический расчет газового тракта котельной установки

Таблица Е.1 – Аэродинамический расчет газового тракта котельной установки

Физическая величина	Ед. изм	Формула	Значение
1	2	3	4
1.1 Расчет аэродинамического сопротивления участка газового тракта в пределах котла			
1.1.1 Разрежение газов на выходе из топки	мм вод. ст	h_{Γ}''	2
1.1.2 Сопротивление ширмового пароперегревателя	мм вод. ст	$\Delta h_{\text{ШПП}}$	0
1.1.3 Сопротивление паропроводящих труб	мм вод. ст	$\Delta h_{\text{ПОТ}}$	0
1.1.4 Сопротивление КПП II			
1.1.4.1 Динамическое давление	мм вод. ст	$h_{\text{дин}}$	0,9
1.1.4.2 Коэффициент сопротивления гладкотрубного коридорного пучка			
1.1.4.2.1 Коэффициент сопротивления коридорных гладкотрубных пучков при поперечном омывании	-	$\xi_{\text{тр}}$	0,565
1.1.4.2.2 Поправочный коэффициент	-	C_{σ}	0,57
1.1.4.2.3 Поправочный коэффициент, учитывающий число Рейнольдса	-	C_{Re}	0,57
1.1.4.2.4 Коэффициент сопротивления гладкотрубного коридорного пучка:	-	$\zeta = \xi_{\text{тр}} \cdot C_{\sigma} \cdot Z_2 \cdot C_{Re}$	3,304
1.1.4.3 Сопротивление КПП II с учетом поправочного коэффициента	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{кпп2}} = \zeta \cdot h_{\text{дин}} \cdot k$	3,569
1.1.5 Сопротивление «холодной» ступени пароперегревателя (КПП I)			
1.1.5.1 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{\text{дин}}$	0,88
1.1.5.2 Коэффициент сопротивления гладкотрубного коридорного пучка			

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.1.5.2.1 Коэффициент сопротивления коридорных гладкотрубных пучков при поперечном омывании	-	$\xi_{\text{тр}}$	0,55
1.1.5.2.2 Поправочный коэффициент	-	C_{σ}	0,57
1.1.5.2.3 Поправочный коэффициент, учитывающий число Рейнольдса	-	C_{Re}	0,52
1.1.5.2.4 Коэффициент сопротивления гладкотрубного коридорного пучка	-	$\zeta = \xi_{\text{тр}} \cdot C_{\sigma} \cdot Z_2 \cdot C_{Re}$	2,934
1.1.5.3 Сопротивление КПП I с учетом поправочного коэффициента	мм вод. ст	$\Delta h_{\text{кпп1}} = \zeta \cdot h_{\text{дин}} \cdot k$	3,099
1.1.6 Сопротивление поворотной камеры, поворот на 90°			
1.1.6.1 Динамическое давление в экономайзере	мм вод.ст.	$h_{\text{дин}}^{\text{ВЭК}}$	1
1.1.6.2 Сечение газохода в начале	м ²	$F_1 = a_{\Gamma\Gamma} \cdot h_{\text{кпп1}}^{\text{кпп1}}$	49,6
1.1.6.3 Сечение газохода в конце поворота	м ²	$F_2 = a_{\text{ВЭК}}^{\text{кпп1}} \cdot b_{\text{ВЭК}}^{\text{кпп1}}$	40,8
1.1.6.4 Отношение $\frac{F_2}{F_1}$	-	$\frac{F_2}{F_1}$	0,823
1.1.6.5 Коэффициент сопротивления на повороте			
1.1.6.5.1 Произведение исходного коэффициента сопротивления поворота ζ_0 на коэффициент влияния шероховатости стенок газохода K_{Δ}	-	$\zeta_0 \cdot K_{\Delta}$	1,05
1.1.6.5.2 Коэффициент, зависящий от угла поворота	-	B	1
1.1.6.5.3 Коэффициент, зависящий от формы сечения	-	C	1
1.1.6.5.4 Коэффициент сопротивления на повороте	-	$\zeta = \zeta_0 \cdot K_{\Delta} \cdot B \cdot C$	1,05
1.1.6.6 Сопротивление поворота	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{пов}}^{90} = \frac{\zeta}{2} \cdot (h_{\text{дин}}^{\text{кпп1}} + h_{\text{дин}}^{\text{ВЭК}})$	0,987

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.1.7 Расчёт сопротивления водяного экономайзера			
1.1.7.1 Сопротивление шахматных гладкотрубных пучков при поперечном омывании	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{гр.ВЭК I}}$ $\Delta h_{\text{гр.ВЭК II}}$	0,43 0,42
1.1.7.2 Поправка на шаг труб	-	$C_{s.\text{ВЭК I}}$ $C_{s.\text{ВЭК II}}$	1,05 1,05
1.1.7.3 Поправка на диаметр омываемых труб	-	$C_{d.\text{ВЭК I}}$ $C_{d.\text{ВЭК II}}$	0,96 1
1.1.7.4 Сопротивление ВЭК I и ВЭК II	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{ВЭК I}} = \Delta h_{\text{гр.ВЭК I}} \cdot C_{s.\text{ВЭК I}} \cdot C_{d.\text{ВЭК I}}$ $h_{\text{ВЭК II}} = \Delta h_{\text{гр.ВЭК II}} \cdot C_{s.\text{ВЭК II}} \cdot C_{d.\text{ВЭК II}}$	0,433 0,441
1.1.8 Расчёт сопротивления воздухоподогревателя			
1.1.8.1 Сопротивление трения на 1 метр длины трубы	мм вод. ст./м.	$\Delta h'_{\text{тр1}}$ $\Delta h'_{\text{тр2}}$	3,6 3,6
1.1.8.2 Коэффициент, учитывающий шероховатость труб при коэффициенте шероховатости $k = 0,2$		$C_{\text{ш1}}$ $C_{\text{ш2}}$	1,32 1,68
1.1.8.3 Длина труб ВП	м	L_1 L_2	4,949 4,762
1.1.8.4 Сопротивление трения в трубах ВП	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{тр}}^{\text{ВП I}} = \Delta h'_{\text{тр1}} \cdot L_1 \cdot C_{\text{ш1}}$ $\Delta h_{\text{тр}}^{\text{ВП II}} = \Delta h'_{\text{тр2}} \cdot L_2 \cdot C_{\text{ш2}}$	7,965 28,8
1.1.8.5 Сечение газохода перед входом в ВП	м ²	$F_6 = a_{\text{КШ}} \cdot (b_{\text{КШ}} - b_{\text{к}})$	31,12
1.1.8.6 Сечение для прохода газов в трубах ВП	м ²	$F_{\text{М1}}$ $F_{\text{М2}}$	12,66 12,897
1.1.8.7 Отношение меньшего сечения труб к большему	-	$F_{\text{М1}}/F_6$ $F_{\text{М2}}/F_6$	0,407 0,414
4.1.8.8 Сопротивление входа в трубы и выхода из них	-	$\Delta h_{\text{местн}} = m \cdot (\zeta_{\text{вх}} + \zeta_{\text{вых}}) \cdot h_{\text{дин}}$	-

