

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Энергетический факультет
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА
Рецензент,
Начальник ПТБ ООО ЧФ «Мечел-Энерго»
_____ А.В. Чакрыгин
« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2020 г.

**Перевод котла ст. №2 ТКЗ-125 ООО ЧФ «Мечел-Энерго» на сжигание
смеси доменного, коксового и природного газов в пропорции 35/35/30
с заменой горелочных устройств производства ТКЗ на ЦКТИ**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2020.046.18 ПЗ ВКР**

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,
к.т.н., доцент
_____ И.П. Палатинская
« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы,
старший преподаватель
_____ Д.В. Растворов
« ____ » _____ 2020 г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы,
студент группы П-480
_____ Г.Е. Шахов
« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Шахов Г.Е. Перевод котла ст. № 2 ТКЗ-125 ООО ЧФ «Мечел-Энерго» на сжигание смеси доменного, коксового и природного газов в пропорции 35/35/30 с заменой горелочных устройств производства ТКЗ на ЦКТИ. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2020, 102 с., 4 ил., библиогр. список – 47 наим., 1 прил., 5 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) бакалавра предложен вариант перевода котла ТКЗ-125 ст.№2 ООО ЧФ «Мечел-Энерго» на другую пропорцию существующего топлива.

Целью ВКР является снижение расхода топлива на котел, уменьшение текущих затрат на ремонт системы пылеприготовления и снижение себестоимости тепла.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе содержит 9 разделов. В главе 1 дано обоснование и актуальность перевода котла. Глава 2 посвящена сравнению отечественных и зарубежных передовых технологий и решений в области теплоэнергетики. В специальной части – глава 3 приведены технические характеристики котла ТКЗ-125 и характеристика топлива, выполнены тепловой и аэродинамический расчёты котельного агрегата; расчет горелки котла; составлен тепловой баланс системы пылеприготовления. В главе 4 – научной части ВКР проанализировано влияния различных факторов горелочных устройств на процессы смешения топлива. Главы 5 и 6 посвящены вопросам энергосбережения и экологии. В главе 7 рассмотрена схема автоматизации подхвата пылеугольного факела котла. В разделе 8 предложены мероприятия по безопасной жизнедеятельности. В разделе 9 – экономика и управление на предприятии приведены технико-экономический расчет сравнения двух вариантов видов топлива и горелочных устройств, SWOT-анализ, поле сил и дерево целей с проведением реконструкции котла для реализации мероприятий по переводу котла на новый вид топлива.

Графическая часть выполнена с применением универсальных систем автоматизированного проектирования Компас и AutoCAD на 7 листах формата А1.

					<i>13.03.01.2020.046.18 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шахов Г.Е.</i>				<i>Перевод котла ст.№2 ТКЗ-125 ООО ЧФ «Мечел-Энерго» на сжигание смеси доменного, коксового и природного газов в пропорции 35/35/30 с заменой горелочных устройств производства ТКЗ на ЦКТИ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Растворов Д.В.</i>					В	К	Р
<i>Реценз.</i>						3		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>					102		
<i>Утверд.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>					ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ.....	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	8
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ РАЗРАБОТОК	10
4 ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЛА ТКЗ-125.....	12
4.1 Характеристика котельного агрегата ТКЗ-125	12
4.2 Конструктивные характеристики котла.....	15
4.3 Поверочный тепловой расчёт котельного агрегата ТКЗ-125	17
4.4.1 Расчёт объёмов воздуха и продуктов сгорания	18
4.4.2 Характеристики и энтальпии продуктов сгорания и воздуха	18
4.4.3 Тепловой расчет	21
4.4.4 Поверочный расчет теплообмена в топке	23
4.4.5 Расчет пароперегревателя	25
4.3.6 Расчет водяного экономайзера	36
4.3.7 Поверочный расчет воздухоподогревателя.....	40
4.4.8 Расчет невязки теплового баланса парогенератора.....	41
4.5 Расчёт вспомогательного оборудования.....	42
4.5.1 Расчет тяги	42
4.5.2 Расчет дутья	49
5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ	60
5.1 Реконструкция системы сжигания котла.....	60
5.1.1 Характеристика горелочных устройств и воздушных сопел	60
5.1.2 Расчет горелки	60
5.2 Автоматизация подхвата пылегазового факела	63
5.2.1 Установка ЗЗУ	63
5.2.2 Техническое решение	64
5.2.3 Автоматизация.....	64
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
6.1 Мероприятия по энергосбережению на «Мечел-Энерго»	67
6.2 Энергосбережение при переводе котельного агрегата на смесь газового топлива	69
6.3 Расчет экономии электроэнергии	70
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	71
7.1 Расчет концентрации загрязняющего вещества	71
7.2 Расчет дымовой трубы.....	73
8 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	75
8.1 Автоматика питания котельного агрегата	75
8.2 Защита	77
8.2.1 Импульсно-предохранительное устройство.....	78
8.2.2. Защита от частичной перепитки котла	79
8.2.3 Перепитка котла	79

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

8.2.4 Упуск воды	79
8.2.5 Защиты по температуре и давлению перегретого пара	80
8.2.6 Защита вспомогательного оборудования	80
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	82
9.1 Анализ опасных производственных факторов.....	82
10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	88
10.1 Технико-экономический расчет.....	88
10.2 Срок окупаемости проекта реконструкции котла ТКЗ-125	93
10.3 Планирование сметы текущих затрат	93
10.4 SWOT – анализ вариантов технических решений.....	95
10.5 Планирование целей предприятия и проекта.....	96
10.6 График Ганта	96
10.7 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	99

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Модель дерева целей проекта реконструкции

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Любое современное производство требует определенных затрат тепловой и электрической энергии. Теплоэлектростанция (ТЭЦ) ООО ЧФ «Мечел-ЭНЕРГО» предназначена для обеспечения комбината доменным дутьем, сжатым воздухом для кислородных блоков, технологическим паром, химически-очищенной водой, электроэнергией, теплом цехов комбината, предприятий и жилого фонда Metallургического района. Поэтому так важна бесперебойная работа оборудования на предприятии.

История предприятия начинается с 1968 года, когда на основании приказа бывшего Министерства черной металлургии СССР было организовано Челябинское специализированное ремонтно-строительное управление, которое входило в состав специализированного ремонтно-строительного треста «ЭнергоЧерМет» по ремонту, наладке и проектированию энергетического оборудования предприятий черной металлургии, в дальнейшем, с 1976 года – трест «ВостокЭнергоЧерМет».

Холдинг ПАО «Мечел» - одна из ведущих компаний в горнодобывающей и металлургической отраслях. В состав холдинга входят такие гиганты современной индустрии, как угольная компания «Южный Кузбасс», ОАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат», ОАО «ЧМК», ОАО «Уральская кузница», ОАО «Иж-сталь» и многие другие.

Основным преимуществом ПАО «Мечел» являются тесные связи между предприятиями, объединенными в единую технологическую цепочку, сбалансированную с точки зрения производства сырья, стали и продукции высоких переделов.

Объединив энергоемкие предприятия, ПАО «Мечел» столкнулось с необходимостью снижения затрат на энергоресурсы для обеспечения производственного цикла. Поэтому в 2004 году был создан ООО «Мечел-Энерго», перед которым были поставлены следующие задачи: свести к минимуму стоимость покупной электроэнергии, найти альтернативные рынки, снизить затраты на природный газ, потребляемый предприятиями холдинга. Предстояло также организовать централизованную работу в регионах по заключению договоров на энергоснабжение субабонентов организаций, входящих в группу, расчет и защиту тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Сегодня ООО «Мечел-Энерго» не только обеспечивает электроэнергией производственные мощности предприятий компании, но и успешно реализует электрическую и тепловую энергию на розничных рынках.

В состав ТЭЦ входят цеха: Цех подготовки производства, Котельный, Турбинный цех № 1, Турбинный цех №2, Турбинный цех № 3, Электрический, Химический, Тепловой автоматики и измерений. Производственно-технический отдел.

В 2007 году был пущен в эксплуатацию котел ст. №2 ТКЗ-125 на месте 2 очереди, но по параметрам 1-ой. Целью выпускной квалификационной работы является разработка решения о переводе котельного агрегата ТКЗ-125 на ООО ЧФ «Мечел-Энерго» на сжигание смеси доменного, коксового и природного газов в пропорции 35/35/30 с заменой горелочных устройств производства ТКЗ на ЦКТИ.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ

Продолжительный период времени, поступавший на смеси природного, коксового и доменного газа определенных пропорций, которые не удовлетворяли требованиям, заложенным в него проектом. Сегодня отличительной чертой смешанного топлива является сложности в хранении и экологическими проблемами коксового и доменного газов, возникающими при их использовании. Так же котельные установки на смеси газов влечет за собой некоторые конструктивные особенности строения газовых горелок. Условия, диктуемые рыночной экономикой, вынуждают к нарастанию мощностей путем перевода топлива на другие пропорции. При этом появляется необходимость реконструкции всей системы сжигания топлива.

При сжигании смеси газового топлива с помощью новых горелок «Мечел-Энерго», возникают проблемы, связанные с появлением образований во многих зонах топочной камеры. При работе на смеси газов нагрузка на котельные агрегаты «Мечел-Энерго» оказывается весьма ограниченной и находится в диапазоне величиной $D_{ш} = 0,6 \div 0,7 D_{н}$. В результате выходя из топки температура газов значительно увеличивается. Изначальная продолжительность работы, до изменения пропорций топлива, не была обеспечена системами впрыска пароохладителя. Объяснить это можно тем, что существует связь с расходным лимитом установок собственного конденсата. Конечно существующие аппараты, выполняют функцию периодической продувки, но не все имеющиеся агрегаты могут справляться с данной функцией на прежнем уровне функциональности. При минимальных нагрузках оборудование справляется со своей ролью, но при повышении нагрузки до номинального, их действия уже недостаточно.

После реконструкции системы сжигания, количество ремонтных работ на котельном агрегате должно уменьшиться, что являет собой уменьшение расходов на оборудование.

Чтобы добиться выбросов в атмосферу оксидов азота, снижения расхода на топливо, повышения коэффициента полезного действия котла в данном проекте происходит представление реконструкции системы сжигания топлива, а именно горелочного устройства. Смысл работы заключается в том, что на котле производится реконструкция путей подвода вторичного воздуха в горелочное устройство. Труба пылевоздушной смеси горелки смещена относительно оси улитки в нижнем ярусе горелочных устройств на 40 мм вверх, на верхнем ярусе на 40 мм вниз. В горелке выполнены перегородки между обечайкой и трубой пылевоздушной смеси, которые обеспечивают прямоточную подачу вторичного воздуха непосредственно через горелку. Эта конструкция ввода вторичного воздуха предрасполагает к новому распределению воздушного потока для обеспечения ступенчатого сжигания топлива в топке котла.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

В рамках процесса создания выпускной квалификационной работы были использованы нормативные правовые акты Российской Федерации, учебно-методическая литература, а также интернет-ресурсы.