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.1.8.8.1 Коэффициент сопротивления входа	-	$\zeta_{вх1}$ $\zeta_{вх2}$	0,25 0,3
1.1.8.8.2 Коэффициент сопротивления выхода	-	$\zeta_{вых1}$ $\zeta_{вых2}$	0,39 0,35
1.1.8.8.3 Количество отдельных кубов воздухоподогревателя	шт	М1 М2	8 4
1.1.8.8.4 Динамическое давление в ВП	мм вод. ст.	$h_{дин1}$ $h_{дин2}$ $\Delta h_{местн1}$ $\Delta h_{местн2}$	2,7 4,2 13,824 8,84
1.1.8.9 Общее сопротивление воздухоподогревателя	мм вод. ст.	$\Delta h_{ВП II} = \Delta h_{тр}^{ВП II} + \Delta h_{местн2}$	37,64
1.1.9 Аэродинамическое сопротивление участка I	мм вод. ст.	$\Delta h_{IГ} = \Delta h_{вых} + \Delta h_{ШПП} + \Delta h_{ПО} + \Delta h_{КПП II} + \Delta h_{КПП I}$ $+ \Delta h_{пов}^{90} + \Delta h_{ВЭК I} + \Delta h_{ВЭК II} + \Delta h_{ВП I}$ $+ \Delta h_{ВП II}$	79,958
1.2 Выбор золоуловителя и оценка его аэродинамического сопротивления			
1.2.1 Объем дымовых газов в воздухоподогревателе	м ³ /кг	$V_{Г}$	9,298
1.2.2 Присосы воздуха в воздухоподогревателе	-	$\Delta \alpha_{ВП I}$	0,03
1.2.3 Теоретический объем воздуха	м ³ /кг	V_0^H	6,74
1.2.4 Объем уходящих газов за воздухоподогревателем	м ³ /кг	$V_{г.ух}^H = V_{Г} + \frac{\Delta \alpha_{ВП}}{2} \cdot V_0^H$	7,449
1.2.5 Часовой расход уходящих газов:	м ³ /ч	$V_{час}^{ух} = B_p \cdot V_{г.ух}^H \cdot \frac{\vartheta_{ух} + 273}{273} \cdot 3600$	327,828 · 10 ³
1.2.6 Необходимая производительность электрофильтров, с учетом дублирования оборудования и обеспечения покрытия 70% нагрузки одним фильтром	$\frac{10^3 \text{ м}^3}{\text{ч}}$	$V_{час}^{ух} \cdot 0,7$	229,479

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.2.7 Определение сопротивления электрофильтра			
1.2.7.1 Ожидаемая степень очистки газов – до 99 %	%	-	99
1.2.7.2 Сопротивление электрофильтра	мм вод. ст.	$\Delta h_{эф}$	20
1.3 Компоновка газового тракта от выхода из котла до золоуловителя и расчет аэродинамических сопротивлений			
1.3.1.1 Сечение газохода в начале поворота	m^2	$F_1 = a_{кш} \cdot b_{кш}$	40,8
1.3.1.2 Сечение в конце поворота	m^2	$F_2 = 2 \cdot h \cdot a$	9
1.3.1.3 Скорость дымовых газов в конце поворота	м/с	$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{yx} \cdot (\vartheta_{yx} + 273)}{F_2 \cdot 273}$	10,12
1.3.1.4 Динамическое давление в конце поворота	мм вод. ст.	$h_{дин2}$	4,5
1.3.1.5 Отношение F_2/F_1	-	$\frac{F_2}{F_1}$	0,22
1.3.1.6 Коэффициент сопротивления поворота			
1.3.1.6.1 Произведение $K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	-	$K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	0,52
1.3.1.6.2 Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от угла поворота при 90°	-	B	1
1.3.1.6.3 Поправочный коэффициент к сопротивлению поворотов, зависящий от закругления кромок и отношения поперечного сечения [11, рис.VII-16]. Для поворота с острыми кромками, $C = 1$	-	$\zeta_{пов}^{90} = K_{\Delta} \cdot \zeta_0 \cdot B \cdot C.$	0,52
1.3.1.7 Сопротивление поворота	мм вод.ст.	$\Delta h_{пов}^{90} = \zeta_{пов}^{90} \cdot h_{дин2}$	2,34
1.3.2 Расчет сопротивления резкого изменения сечения при раздвоении газохода			
1.3.2.1 Наибольшее сечение газохода	m^2	$F_6 = a_{кш} \cdot b$	12
1.3.2.2 Наименьшее сечение газохода	m^2	$F_m = a \cdot b$	4,5

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.3.2.3 Отношение площадей	-	$\frac{F_M}{F_6}$	0,375
1.3.2.4 Коэффициент сопротивления при внезапном изменении сечения	-	$\xi_{вх}$	0,31
1.3.2.5 Скорость в наименьшем сечении	м/с	ω_2	10,12
1.3.2.6 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{дин}$	4,5
1.3.2.7 Сопротивление резкого изменения сечения при раздвоении газохода	мм вод. ст.	$\Delta h_{раздв} = \xi_{вх} \cdot h_{дин}$	1,395
1.3.3 Расчёт сопротивления раздающего короба			
1.3.3.1 Площадь подводящих каналов	м ²	$F_{под} = a \cdot b$	4,5
1.3.3.2 Скорость в подводящем канале	м/с	$\omega_{под} = \frac{B_p \cdot \frac{V_{\Gamma}^{yx}}{2} \cdot (\vartheta_{yx} + 273)}{F_{под} \cdot 273}$	10,12
1.3.3.3 Размеры отводящего канала	м	b a	1,5 2,5
1.3.3.4 Площадь отводящих каналов	м ²	$F_{отв} = b \cdot a$	3,75
1.3.3.5 Скорость в отводящем канале	м/с	$\omega_{отв} = \frac{B_p \cdot \frac{V_{\Gamma}^{yx}}{2} \cdot (\vartheta_{yx} + 273)}{F_{отв} \cdot 273}$	12,14
1.3.3.6 Динамическое давление в подводящих каналах	мм вод. ст.	$h_{под}$	6,6
1.3.3.7 Коэффициент сопротивления раздающего короба	-	$\zeta_{кор} = 1,1 + 0,7 \cdot (F_{под}/F_{отв})^2$	2,108
1.3.3.8 Сопротивление короба	мм вод.ст.	$\Delta h_{кор} = \zeta_{кор} \cdot h_{под}$	13,91
1.3.4 Определение сопротивления шиберов			
1.3.4.1 Коэффициент сопротивления шиберов	-	$\zeta_{ш}$	0,1
1.3.4.2 Скорость газов на выходе из короба	м/с	$\omega = \frac{B_p \cdot \frac{V_{\Gamma}^{yx}}{2} \cdot (\vartheta_{yx} + 273)}{F_{отв} \cdot 273}$	12,14

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.3.4.3 Динамическое давление	мм вод.ст.	$h_{\text{дин}}$	6,6
1.3.4.4 Сопротивление шибера	мм вод.ст.	$\Delta h_{\text{ш}} = \zeta_{\text{ш}} \cdot h_{\text{дин}}$	0,66
1.3.5 Расчет сопротивления поворота на 45° с закруглением кромок			
1.3.5.1 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода	-	$\frac{r}{b}$	0,5
1.3.5.2 Отношение размеров поперечного сечения	-	$\frac{a}{b}$	1,66
1.3.5.3 Коэффициент сопротивления поворота			
1.3.5.3.1 Коэффициент, учитывающий форму сечения	-	C	0,9
1.3.5.3.2 Коэффициент, зависящий от угла поворота 45°	-	B	0,625
1.3.5.3.3 Произведение $K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	-	$K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	0,275
1.3.5.4 Коэффициент сопротивления поворота	-	$\zeta_{\text{пов}} = K_{\Delta} \cdot \zeta_0 \cdot B \cdot C$	0,14
1.3.5.7 Скорость дымовых газов в начале поворота	м/с	ω_{Γ}	12,14
1.3.5.8 Динамическое давление	мм вод.ст.	$h_{\text{дин}}$	6,6
1.3.5.9 Сопротивление поворота	мм вод.ст.	$\Delta h_{\text{пов}}^{45} = \zeta_{\text{пов}} \cdot h_{\text{дин}}$	1,4
1.3.6 Сопротивление трения всего участка II			
1.3.6.1 Длина всего участка	м	L	23,7
1.3.6.2 Длина наиболее длинного участка с постоянным сечением	м	l	15
1.3.6.3 Сопротивление трения			
1.3.6.3.1 Эквивалентный диаметр	м	$d_{\text{э}} = 2 \cdot a \cdot \frac{b}{(a+b)}$	1,875
1.3.6.3.2 Коэффициент сопротивления трения при $d_{\text{э}} > 0,9$ м	-	λ	0,03
1.3.6.3.3 Скорость газов	м/с	ω_{Γ}	12,14
1.3.6.3.4 Динамическое давление	мм вод.ст.	$h_{\text{дин1}}$	6,6

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.3.6.3.5 Сопротивление трения	мм вод.ст.	$\Delta h_{\text{тр}}^l = \lambda \cdot l \cdot \frac{h_{\text{дин1}}}{d_3}$	1,584
1.3.6.4 Сопротивление трения всего участка II	мм вод.ст.	$\Delta h_{\text{тр}} = \Delta h_{\text{тр}}^l \cdot \frac{L}{l}$	2,5
1.3.8 Сопротивление всего участка II	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{II}} = \Delta h_{\text{пов}}^{90} + \Delta h_{\text{раздв}} + \Delta h_{\text{кор}} + \Delta h_{\text{ш}} + 2\Delta h_{\text{пов}}^{45} + \Delta h_{\text{тр}}$	22,845
1.4 Расчет участка III			
1.4.1 Сопротивление золоуловителя принимается	мм вод. ст.	Δh_3	20
1.4.2 Сопротивление конфузора			
1.4.2.1 Площадь наименьшего сечения	м ²	$F_2 = b \cdot a$	3,75
1.4.2.2 Площадь наибольшего сечения	м ²	$F_1 = b \cdot a$	61,272
1.4.2.3 Отношение F_2/F_1	-	$\frac{F_2}{F_1}$	0,06
1.4.2.4 Коэффициент сопротивления при внезапном изменении сечения	-	$\xi_{\text{вх}}$	0,46
1.4.2.5 Скорость в наименьшем сечении	м/с	$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{yx} \cdot (\vartheta_{yx} + 273)}{2 \cdot F_m \cdot 273}$	12,14
1.4.2.6 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{\text{дин}}$	6,6
1.4.2.7 Сопротивление конфузора	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{конф}} = \xi_{\text{вх}} \cdot h_{\text{дин}}$	3,1
1.4.2.6 Скорость в наибольшем сечении	м/с	$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{yx} \cdot (\vartheta_{yx} + 273)}{2 \cdot F_6 \cdot 273}$	0,74
1.4.3 Сопротивление диффузора			
1.4.3.1 Площадь наименьшего сечения	м ²	$F_2 = a \cdot b$	4,5
1.4.3.2 Площадь наибольшего сечения	м ²	$F_1 = a \cdot b$	61,272
1.4.3.3 Отношение F_2/F_1	-	$\frac{F_2}{F_1}$	0,081
1.4.3.4 Коэффициент сопротивления при внезапном изменении сечения	-	$\xi_{\text{вх}}$	0,95

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.4.3.5 Скорость в наименьшем сечении	м/с	$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{yx} \cdot (\vartheta_{yx} + 273)}{2 \cdot F_M \cdot 273}$	9,11
1.4.3.6 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{дин}$	3,8
1.4.3.7 Сопротивление диффузора	мм вод. ст.	$\Delta h_{диф} = \xi_{вх} \cdot h_{дин}$	3,61
1.4.4 Сопротивление участка III	мм вод. ст.	$\Delta h_{III} = \Delta h_3 + \Delta h_{конф} + \Delta h_{диф}$	26,71
1.5 Предварительный выбор дымососа			
1.5.1 Примерная длина газопроводов от воздухоподогревателя до дымососа	м	L	69,1
1.5.2 Присосы на каждые 10 м для стальных газопроводов	-	$\Delta \alpha_{10м}$	0,01
1.5.3 Присосы для электрофилтра	-	$\Delta \alpha_{эф}$	0,1
1.5.4 Присосы воздуха в газопроводе	-	$\Delta \alpha_{\Gamma} = \frac{L \Delta \alpha_{10м}}{10} + \Delta \alpha_{эф}$	0,169
1.5.5 Избыток воздуха в уходящих газах	-	α_{yx}	1,33
1.5.6 Температура «холодного» воздуха принимается	°С	$t_{хв}$	30
1.5.7 Температура газов у дымососа	°С	$\vartheta_{дс} = \frac{\alpha_{yx} \cdot \vartheta_{yx} + \Delta \alpha_{\Gamma} \cdot t_{хв}}{\alpha_{yx} + \Delta \alpha_{\Gamma}}$	114,29
1.5.8 Объем газов у дымососа	м ³ /кг	$V_{дс}^r$	10,54
1.5.9 Часовой расход газов у дымососа	м ³ /час	$V_{дс} = \frac{B_p \cdot 3600 \cdot V_{дс}^r \cdot (\vartheta_{дс} + 273)}{273}$	357,694 · 10 ³
1.5.10 Предварительная оценка сопротивления участка от золоуловителя до дымососа	мм вод. ст.	Δh_{IV}	20
1.5.11 Расчёт самотяги участка I			
1.5.11.1 Средняя объёмная доля водяных паров	м ³ /кг	$r_{H_2O}^{cp} = \frac{r_{H_2O}^{КПП I} + r_{H_2O}^{ВП}}{2}$	0,0625
1.5.11.2 Средняя температура дымовых газов	°С	$\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta_{КПП I} + \vartheta_{yx}}{2}$	371,22