Все главы выпускной квалификационной работы написаны, основываясь на нормативные документы, такие как: Федеральный закон № 190 «О теплоснабжении» СП 131.13330.2012 Строительная климатология, СП 89.13330.2012. Котельные установки и т.д.

Основой данных нормативных правовых актов является выполнение мероприятий, направленных на рациональное использование энергетических ресурсов и внедрение перспективных энергетических технологий.

При написании введения использовались материалы Стратегии развития теплоснабжения и когенерации в Российской Федерации на период до 2020 года.

Рассмотрение вопросов обоснования и актуальности перевода котла произведено на основе государственной программы Челябинской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» на 2014 – 2020 гг., а также интернет-публикация «В регионе продолжается работа по модернизации и замене неэффективных котельных» на сайте Правительства Челябинской области.

Сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий проведено с использованием материалов публикации А. Райтер «Котлы газовые промышленные: производство, устройство, срок эксплуатации».

Тепловой расчет котла произведен с использованием литературы «Реконструкция промышленно-отопительных котельных», разработанного Л.Ф. Глущенко, Д.С. Шевцовым, Л.Ф. Лисицким.

При рассмотрении вопросов энергосбережения основным источником информации послужил Федеральный закон РФ № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Также был использован учебник для вузов «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» под редакцией А.В. Клименко.

Вопросы экологии рассмотрены с использованием материалов методического пособия «Очистка дымовых газов. Часть 1» А.И. Грибанова. Расчет массовых выбросов загрязняющих веществ (окислов азота) и высоты дымовой трубы проведен по методическому пособию «Расчет дымовой трубы» А.И. Грибанова.

Системы автоматизации котельного агрегата рассмотрены с использованием технической документации на систему автоматики БУК-МП и учебного пособия С.В.Пашнина «Рекомендации по разделу «Автоматический контроль и регулирование» в выпускной квалификационной работе кафедры «Промышленная теплоэнергетика ЮУрГУ»

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» применены следующие основные нормативные документы:

- ГОСТ 12 0 003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [6];
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность [7];

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

– СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов [18].

Также для раскрытия раздела «Безопасность жизнедеятельности» был использован учебник «Безопасность жизнедеятельности в энергетике» [12], в котором рассмотрены организационно-правовые основы, эффективные методы и средства обеспечения безопасности жизнедеятельности персонала промышленного предприятия любой организационной формы. Особое внимание уделено вопросам обеспечения безопасности персонала, связанного с обслуживанием, ремонтом и наладкой электрооборудования. Также рассмотрены вопросы повышения энергетической эффективности и автоматизация теплоэнергетических процессов, повышения коэффициента полезного действия и методы его регулирования.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ РАЗРАБОТОК

На сегодня существуют большой потенциал по возможности использования электроэнергетики, в России на сегодня показатель мощностей электростанций составляет суммарную мощность в районе 220 миллионов кВт. Большая часть, которой, а именно 60,7% создаётся при использовании конденсационных электростанций, при участии теплоэлектроцентралей. По сведениям Минэнерго РФ, использование каменного и бурого угля в 2020 году должно достичь отметки в 120 млн тонн. К 2030 году этот показатель возможно станет в 1,6 раз больше.

В Российской Федерации КЭС в которых сжигается газ, оснащаются энергоблоками разными вариациями мощностей. Эти мощности 150 МВт, 200 МВт, 500 МВт, достигая даже результатов в 800 МВт. Не стоит и забывать о разнообразии «Мечел-Энерго», расположенных на всём участке территорий Российской Федерации, с наличием котельных агрегатов с мощностями доходящих вплоть до 1000 т/ч. Стоит также упомянуть, что на Российских ТЭС, работающих преимущественно на газовом топливе, реальной проблемой является отсутствие работоспособных систем по очистке от серных дымовых газов.

Существует ряд современных технологий по использованию угля в энергетике. Большинство новых технологий обладают некоторыми преимуществами: повышение КПД котельных агрегатов и увеличения их возможностей использования газового топлива, появляется возможность снижения уровня загрязнения атмосферы путём выбросов в неё и вероятности возникновения шлаков. Такие технологии как правило являются не требовательными в экономическом плане, а в экологическом приносят весьма неплохие результаты.

Переработка и слияние угля с происходящим при этом отделением инертных горных пород с целью усовершенствования их свойств и стабилизации качества угля обнаружило обширное использование в Европейской индустрии, но в Российской Федерации применяется крайне урезано, в главном с целью последующего вывоза за рубеж.

В России, однако существует практика использовать технологию сжигания твёрдого газового топлива в топочных камерах с циркулирующим кипящим слоем. Данная технология используется с некоторыми преимуществами. Эта технология хоть и обладает всеми преимуществами, описанными предыдущей технологией, однако является весьма затратной. Так некоторые из них являются около 4000–16000 руб./кВт. а для лишь построенных котлов 24000–29000 руб./кВт.

Проекты современных отечественных котельных агрегатов разрабатывают с учётом возможностей данной технологии. За рубежом такие технологии практически не используются так как обладают альтернативой.