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.5.11.3 Самотяга на один метр высоты	мм вод. ст./м	$h'_{\text{СК}}$	0,62
1.5.11.4 Высота участка	м	$H_{1\Gamma}$	21,815
1.5.11.5 Самотяга участка I	мм вод. ст.	$h_{\text{с1}\Gamma} = -h'_{\text{СК}} \cdot H_{1\Gamma}$	-13,53
1.5.12 Самотяга участка II			
1.5.12.1 Коэффициент избытка воздуха за ВП	-	α_{yx}	1,33
1.5.12.2 Объём водяных паров	м ³ /кг	$V_{\text{H2O}} = V_{\text{H2O}}^{\text{H}} + 0,0161 \cdot (\alpha_{\text{yx}} - 1) \cdot V_0^{\text{H}}$	0,61
1.5.12.3 Средний объём газов	м ³ / кг	$V_{\Gamma}^{\text{I}\Gamma\Gamma} = V_{\text{RO2}}^{\text{H}} + V_{\text{0.N2}}^{\text{H}} + V_{\text{H2O}}^{\text{H}} + V_0^{\text{H}} \cdot (\alpha_{\text{yx}} - 1)$	9,4
1.5.12.4 Средняя доля водяных паров	-	$r_{\text{H2O}}^{\text{cp}} = \frac{V_{\text{H2O}}^{\text{H}}}{V_{\Gamma}^{\text{I}\Gamma\Gamma}}$	0,056
1.5.12.5 Температура дымовых газов	°С	ϑ_{yx}	125
1.5.12.6 Самотяга на один метр высоты	мм вод. ст./м	h'_c	0,275
1.5.12.7 Высота участка	м	$H_{2\Gamma}$	13,4
1.5.12.8 Самотяга участка	мм вод. ст.	$h_{\text{с2}\Gamma} = h'_c \cdot H_{2\Gamma}$	3,685
1.5.13 Расчёт самотяги участка IV			
1.5.13.1 Коэффициент избытка воздуха у дымососа	-	$\alpha_{\text{дс}} = \alpha_{\text{yx}} + \Delta\alpha_{\Gamma}$	1,499
1.5.13.2 Объём водяных паров	м ³ /кг	$V_{\text{H2O}} = V_{\text{H2O}}^{\text{H}} + 0,0161 \cdot (\alpha_{\text{yx}} - 1) \cdot V_0^{\text{H}}$	0,59
1.5.13.3 Средний объём газов	м ³ / кг	$V_{\Gamma}^{\text{Iv}\Gamma} = V_{\text{RO2}}^{\text{H}} + V_{\text{0.N2}}^{\text{H}} + V_{\text{H2O}}^{\text{H}} + V_0^{\text{H}} \cdot (\alpha_{\text{дс}} - 1)$	10,54
1.5.13.4 Средняя доля водяных паров	-	$r_{\text{H2O}}^{\text{cp}} = \frac{V_{\text{H2O}}^{\text{H}}}{V_{\Gamma}^{\text{Iv}\Gamma}}$	0,056
1.5.13.5 Температура дымовых газов у дымососа	°С	$\vartheta_{\text{дс}}$	114,29
1.5.13.6 Самотяга на один метр высоты	мм вод. ст./м.	h'_c	0,27
1.5.13.7 Высота участка	м	$H_{4\Gamma}$	13,4
1.5.13.8 Самотяга участка, отрицательная, так как поток газов идёт сверху вниз	мм вод. ст.	$h_{\text{с4}\Gamma} = -h'_c \cdot H_{4\Gamma}$	-3,618
1.5.14 Барометрическое давление	мм рт. ст.	$h_{\text{бар}}$	746

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.5.15 Суммарная самотяга участков от выхода из топки до дымососа	мм вод. ст.	$H_c = \sum h_c \cdot \frac{h_{бар}}{760} = (h_{c1г} + h_{c2г} + h_{c4г}) \cdot \frac{h_{бар}}{760}$	-13,572
1.5.16 Поправка на разность плотностей дымовых газов и сухого воздуха	-	$M_\rho = \frac{\rho_0}{0,132}$	1
1.5.17 Определение поправки на запылённость дымовых газов			
1.5.17.1 Доля золы, уносимая газами из топки.	-	$a_{уН}$	0,95
1.5.17.2 Рабочая зольность топлива	%	A^r	16
1.5.17.3 Низшая теплота сгорания рабочего топлива	ккал/кг	Q_H^p	5812,94
1.5.17.4 Степень запылённости дымовых газов	-	$10^3 \cdot \frac{a_{уН} \cdot A^r}{Q_H^p}$	2,39
1.5.17.5 Поправка на запылённость потока	-	$\mu_{мас}$	0
1.5.18 Предварительная оценка сопротивления участков газового тракта от выхода из топки до дымососа с учётом поправок на разность плотностей сухого воздуха и дымовых газов, а также поправки на давление в тракте	мм вод. ст.	$H = \sum h (1 + \mu_{мас}) \cdot M_\rho \cdot \frac{760}{h_{бар}}$	152,43
1.5.19 Разряжение на выходе из топки, необходимое для предотвращения выбивания газов	мм вод. ст.	h_T''	2
1.5.20 Перепад полных давлений всех участков газового тракта от выхода из топки до дымососа	мм вод. ст.	$\Delta H_{п} = h_T'' + \Delta H - H_c$	168,002
1.5.21 Предварительный выбор дымососа			
1.5.21.1 Количество дымососов.	шт	z	2
1.5.21.2 Коэффициент запаса на производительность	-	β_1	1,1
1.5.21.3 Требуемая расчётная производительность каждого дымососа	м ³ /час	$Q_p^{дс} = \beta_1 \cdot \frac{V_{дс}}{z} \cdot \frac{760}{h_{бар}}$	200,424 · 10 ³
1.5.21.4 Коэффициент запаса по давлению	-	β_2	1,2

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.5.21.5 Расчётное полное давление	мм вод. ст.	$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_{II}$	201,602
1.5.21.6 Плотность дымовых газов при 0 °С	кг/м ³	$\rho_0 = M_p \cdot 0,132$	0,132
1.5.21.7 Температура дымовых газов	°С	$\vartheta_{дс}$	114,29
1.5.21.8 Температура, для которой построена характеристика центробежных дымососов типа «0,7-37»	°С	$t_{хар}$	200
1.5.21.9 Коэффициент приведения	-	$K_p = \frac{0,132}{\rho_0} \cdot \frac{273 + \vartheta_{дс}}{273 + t_{хар}} \cdot \frac{760}{h_{бар}}$	0,834
1.5.21.10 Полное расчётное давление H_p , приводимое к условиям, для которых составлена характеристика дымососа	14 мм вод. ст.	$H_p^{пп} = K_p \cdot H_p$	168,14
1.5.21.11 По сводному графику характеристик центробежных дымососов одно- и двустороннего всасывания типа «0,7-37» [11, рис. VII-31] предварительно выбирается дымосос Д-18×2 с частотой вращения $n = 590$ об/с.			
1.6 Компоновка газового тракта от выхода из золоуловителя до входа в дымосос			
1.6.1 Расчет сопротивления конфузора (после золоуловителя – электрофилтра)			
1.6.1.1 Отношение меньшего значения площади конфузора к большему	-	F_2/F_1	0,081
1.6.1.2 Коэффициент полноты удара плоского конфузора	-	φ_p	1,1
1.6.1.3 Коэффициент сопротивления конфузора при внезапном увеличении сечения	-	$\xi_{вх}$	0,95
1.6.1.4 Скорость в наименьшем сечении	м/с	$\omega_\Gamma = \frac{B_p \cdot V_\Gamma^{IV} \cdot (\vartheta_{дс} + 273)}{2 \cdot F_M \cdot 273}$	9,11
1.6.1.5 Динамическое давление в меньшем сечении	мм вод.ст.	$h_{дин}$	3,8
1.6.1.6 Сопротивления конфузора	мм вод. ст.	$\Delta h_{кон} = \xi_{вх} \cdot h_{дин}$	3,61
1.6.2 Сопротивление шиберов			
1.6.2.1 Коэффициент сопротивления шиберов	-	$\zeta_{ш}$	0,1

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.6.2.2 Скорость газов на выходе из диффузора	м/с	ω_{Γ}	9,11
1.6.2.3 Динамическое давление	мм вод.ст.	$h_{\text{дин}}$	3,8
1.6.2.4 Сопротивление шиберов	мм вод.ст.	$\Delta h_{\text{ш}} = \zeta_{\text{ш}} \cdot h_{\text{дин}}$	0,38
1.6.3 Пересчет сопротивления раздающего короба			
1.6.3.1 Площадь подводящего канала	м ²	$F_{\text{под}} = 2 \cdot h \cdot a$	10
1.6.3.2 Ширина отводящего канала	м	$a_{\text{отв}}$	0,8
1.6.3.3 Высота короба	м	$h_{\text{отв}}$	2
1.6.3.4 Площадь отводящего канала	м ²	$F_{\text{отв}} = 4 \cdot a_{\text{отв}} \cdot h_{\text{отв}}$	6,4
1.6.3.5 Скорость дымовых газов на выходе из короба	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_{\text{р}} \cdot V_{\Gamma}^{\text{дс}} \cdot (\vartheta_{\text{дс}} + 273)}{F_{\text{отв}} \cdot 273}$	15,52
1.6.3.6 Динамическое давление	мм вод.ст.	$h_{\text{дин}}$	9,8
1.6.3.7 Коэффициент сопротивления раздающего короба	-	$\zeta_{\text{кор}} = 1,1 + 0,7 \cdot (F_{\text{отв}}/F_{\text{под}}) \cdot 2$	1,996
1.6.3.8 Сопротивление короба	мм вод.ст.	$\Delta h_{\text{кор}} = \zeta_{\text{кор}} \cdot h_{\text{дин}}$	19,56
1.6.4 Расчет сопротивления резкого изменения сечения при раздвоении газохода			
1.6.4.1 Наибольшее сечение газохода	м ²	$F_{\text{б}} = F_{\text{под}}$	10
1.6.4.2 Наименьшее сечение газохода	м ²	$F_{\text{м}} = F_{\text{отв}}$	6,4
1.6.4.3 Отношение площадей	-	$F_{\text{м}}/F_{\text{б}}$	0,64
1.6.4.4 Коэффициент сопротивления при внезапном изменении сечения	-	$\xi_{\text{вх}}$	0,12
1.6.4.5 Скорость в наименьшем сечении	м/с	ω_{Γ}	15,52
1.6.4.6 Динамическое давление	мм.вод.ст.	$h_{\text{дин}}$	9,8
1.6.4.7 Сопротивление резкого изменения сечения при раздвоении газохода	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{раздв}} = \xi_{\text{вх}} \cdot h_{\text{дин}}$	1,176
1.6.5 Определение сопротивления поворота на 45° с закруглением кромок			
1.6.5.1 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода	-	$\frac{r_{\text{вн}}}{b} = \frac{r_{\text{н}}}{b}$	0,5
1.6.5.2 Отношение размеров поперечного сечения	-	a/b	0,4

Продолжение таблицы Е.1

1	2	34	
1.6.5.3 Коэффициент, учитывающий форму сечения	-	C	1,25
1.6.5.4 Коэффициент, зависящий от угла поворота	-	B	0,6
1.6.5.5 Произведение $K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	-	$K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	0,25
1.6.5.6 Коэффициент сопротивления поворота	-	$\xi_{пов} = K_{\Delta} \cdot \zeta_0 \cdot B \cdot C$	0,1875
1.6.5.7 Скорость дымовых газов	м/с	ω_r	15,52
1.6.5.8 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{дин}$	9,8
1.6.5.9 Сопротивление поворота	мм вод. ст.	$\Delta h_{пов}^{45^\circ} = \xi_{пов} \cdot h_{дин}$	1,838
1.6.6 Расчет сопротивления трения всего участка от электрофилтра (ЭФ) до дымососа (ДС)			
1.6.6.1 Длина всего участка	м	L	23,38
1.6.6.2 Длина наибольшего прямого участка	м	l	21,98
1.6.6.3 Эквивалентный диаметр	м	$d_э = \frac{2 \cdot a \cdot b}{a + b}$	1,14
1.6.6.4 Коэффициент сопротивления трения	-	λ	0,03
1.6.6.5 Динамическое давление	мм. вод. ст.	$h_{дин}$	9,8
1.6.6.6 Сопротивление трения участка	мм вод. ст.	$\Delta h_{тр}^i = \frac{\lambda \cdot l \cdot h_{дин}}{d_э}$	5,67
1.6.6.7 Сопротивление трения всего участка	мм вод.ст.	$\Delta h_{тр} = \Delta h_{тр}^i \cdot \frac{L}{l}$	6,03
1.6.6.8 Суммарное сопротивление участка IV	мм. вод. ст.	$\Delta h_{IV} = \Delta h_{кон} + \Delta h_{ш} + \Delta h_{кор} + \Delta h_{раздв} + \Delta h_{пов}^{45^\circ} + \Delta h_{тр}$	32,564
1.7.1 Расчет аэродинамического сопротивления участка V (от дымососа до дымовой трубы)			
1.7.1.1 Высота выходного патрубка дымососа	м	b_1	2
1.7.1.2 Ширина выходного патрубка дымососа	м	$a_{па}$	1,3
1.7.1.3 Высота отводящего канала	м	h	2
1.7.1.4 Ширина отводящего канала	м	a	2
1.7.1.5 Отношение площадей меньшего сечения к большему	-	$\frac{F_2}{F_1} = \frac{h \cdot a}{b_1 \cdot a_{па}}$	2