В стадии использования и широкого внедрения находится технология низкотемпературное сжигание топлива в вихревых точных камерах. В данный момент эта технология широко внедряется. Существуют еще несколько новых технологий сжигания угля, которые осваиваются в настоящий момент: сжигания твёрдого топлива с внутрицикловой газификацией; технология применения

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

углекислотно-кислородной газификации газовых масс с возможностью получения высококалорийных горючих газов; сжигание твёрдого топлива в топочной камере с кипящим слоем находящемся под давлением, при этом осуществляется подачей продуктов горения в газовой турбине. Затратность таких технологий как правило невелики, а в случае возникновения аварийной ситуации время их восстановления весьма небольшое. С помощью них возможно повысить КПД по использованию газа, вместе с тем являясь перспективной возможностью для удержания удельного и абсолютного расхода газового топлива на уровне 5 – 10 %. В таблице 3.1 можно наблюдать разность в эффективности работы отечественного и зарубежного оборудования.

Таблица 3.1 – Эффективность работы отечественного энергетического оборудования в сравнении с зарубежным, %

Значения	Отечественные		Зарубежные	
	Усреднённые показатели	Передовые образцы	Усреднённые показатели	Передовые образцы
1	2	3	4	5
Абсолютный электрический КПД ТЭС на газе	38	н/д	40	47
Абсолютный электрический КПД ТЭС на угле	34	41	38	44

В наше время уже создаются большее количество способов сжигания газового топлива с повышением общего КПД и уменьшением урона для атмосферы. Самими перспективными среди них это сжигание в псевдооживленном слое и газификация газового топлива [30]. Использование псевдооживленного слоя производится в топочной камере парового котельного агрегата, который устроен так. Поведение взвешенных частиц по сути можно назвать аналогичным характеру ведения кипящей жидкости, то есть находясь в турбулентном движении. При этом взвешенные частицы обеспечивают высокую эффективность процесса горения.

Котельный агрегат в случае если он спроектирован для использования псевдооживленного слоя, устройством и принципу действия наименее чувствителен к изменениям в газовом топливе. В котельном агрегате без псевдооживленного слоя происходят образования определённого кол-ва шлакующих веществ, которые приводят к забиванию теплопередающих поверхностей, снижению общего КПД котельного агрегата.

4 ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЛА ТКЗ-125

4.1 Характеристика котельного агрегата ТКЗ-125

Котельный агрегат ТКЗ-125 работает на буром угле на тепловых электростанциях, которые оснащены теплофикационными турбинами. Котельный агрегат вертикально-водотрубный, является однобарабанным, циркуляция является естественной, двух ступенчатым испарением, с установленными выносными циклонами, ориентированными на высокие параметры пара, однокорпусный П-образной компоновки, сжигание топлива осуществляется факельным методом, с твердым шлакоудалением.

Его топочная камера имеет прямоугольное сечение имеет размеры 10200 × 6288 мм и объем 952 м³. Стены камеры полностью экранированы трубами Ø 60 × 5,5 ст.20 с шагом 64 мм. Экраны топочной камеры разделены на 14 самостоятельных контуров. В таблице 4.1 представлена характеристика экранов котельного агрегата.

Таблица 4.1 – Характеристика экранов

Тип	Наименование	Значение
1	2	3
Фронтальной экран блок	шт.	4
Задний экран блок	шт.	4
Боковой экран блок	шт.	3
Общая строительная поверхность нагрева	м ²	3800
Диаметр экранных труб	мм	60 × 5,5
Шаг экранных труб	мм	64
Кол-во подъемных труб фронтального и заднего экранов в каждом	шт.	148
Кол-во подъемных труб боковых экранов в каждом	шт.	99
Кол-во водоподводящих труб фронтального и заднего экранов в каждом	шт.	12
Диаметр водоподводящих труб	мм	133 × 10
Кол-во пароотводящих труб фронтального экранов	шт.	16
Кол-во пароотводящих труб боковых экранов	шт.	12 × 2
Кол-во пароотводящих труб заднего экранов	шт.	12
Диаметр пароотводящих труб	мм	133 × 10

В верхней части труб задних экранов видно, что они отогнуты внутрь топочной камеры, в результате образуются пороги. Они являются верхней плоскостью, которая продолжает наклонный ход верхнего горизонтального газохода. Порог необходим для модернизации аэродинамики газового потока на выходе из топочной камеры котельного агрегата и небольшого затемнения ширм пароперегревателя. После экранирования, трубы заднего экрана встречаются в камере на значении 19,8 м и из этого места пароводяная смесь по трубам $\varnothing 133 \times 10$ перенаправляются в барабан котельного агрегата. Трубы задних и фронтального экранов, находящиеся в нижней части топочной камеры образуют холодную воронку.

Котельный агрегат ТКЗ-125 имеет две ступени испарения. Его барабан и сепарационные устройства. Первая ступень испарения расположена в барабане котла. Второй ступенью испарения представляют собой выносные циклоны.