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.7.1.6 Длина диффузора	м	$l=$	4
1.7.1.7 Отношение длины диффузора к ширине выходного патрубка дымососа	-	$\frac{l}{b_1}$	4
1.7.1.8 Коэффициент сопротивления диффузора	-	$\xi_{\text{диф}}$	0,05
1.7.1.9 Площадь подводящего канала	м ²	$F_{\text{под}}=a \cdot b_1$	1,3
1.7.1.10 Скорость газов в выходном патрубке дымососа	м/с	$\omega_{\Gamma} = \frac{B_p \cdot V_{\text{дс}}^{\text{дс}} \cdot (\vartheta_{\text{дс}} + 273)}{2 \cdot F_{\text{под}} \cdot 273}$	19,11
1.7.1.11 Динамическое давление в диффузоре	мм вод. ст.	$h_{\text{дин}}$	15
1.7.1.12 Сопротивление диффузора	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{диф}} = \xi_{\text{диф}} \cdot h_{\text{дин}}$	0,75
1.7.2 Расчёт сопротивления плавного поворота на 45° в виде колена с обеими закруглёнными кромками без изменения сечения			
1.7.2.1 Сечение газохода в начале поворота	м ²	$F = h \cdot a$	4
1.7.2.2 Скорость дымовых газов	м/с	$\omega_{\kappa} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{\text{дс}} \cdot (\vartheta_{\text{дс}} + 273)}{2 \cdot F \cdot 273}$	12,42
1.7.2.3 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{\text{дин}}$	7
1.7.2.4 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода		$r_{\text{вн}}/b$	0,56
1.7.2.5 Отношение размеров поперечного сечения		a/h	1
1.7.2.6 Коэффициент, учитывающий форму сечения		C	1
1.7.2.7 Коэффициент, зависящий от угла поворота	-	B	0,6
1.7.2.8 Произведение $K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	-	$K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	0,26
1.7.2.9 Коэффициент сопротивления поворота	-	$\xi_{\text{пов}}^{45^\circ} = K_{\Delta} \cdot \zeta_0 \cdot B \cdot C$	0,156
1.7.2.10 Сопротивление поворота на 45°	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{пов}}^{45^\circ} = \xi_{\text{пов}} \cdot h_{\text{дин}}$	1,092
1.7.3 Расчёт сопротивления плавного поворота на 45° в виде колена с обеими закруглёнными кромками без изменения сечения			
1.7.3.1 Сечение газохода в начале поворота	м ²	$F = h \cdot a$	4
1.7.3.2 Скорость дымовых газов	м/с	$\omega_{\kappa} = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{\text{дс}} \cdot (\vartheta_{\text{дс}} + 273)}{2 \cdot F \cdot 273}$	12,42

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.7.3.3 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{\text{дин}}$	7
1.7.3.4 Отношение радиуса закругления кромок к ширине газопровода	-	$r_{\text{вн}}/b$	0,56
1.7.3.5 Отношение размеров поперечного сечения	-	a/h	0,74
1.7.3.6 Коэффициент, учитывающий форму сечения	-	C	1
1.7.3.7 Коэффициент, зависящий от угла поворота	-	B	0,6
1.7.3.8 Произведение $K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	-	$K_{\Delta} \cdot \zeta_0$	0,26
1.7.3.9 Коэффициент сопротивления поворота	-	$\xi_{\text{пов}} = K_{\Delta} \cdot \zeta_0 \cdot B \cdot C$	0,156
1.7.3.10 Сопротивление поворота на 45°	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{пов}}^{45^\circ} = \xi_{\text{пов}} \cdot h_{\text{дин}}$	1,092
1.7.4 Расчёт сопротивления трения тройника типа $F_c = F_{\text{п}} + F_{\text{б}}$			
1.7.4.1 Скорость дымовых газов в прямом канале	м/с	$\omega_{\text{п}}$	12,42
1.7.4.2 Скорость дымовых газов в боковом канале	м/с	$\omega_{\text{б}} = \omega_{\text{п}}$	12,42
1.7.4.3 Поперечное сечение бокового и прямого каналов	м ²	$F_{\text{б}} = F_{\text{п}} = h \cdot a$	4
1.7.4.4 Сечение собирающего канала	м ²	$F_c = F_{\text{п}} + F_{\text{б}}$	8
1.7.4.5 Скорость дымовых газов в собирающем канале	м/с	$\omega_c = \frac{B_p \cdot V_{\Gamma}^{\text{дс}} \cdot (\vartheta_{\text{дс}} + 273)}{F_c \cdot 273}$	12,42
1.7.4.6 Коэффициент сопротивления для бокового канала при	-	$\zeta_{\text{б}}$	0,1
1.7.4.7 Коэффициент сопротивления для прохода при $\alpha=45^\circ$	-	$\zeta_{\text{п}}$	0,55
1.7.4.8 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{\text{дин}}$	7
1.7.4.9 Сопротивление участка для прохода	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{п}} = \xi_{\text{п}} \cdot h_{\text{дин}}$	3,85
1.7.4.10 Сопротивление бокового ответвления	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{б}} = \xi_{\text{б}} \cdot h_{\text{дин}}$	0,7
1.7.4.11 Сопротивление тройника	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{трн}} = \Delta h_{\text{п}} + \Delta h_{\text{б}}$	4,55
1.7.5 Определение сопротивления входа в дымовую трубу			

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.7.5.1 Скорость дымовых газов в собирающем канале	м/с	ω_c	12,42
1.7.5.2 Коэффициент сопротивления входа в дымовую трубу	-	ζ	0,62
1.7.5.3 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{дин}$	7
1.7.5.4 Сопротивление входа в дымовую трубу	мм вод. ст.	$\Delta h_{вх} = \zeta \cdot h_{дин}$	4,34
1.7.6 Определение сопротивления трения всего участка			
1.7.6.1 Длина всего участка	м	L	89,209
1.7.6.2 Наибольшая длина прямого участка постоянного сечения	м	l	31,02
1.7.6.3 Эквивалентный диаметр участка с постоянным сечением	м	$d_э = \frac{2 \cdot a \cdot h}{a + h}$	2,67
1.7.6.4 Скорость дымовых газов	м/с	ω	12,42
1.7.6.5 Динамическое давление	мм вод. ст.	$h_{дин}$	7
1.7.6.6 Коэффициент сопротивления трения стального футерованного газохода	-	λ	0,03
1.7.6.7 Сопротивление трения участка	мм вод. ст.	$\Delta h_{тр}^i = \frac{\lambda \cdot l \cdot h_{дин}}{d_э}$	2,44
1.7.6.8 Сопротивление трения всего участка	мм вод. ст.	$\Delta h_{тр} = \Delta h_{тр}^i \cdot \frac{L}{l}$	7,02
1.7.6.9 Суммарное сопротивление участка V до входа в дымовую трубу	мм вод. ст.	$\Delta h_V = \Delta h_{диф} + \Delta h_{пов}^{45^\circ} + \Delta h_{пов}^{45^\circ} + \Delta h_{трн} + \Delta h_{вх} + \Delta h_{тр}$	18,84
1.8.1 Расчёт дымовой трубы			
1.8.1.1 Коэффициент, зависящий от стратификации (слоистого строения) атмосферы (принимается для Сибири)	-	A	240
1.8.1.2 Суммарный объём дымовых газов, выбрасываемый из трубы, при работе всех четырёх котлов станции	м ³ /час	$V_{об} = 4 \cdot V_{дс}$	1430,776