На котле имеется пароперегреватель радиационно-конвективного типа. Радиационная часть данного пароперегревателя сделана в виде поверхностей с ширмами, которые расположены в топочной камере котла и труб потолочного пароперегревателя. Касаемо конвективных поверхностей пароперегревателя, они расположены в верхнем горизонтальном газоходе котельного агрегата, его характеристика описана в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Устройство пароперегревателя

Пароперегреватель потолочная часть		
1	2	3
Тип	Наименование	Значение
Кол-во входных камер	шт.	4
Диаметр камер	мм	219 × 25
Диаметр змеевиков	мм	32 × 4
Марка стали камер	ст.	20
Марка стали змеевиков	ст.	20
Общая поверхность нагрева	м ³	290
Задняя конвективная часть		
Кол-во змеевиков сдвоенных	шт.	118 × 2
Диаметр змеевиков	мм	32 × 4
Марка стали змеевиков	ст.	20
Общая поверхность нагрева	м ³	293
Ширмовой пароперегреватель		
Количество ширм	шт.	4 × 2
Кол-во змеевиков в каждой ширме	шт.	20
Диаметр змеевиков	мм	32 × 4
Марка стали змеевиков	ст.	12Х1МФ
Диаметр камер	мм	273 × 35
Марка стали камер	ст.	12Х1МФ
Перепускные камеры ширм с впрыскивающими устройствами 1 ступени	шт.	2
Диаметр камер	мм	273 × 20

Из камеры выхода холодного пакета пар проходит во входной коллектор ширмового пароперегревателя, после направляется в пароохладитель ступени №1, из которых в совокупности с охлаждением пар перебрасывается. Пройдя через восемь ширм, пар приходит в камеру выхода данных ширм, откуда по трубкам пар переходит во камеры входа частей горячего пакета. После прохождения первой части горячего пакета, пар направляется в камеры регуляторов перегрева ступени №2, где наряду с охлаждением происходит еще один переброс, после камер регуляторов перегрева ступени №2, пар приходит во часть №2 "горячего пакета" и, пройдя через них, направляется в камеру выхода.

Пароперегреватель обладает двумя ступенями регулирования температуры перегретого пара с помощью впрыскивания собственного конденсата.

Пароохладитель ступени №1 находится за восьмью крайними и восьмью средними ширмами. Конденсат подается с помощью силы эжектора, которая возникает в связи с сужением проходного сечения камеры пароохладителя в месте ввода конденсата.

Пароохладитель ступени №2 располагается между крайними и средними микроблоками горячего пакета. Конденсат подается из-за перепада давления между камерой сброса конденсата и пароохладительной камерой ступени №2.

Инсталляция "собственного конденсата". На котельном агрегате применено регулирование перегрева пара собственным конденсатом. Чтобы его получить необходимо два змеевиковых незаполняемых конденсатора, которые установлены за барабаном на отметке 31,5 м.

Проектное топливо данного котельного агрегата – челябинской смеси газов. Следует заметить, что в настоящее время Челябинский смесь газов прекратил отвечать качествам газа, заложенного в проект. Низкое качество, нестабильность, непривлекательность в экологическом аспекте, относительно высокая цена угля и что является главной причиной необходимости его замены это высокая. Например, средние показатели качества Челябинского топлива, поступившего на «Мечел-Энерго» в 2010 году. Характеристика смеси газов представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристика смеси газов 35/35/30

Показатель		A ^d =3,3 %	A ^d = 5%	A ^d =8,6 %
1		2	3	4
Рабочая влажность	$W,^r, \%$	15,6	22,1	30
Гигроскопическая влажность	$W^{TM}, \%$	11,5	11,0	10,7
Выход летучих веществ	$V^{dal}, \%$	42,3	44,4	47,5
Содержание серы	$S_t^d, \%$	0,2	0,46	0,7
Содержание карбонатов	$(CO_2)^d_M, \%$	0,16	0,2	0,23
Теплота сгорания низшая	$Q_H^p, \text{ккал/кг}$	4540	4910	5320
Элементный состав на сухую беззольную массу, %				
Углерод	C	75,3	74,8	73,6
Водород	H^{dat}	4,8	5,1	5,4
Сера	S^{dar}	0,4	0,5	0,8

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4
Азот N^{dal}	0,8	0,9	1,5
Кислород O^{dal}	18,7	18,7	18,7
Теплота сгорания летучих $Q_{лет}$, ккал/кг	5730	5730	5730
Теплоценность летучих $V^{dal} \cdot \frac{Q_{лет}}{100}$, ккал/кг	2400		
Группа устойчивости к окислению и самовозгоранию	IV		
Показатель взрываемости К, группа взрываемости		2,6	
	III	III	III
Химический состав минеральной части (на бессульфатную массу), %			
SiO_2	40,0	21,5	12,5
Al_2O_3	7,4	11,6	13,6
TiO_2	1,2	1,2	1,2
Fe_2O_3	4,9	14,0	15,0
CaO	42,5	46,4	47,3
MgO	3,8	4,8	9,4
K_2O	0,1	0,1	0,5
Na_2O	0,1	0,4	0,5
Температуры плавкости при полувосстановительной среде, °С			
t_A , °С	1130	1150	1170
t_B , °С	1250	1270	1290
t_C , °С	1280	1310	1340
Температура начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{н5К}$, °С	1350	1420	1450
Безопасная влажность по условиям смерзаемости, $We\%$ » характеристика склонности к смерзанию	26,3	24,9	24,0
	не склонен к смерзанию		
Коэффициент размолоспособности $K_{ЛО}^{В 1И}$	1,02	1,14	1,22

4.2 Конструктивные характеристики котла

Конструктивные характеристики котла представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Конструктивные характеристики котла

Величина	Обозн.	Размер.	Значение
1	2	3	4
1. Топочная камера			
Активный объём топочной камеры	V_T	м ³	992
Полная площадь стен топочной камеры	$F_{СТ}$	м ²	683
Лучевоспринимающая поверхность	$H_{л}$	м ²	655
Эффективная толщина излучающего слоя	S	м	5,35
Полная высота топочной камеры	H_T	м	15,3

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4
Высота расположения горелок	h_r	м	4,3
2. II степень пароперегревателя			
Диаметр труб	d_1/d_2	мм	32/24
Шаги между трубами	s_1/s_2	мм	560/38
Поверхность нагрева	H	м ²	506
Лучевоспринимающая поверхность	$H_{л}$	м ²	75
Сечение для прохода газов	F_r	м ²	71,1
Сечение для прохода пара	$F_{п}$	м ²	0,0723
Кол-во рядов труб по ходу газов	Z_2	шт.	40
3. III, IV степень пароперегревателя			
Диаметр труб	d_1/d_2	мм	32/24
Шаги между трубами	s_1/s_2	мм	80/81
Количество рядов труб	Z_2	шт.	12
Поверхность нагрева	H	м ²	366
Сечение для прохода газов	F_r	м ²	31,6
Сечение для прохода пара	$F_{п}$	м ²	0,08
4. I степень пароперегревателя			
Диаметр труб	d_1/d_2	мм	32/24
Шаги между трубами	s_1/s_2	мм	80/67
Количество рядов труб	Z_2	шт.	20
Поверхность нагрева	H	м ²	598
Сечение для прохода газов	F_r	м ²	22,4
Сечение для прохода пара	$F_{п}$	м ²	0,107
5. Водяной экономайзер второй ступени			
Диаметр труб	d_1/d_2	мм	32/24
Шаги между трубами	s_1/s_2	мм	75/55
Количество трубных рядов	Z_2	шт.	48
Поверхность нагрева	H	м ²	1140
Сечение для прохода газов	F_r	м ²	24,8
Сечение для прохода воды	F_B	м ²	0,072
6. Водяной экономайзер первой ступени			
Диаметр труб	d_1/d_2	мм	32/24
Шаги между трубами	s_1/s_2	мм	75/55
Количество трубных рядов	Z_2	шт.	48
Поверхность нагрева	H	м ²	1404
Сечение для прохода газов	F_r	м ²	18,88
Сечение для прохода воды	F_B	м ²	0,072
7. Воздухоподогреватель			
Диаметр труб	d_1/d_2	мм	40/37
Шаги между трубами	s_1/s_2	мм	70/45
Поверхность нагрева	H	м ²	13012
Сечение для прохода газов	F_r	м ²	9,8
Сечение для прохода воздуха		м ²	14,1
Количество рядов труб по ходу воздуха	Z	шт.	34

4.3 Поверочный тепловой расчёт котельного агрегата ТКЗ-125

Задачей данного теплового расчёта является сравнение работы котла на проектом и предлагаемом Балахтинском буром угле, исходные данные котла можно найти в таблице 4.6, также в таблице 4.7 представлены средние характеристики Балахтинского бурого угля.

Таблица 4.6 – Исходные данные котла

Параметр	Значение
Паропроизводительность	210 т/ч
Давление перегретого пара	13,2 МПа
Температура перегретого пара	550 °С
Температура питательной воды	230 °С

Таблица 4.7 – Топливо смесь газов

Компонент	Содержание
Сера	0,5 %
Водород	5,1 %
Азот	0,9 %
Кислород	18,7 %

Действительное количество воздуха, поступающего в топку котельного агрегата, имеет различие от теоретически необходимого в α раз (α – коэффициент избытка воздуха).

По данным расчетных характеристик камерных топок с твердым шлакоудалением, когда происходит процесс сжигания пылевидного топлива и нормативных значений присосов воздуха по газоходам, тогда происходит использование коэффициента избытка воздуха на входе в топочную камеру котла α_t и присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и делаем необходимые вычисления для коэффициента избытка воздуха в газоходах α'' . В таблице 4.8 характеристика присоса воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и расчётные коэффициенты избытка воздуха α'' .

Таблица 4.8 – Присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и расчётные коэффициенты избытка воздуха α''

Участок газового тракта	$\Delta\alpha$	α''
Топочная камера	0,05	1,2
Пароперегреватель 2 ст.	0,025	1,25
Пароперегреватель 3 и 4 ст.	0,025	1,275
Пароперегреватель 1 ст.	0,03	1,3
Водяной экономайзер	0,15	1,315
Водяной экономайзер	0,15	1,33
Воздухоподогреватель	0,05	1,38

В связи с наличием присосов воздуха объем продуктов сгорания в каждом газоходе будет отличаться от теоретического, отсюда следует, что необходимо рассчитать действительные объемы газов по газоходам, их объемные доли, концентрацию золы и приведенную зольность.

В связи с отсутствием присосов воздуха трехатомных газов объем этих газов $V_{RO_2}^0$ не будет зависеть от коэффициента избытка воздуха, во всех газоходах останется неизменным и будет равен теоретическому объему.