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.8.1.3 Число труб на станции	шт	$Z_{\text{труб}}$	1
1.8.1.4 Средняя температура летних дней в дневное время	°С	t	20
1.8.1.5 Температура выбрасываемых дымовых газов (принимается равной температуре газов у дымососа)	°С	$\vartheta' = \vartheta_{\text{дс}}$	114,29
1.8.1.6 Разность температур выбрасываемых дымовых газов и воздуха	°С	$\delta_t = \vartheta' - t$	94,29
1.8.1.7 Скорость газов в устье трубы	м/с	ω_0	25
1.8.1.8 Коэффициент, учитывающий условия выхода из устья трубы	-	m	0,9
1.8.2 Определение выбросов SO ₂ и золы			
1.8.2.1 Содержание серы на рабочую массу топлива	%	$S_{(o+n)}^r$	0,485
1.8.2.2 Расход топлива на станции	кг/с	$B_{\text{ст}} = 4 \cdot B_p$	26,58
1.8.2.3 Низшая теплота сгорания рабочего топлива	ккал/кг	Q_H^p	6003,82
1.8.2.4 Содержание золы на рабочую массу топлива	%	A^r	16
1.8.2.5 Степень улавливания золы в электрофилтре	-	$\eta_{\text{эф}}$	0,99
1.8.2.6 Доля SO ₂ , улавливаемая летучей золой в газоходах котла	-	η_{SO_2}	0,1
1.8.2.7 Выбросы SO ₂ и золы	г/с	$M_{\text{SO}_2} = 5,56 \cdot B_{\text{ст}} \cdot S_r \cdot (1 - \eta_{\text{SO}_2})$ $M_3 = 2,78 \cdot \left(A^r + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{8100} \right) \cdot B_{\text{ст}} \cdot a_{\text{ун}} \cdot (1 - \eta_{\text{эф}})$	232,23 47,93
1.8.2.8 Предельно допустимая концентрация SO ₂ и золы в атмосфере	мг/м ³	$\text{ПДК}_{\text{SO}_2} = \text{ПДК}_3$	0,5
1.8.2.9 Фоновая концентрация SO ₂	мг/м ³	$C_{\text{ф}}^{\text{SO}_2}$	0,05

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.8.2.10 Фоновая концентрация золы	мг/м ³	C_{ϕ}^3	0,05
1.8.2.11 Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примесей SO ₂ в атмосфере	-	F_{SO_2}	1
1.8.2.12 Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примесей золы в атмосфере	-	F_3	2
1.8.2.13 Поправочный коэффициент для одноствольной трубы	-	P_H	1
1.8.2.14 Расчётная высота трубы по выбросам SO ₂	м	$h_{тр} = P_H \cdot \sqrt{\frac{m \cdot A \cdot M_{SO_2} \cdot F_{SO_2}}{ПДК_{SO_2} - C_{\phi}^{SO_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V^{об} \cdot \delta_t}}$	46,62
1.8.2.15 Расчётная высота трубы по выбросам золы	м	$h_{тр} = P_H \cdot \sqrt{\frac{m \cdot A \cdot M_3 \cdot F_3}{ПДК_3 - C_{\phi}^3}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V^{об} \cdot \delta_t}}$	29,96
1.8.2.16 Высота трубы	м	$h_{тр}$	47
1.8.2.17 Диаметр трубы в устье	м	$d_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V^{об}}{\omega_0 \cdot Z_{труб}}}$	11,04
1.8.2.18 Диаметр трубы в устье (принимается)	м	d_0	10,8
1.8.2.19 Уклон внутренней стенки газоотводящего ствола	-	i	0,02
1.8.2.20 Диаметр трубы у основания	м	$d_{осн} = 2 \cdot h_{тр} \cdot i + d_0$	12,68
1.8.2.21 Действительное значение скорости газов на выходе из трубы	м/с	$\omega_0^д = \frac{4 \cdot V^{об}}{\pi \cdot d_0^2}$	15,63
1.8.3 Расчёт сопротивления дымовой трубы (проводится по наибольшей скорости в трубе и температуре газов у дымососа)			
1.8.3.1 Коэффициент сопротивления	-	λ	0,05

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	
1.8.3.2	Динамическое давление в устье трубы	мм вод. ст.	$h_{\text{дин}}^{\text{вых}}$	11
1.8.3.3	Сопротивление трения	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{\lambda}{8 \cdot i} \cdot h_{\text{дин}}^{\text{вых}}$	3,44
1.8.3.4	Коэффициент сопротивления выхода из трубы	-	$\xi_{\text{вых}}$	1
1.8.3.4	Потеря давления на выходе из дымовой трубы в атмосферу	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{вых}} = \xi_{\text{вых}} \cdot h_{\text{дин}}$	11
1.8.3.5	Сопротивление дымовой трубы	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{трубы}} = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{вых}}$	14,44
1.8.4 Проверка появления избыточного статического давления в дымовой трубе				
1.8.4.1	Коэффициент сопротивления	-	λ	0,05
1.8.4.2	Уклон внутренней стенки газоотводящего ствола	-	i	0,02
1.8.4.3	Плотность дымовых газов при 0 °С	кгс · с ² /м ⁴	$\rho_{\Gamma}^0 = \frac{1 - 0,01 \cdot A^r + 1,306 \cdot \alpha_{\text{ух}} \cdot V_{\text{н}}^0}{V_{\Gamma}^{\text{ух}} \cdot g}$	0,124
1.8.4.4	Температура выбрасываемых дымовых газов (принимается равной температуре газов у дымососа):	°С.	$\vartheta' = \vartheta_{\text{дс}}$	114,29
1.8.4.5	Плотность дымовых газов на выходе из трубы	кгс · с ² /м ⁴	$\rho_{\Gamma} = \rho_{\Gamma}^0 \cdot \frac{273}{\vartheta' + 273}$	0,087
1.8.4.6	Плотность воздуха при 0 °С	кгс · с ² /м ⁴	$\rho_{\text{в}}^0$	0,132
1.8.4.7	Средняя температура летних дней в дневное время	°С	t	20
1.8.4.8	Плотность воздуха при 20 °С	кгс · с ² /м ⁴	$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{в}}^0 \cdot \frac{273}{t + 273}$	0,123
1.8.4.9	Разность плотностей	кгс · с ² /м ⁴	$\Delta \rho = \rho_{\text{в}} - \rho_{\Gamma}$	0,034
1.8.4.10	Критерий R	-	$R = \frac{(\lambda + 8 \cdot i) \cdot h_{\text{дин}}^{\text{вых}}}{d_0 \cdot \Delta \rho \cdot g}$	0,64
Так как R<1 значит, вся труба находится под разряжением. Следовательно, установка диффузора на выходе из дымовой трубы не требуется.				
1.8.4.11	Суммарное сопротивление участка V	мм вод. ст.	$\Delta h_V = \Delta h_V + \Delta h_{\text{трубы}}$	33,28