4.4.1 Расчёт объёмов воздуха и продуктов сгорания

Теоретический объём воздуха, необходимый для сжигания 1 кг топлива найдем по формуле (4.1):

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P \quad (4.1)$$

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (74,8 + 0,375 \cdot 0,5) + 0,265 \cdot 5,1 - 0,0333 \cdot 18,7 = 7,935 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Объём трёхатомных газов рассчитаем по формуле (4.2):

$$V_{RO_2} = 0,0186 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) \quad (4.2)$$

$$V_{RO_2} = 0,0186 \cdot (74,8 + 0,375 \cdot 0,5) = 1,394 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Теоретический объём азота рассчитаем по формуле (4.3):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,008 \cdot N^P \quad (4.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 7,935 + 0,008 \cdot 0,9 = 6,275 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Объём водяных паров рассчитаем по формуле (4.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0 \quad (4.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 5,1 + 0,0124 \cdot 22,1 + 0,0161 \cdot 7,935 = 0,967 \text{ м}^3/\text{кг}$$

4.4.2 Характеристики и энтальпии продуктов сгорания и воздуха

Рассчитаем объёмы газов по газоходам, их объёмные доли γ , концентрацию золы в них μ . Характеристики объемов газа по газоходам и их объемные доли занесём в таблицу 4.9.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.9 – Характеристика продуктов сгорания по газоходам

Величина	Размерность	Газоходы					
		Точная ка- мера	П/П 2ст	П/П 3 и 4 ст	П/П 1ст	ВЭ	ВП
1	2	3	4	5	6	7	8
Расчётный коэффициент избытка воздуха в газоходе	–	1,2	1,25	1,275	1,3	1,33	1,38
V_{RO_2}	м ³ /кг	7,755	8,125	8,310	8,494	8,716	9,086
$V_{R_2} = V_{N_2}^0 + (a - 1) \cdot V^0$	м ³ /кг	0,992	0,998	1,001	1,004	1,007	1,013
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (a - 1) \cdot V^0$	м ³ /кг	10,14	10,51	10,70	10,89	11,118	11,49
$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{R_2} + V_{H_2O}$	–	0,138	0,133	0,130	0,128	0,125	0,121
$r_{R_2O} = V_{RO_2}/V_{\Gamma}$	–	0,098	0,095	0,093	0,092	0,091	0,088
$r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_{\Gamma}$	–	0,235	0,227	0,224	0,220	0,216	0,209
$r_n = r_{R_2O} + r_{H_2O}$	–	0,333	0,322	0,317	0,312	0,307	0,297
$\mu = 10 \cdot A^P \cdot \frac{a_{yH}}{V_{\Gamma}}$	г/м ³	7,755	8,125	8,310	8,494	8,716	9,086

Используя данные таблица 4.9, определим удельные энтальпии теоретического объёма воздуха и продуктов сгорания топлива. Результаты сведём в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Энтальпия теоретического объёма воздуха и продуктов сгорания, кДж/кг

$v, ^\circ C$	$I_B^0 = V^0(ct)_B$	$I_{RO_2} = V_{RO_2}(cv)_{RO_2}$	$I_{N_2}^0 = V_{N_2}^0(cv)_{N_2}$	$I_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0(cv)_{H_2O}$	$I_{\Gamma}^0 = I_{R_2O} + I_{N_2}^0 + I_{H_2O}^0$
1	2	3	4	5	6
30	309,47	–	–	–	–
100	1047,42	235,59	1008,15	146,02	1389,75
200	2110,71	497,66	2016,30	293,97	2807,93
300	3197,81	779,25	3039,96	447,72	4266,93
400	4300,77	1076,17	4086,89	605,34	5768,40
500	5427,54	1388,42	5149,32	767,80	7305,54
600	6586,05	1703,47	6235,02	935,09	8873,58
700	7768,37	2036,63	7336,23	1109,15	10482,01
800	8966,55	2375,38	8476,22	1290,95	12142,54
900	10164,74	2719,69	9639,47	1473,71	13832,87
1000	11394,66	3069,59	10810,47	1668,08	15548,13
1100	12656,33	3425,06	11981,48	1862,44	17268,98

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5	6
1200	13917,99	3787,50	13144,73	2060,68	18992,90
1400	15322,49	4148,54	14346,75	2266,65	20761,94
1600	16473,06	4516,56	15579,80	2473,59	22569,94
1800	17766,47	4884,58	16781,82	2687,29	24353,69
1900	19067,81	5251,20	18014,87	2901,97	26168,03
2000	20361,21	5624,79	19247,91	3120,51	27993,21
2100	21654,62	5998,38	20488,71	3343,89	29830,98
2200	22987,70	6371,97	21752,78	3566,30	31691,05

Энтальпию продуктов сгорания при $\alpha > 1$ найдем по формуле (4.5):

$$I_{\Gamma} = I_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1) \cdot I_B^0 \quad (4.5)$$

Приведённое значение уноса золы из топки найдем по формуле (4.6):

$$\frac{\alpha_{\text{УН}} \cdot A^P}{Q_H^P} \cdot 10^3 \quad (4.6)$$

$$\frac{0,95 \cdot 5}{20585} \cdot 10^3 = 0,23 < 1,5$$

При расчёте I_{Γ}^0 не происходит учет энтальпии золы. Полученные результаты вычислений сводим в таблицу 4.11

Таблица 4.11 – Энтальпия продуктов сгорания в газоходах

$v, ^\circ\text{C}$	I_B^0	I_{Γ}^0	Участки газового тракта												
			Топочная камера ($\alpha=1,2$)		Перегреватель Пст. ($\alpha_{\Gamma}=1,25$)		Перегреватель III, IVст. ($\alpha_{\Gamma}=1,275$)		Перегреватель Iст. ($\alpha_{\Gamma}=1,3$)		Водяной экономайзер ($\alpha_{\Gamma}=1,33$)		Воздухоподогреватель ($\alpha_{\Gamma}=1,38$)		
			I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
100	1047	236												634	
200	2111	498									1194			1300	666
400	4301	1076					2259		2366	628	2495	661		2710	716
500	5428	1388			2745		2881	622	3017	650	3180	684		3451	740
600	6586	1703			3350	605	3515	634	3679	663	3877	697			
						629		658		688		723			