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.9.1 Расчёт самотяги газового тракта			
1.9.1.1 Самотяга участка I	мм вод. ст.	h_{cI}	- 13,53
1.9.1.2 Самотяга участка II	мм вод. ст.	h_{cII}	3,685
1.9.1.3 Самотяга участка IV	мм вод. ст.	h_{cIV}	- 3,618
1.9.2 Самотяга участка V			
1.9.2.1 Коэффициент избытка воздуха после дымососа		$\alpha_{дс}$	1,499
1.9.2.2 Присосы воздуха в газопроводе до дымовой трубы на каждые 10 метров		$\Delta\alpha'$	0,01
1.9.2.3 Длина газопровода от выходного канала котла до дымовой трубы	м	L	89,209
1.9.2.4 Коэффициент избытка воздуха у дымовой трубы		$\alpha_{дт} = \alpha_{дс} + (\Delta\alpha' \cdot L/10)$	1,588
1.9.2.5 Объём водяных паров	м ³ /кг	$V_{H_2O} = V_{O.H_2O}^H + 0,0161 \cdot (\alpha_{дт} - 1) \cdot V_0^H$	0,595
1.9.2.6 Средний объём газов	м ³ /кг	$V_{г}^{Vг} = V_{RO_2}^H + V_{O.N_2}^H + V_{H_2O}^H + V_0^H \cdot (\alpha_{дт} - 1)$	11,17
1.9.2.7 Средняя доля водяных паров	-	$r_{H_2O}^{cp} = \frac{V_{H_2O}}{V_{г}^{Vг}}$	0,091
1.9.2.8 Присосы воздуха	-	$\Delta\alpha = \Delta\alpha' \cdot L/10$	0,089
1.9.2.9 Температура дымовых газов на входе в трубу	°С	$\vartheta_{тр} = \frac{\alpha_{дс} \cdot \vartheta_{дс} + \Delta\alpha \cdot t_{х.в.}}{\alpha_{дс} + \Delta\alpha}$	109,57
1.9.2.10 Самотяга на один метр	мм вод. ст.	h'_c	0,27
1.9.2.11 Высота участка V	м	H_V	4,9
1.9.2.12 Самотяга участка V	мм вод. ст.	$h_{cV} = h'_c \cdot H_V$	1,323
1.9.2.13 Суммарная самотяга всего газового тракта	мм вод. ст.	$H_c = \sum hc \cdot \frac{h_{бар}}{760}$	-11,92
1.10 Расчет перепада полных давлений по газовому тракту. Окончательный выбор дымососа			
1.10.1 Расчет поправки на разницу плотностей дымовых газов и воздуха			
1.10.1.1 Приведенная плотность дымовых газов	кгс · с ² /м ⁴	ρ_0	0,123

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.10.1.2 Поправка на разницу плотностей дымовых газов и воздуха	-	$M_\rho = \frac{\rho_0}{0,132}$	0,93
1.10.2 Расчет поправки на запыленность дымовых газов			
1.10.2.1 Зольность топлива	%	A^r	16
1.10.2.2 Низшая теплота сгорания для топлива	ккал/кг	Q_H^p	5812,94
1.10.2.3 Доля золы, уносимая из котла	-	a_{yH}	0,95
1.10.2.4 Степень запыленности дымовых газов	-	$10^3 \cdot \frac{a_{yH} \cdot A^r}{Q_H^p}$	2,615
1.10.2.5 Поправка на запылённость μ_{mac} не учитывается	-	-	0
1.10.3 Поправка на давление в тракте			
1.10.3.1 Барометрическое давление в месте установки дымососа	мм рт. ст.	$h_{бар}$	746
1.10.3.2 Поправка на давление в тракте	-	$\frac{760}{h_{бар}}$	1,019
1.10.3.3 Суммарное сопротивление газового тракта от топki до электрофилтра	мм вод. ст.	$\Sigma \Delta h_1 = \Delta h_I + \Delta h_{II}$	108,803
1.10.3.4 Суммарное сопротивление тракта от ЭФ до ДТ	мм вод. ст.	$\Sigma \Delta h_2 = \Delta h_{III} + \Delta h_{IV} + \Delta h_V$	65,844
1.10.3.5 Суммарное сопротивление	мм вод. ст.	$\Delta H = (\Sigma \Delta h_1 \cdot (1 + \mu_{mac}) + \Sigma \Delta h_2) \cdot M_p \cdot \frac{760}{h_{бар}}$	165,47
1.10.3.6 Перепад полных давлений по тракту	мм вод. ст.	$\Delta H_n = h_T'' + \Delta H - H_c$	179,39
1.11.1 Окончательный выбор дымососа			
1.11.1.1 Количество дымососов	шт	z	2
1.11.1.2 Коэффициент запаса на производительность	-	β_1	1,1
1.11.1.3 Коэффициент запаса по давлению	-	β_2	1,2
1.11.1.4 Расчетное полное давление	мм вод. ст.	$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H_n$	215,268

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4
1.11.1.5 Температура, при которой построена характеристика центробежного дымососа	°С	$t_{\text{хар}}$	200
1.11.1.6 Коэффициент приведения	-	K_p	0,834
1.11.1.7 Приведенное полное давление	мм вод. ст.	$H_p^{\text{пр}} = K_p \cdot H_p$	179,53
1.11.2 Проверка отсутствия подпора за дымососом			
1.11.2.1 Сопротивление диффузора, расположенного за дымососом	мм вод. ст.	$\Delta h_{\text{диф}}$	0,75
1.11.2.2 Сумма сопротивлений нагнетательного тракта	мм вод. ст.	$\Sigma \Delta h_{\text{нагн}} = \Delta h_V - \Delta h_{\text{диф}}$	14,09
1.11.2.3 Самотяга нагнетательного тракта	мм вод. ст.	$\Sigma h_c^{\text{нагн}} = \Delta h_V$	
1.11.3 Определение динамического давления в начале нагнетательного тракта			
1.11.3.1 Сечение газохода на выходе из диффузора	м ²	$F = h \cdot a$	4
1.11.3.2 Скорость дымовых газов на входе в нагнетательный тракт	м/с	$\omega_k = B_p \cdot V_{\text{гдс}} \cdot (\vartheta_{\text{дс}} + 273) \cdot 2 \cdot F \cdot 273$	12,42
1.11.3.3 Динамическое давление	мм вод.ст.	$h_{\text{дин}}^{\text{нагн}}$	7
1.11.3.4 Статическое давление в начале нагнетательного тракта	мм вод.ст.	$H_{\text{ст}}^{\text{нагн}} = (\Sigma \Delta h_{\text{нагн}} - h_{\text{дин}}^{\text{нагн}}) \cdot M_p \cdot \frac{760}{h_{\text{бар}}} - \Sigma h_c^{\text{нагн}} \cdot \frac{h_{\text{бар}}}{760};$	-7,12
1.11.4 Определение КПД дымососа. Расчет мощности приводного двигателя дымососа			
1.11.4.1 КПД дымососа двухстороннего всасывания типа Д-18х2	%	η	40
1.11.4.2 Коэффициент сжимаемости газа	-	ψ	1
1.11.4.3 Потребляемая дымососом мощность	кВт	$N = \frac{Q_p^{\text{дс}} \cdot H_p^{\text{пр}} \cdot \psi}{K_p \cdot 3670 \cdot \eta}$	29,39
1.11.4.4 Коэффициент запаса по мощности	-	β_3	1,05
1.11.4.5 Расчетная мощность двигателя	кВт	$N_{\text{дв}} = N \cdot \beta_3$	30,86

Приложение Ж

(Обязательное)

Схема газового тракта котельной установки