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
700	7768	2037	3590		3979		417 3		4367		4600			
800	8967	2375	4169		4617		4841		5065					
				584		644		674		70 4				
900	10165	2720	4753		5261		5515		5769					
				596		657		688						
1000	11395	3070	5349		5918		6203							
				608		671								
1100	12656	3425	5956		6589									
				615		678								
1200	13918	3787	6571		7267									
				1240										
1400	16473	4517	7811											
				1254										
1600	19068	5251	9065											
				1264										
1800	21655	5998	10329											
				1285										
2000	24313	6751	11614											
				1290										
2200	26971	7509	12904											

4.4.3 Тепловой расчет

Тепловой баланс в расчёте на 1 кг располагаемой теплоты данного вида топлива Q_P^P будет найден по формуле (4.7):

$$Q_P^P = Q_H^P + Q_{B.VH} + i_{ТЛ} \quad (4.7)$$

Так как предварительный нагрев воздуха отсутствует вместе с подаваемым топливом, то $Q_{B.VH} = 0$ и $i_{ТЛ} = 0$. Расчёт теплового баланса парогенератора и расход топлива представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчёт теплового баланса парогенератора и расход топлива

Наименование	Величина		Единица	Расчёт
	Обозначение	Расчётная формула или способ определения		
Располагаемая теплота топлива	Q_P^P	$Q_H^P + Q_{B.VH} + i_{ТЛ}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	20,585
Потеря теплоты от хим. неполноты сгорания топлива	q_3	По таблица 4-3[1]	%	0,5

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4	5
Потеря теплоты от механического недожога	q_4	По таблица 4-3[1]	%	0,5
Энтальпия уходящих газов	I_{yx}	По Iv - таблице	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1264,2
Температура воздуха в котельной	$t_{x.B}$	По выбору	°С	45
Энтальпия воздуха в котельной	$I_{x.B}$	По Iv - таблице	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	254
Потеря теплоты с уходящими газами	q_2	По норм. методу	%	4,42
Потеря теплоты от наружного охлаждения	q_5	по рис. 3-1[1]	%	0,5
Потеря теплоты со шлаком	q_6	[1]	%	0,135
Сумма тепловых потерь	Σq	$q_2+q_3+q_4+q_5+q_6$	%	6,05
КПД парогенератора	$\eta_{\text{ПР}}$	$100-\Sigma q$	%	93,95
Коэффициент сохранения теплоты	φ	$1 - \frac{q_5}{\eta_{\text{ПР}} + q_5}$	—	0,995
Паропроизводительность агрегата	D	По заданию	кг/с	58,3
Давление перегретого пара за котельным агрегатом	$P_{\text{п.п.}}$	По заданию	МПа	13,2
Температура перегретого пара	$t_{\text{п.п.}}$	По заданию	°С	550
Температура питательной воды	$t_{\text{п.в.}}$	По заданию	°С	230
Удельная энтальпия перегретого пара	$i_{\text{п.п.}}$	По таблица VI-8[1]	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3466,54
Удельная энтальпия питательной воды	$i_{\text{п.в.}}$	По таблица 6-8[1]	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	990,3
Значение продувки	p	По выбору	%	3
Удельная энтальпия воды при температуре кипения и давлении в барабане	$I_{\text{кип}}$	По таблица VI-7[1]	кДж/кг	1631,4
Расход воды на продувку в пароген.	$D_{\text{пр}}$	$\frac{p \cdot D}{100}$	кг/с	1,75
Теплота полезно-использованная в котельном агрегате	$Q_{\text{ка}}$	$D \cdot (i_{\text{п.п.}} - i_{\text{п.в.}}) + D_{\text{пр}} \cdot (i_{\text{кип}} - i_{\text{п.в.}})$	кВт	145486,71
Полный расход топлива	B	$\frac{Q_{\text{ка}} \cdot 100}{Q_{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПР}}}$	кг/с	7,52
Расчётный расход топочной камеры	B_{p}	$B \cdot \frac{100-q_4}{100}$	кг/с	7,49

4.4.4 Поверочный расчет теплообмена в топке

Поверочный расчет теплообмена в топке приведён в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Поверочный расчет теплообмена в топке

Наименование	Обозначение	Формула	Единица	Расчёт
1	2	3	4	5
Суммарная площадь лучевоспр. поверхности	$H_{л}$	По имеющимся величинам	м ²	655
Коэф. тепловой эффективности луч. поверхности	$\Psi_{ср}$	$\frac{\zeta_{от} \cdot H_{л,лт}}{F_{ст}}$	–	0,43
Полная площадь стен топочной камеры	$F_{ст}$	По имеющимся величинам	м ²	683
Эффективная толщина излучения слоя пламени	S	По имеющимся величинам	м	5,35
Полная высота топочной камеры	$H_{т}$	По имеющимся величинам	м	15,3
Высота расположения горелок	$h_{л}$	По имеющимся величинам	м	4,3
Относительный уровень расположения горелок	$X_{т}$	$\frac{h_{г}}{H_{т}}$	–	0,281
Параметр, учит. характер распределения температуры в топке	M	$0,59 - 0,5 \cdot X_{т}$	–	0,4495
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топочной камеры	$a_{т}$	Таблица 3.8	–	1,2
Присос воздуха в топке	$\Delta a_{т}$	Таблица 3.8	–	0,05
Присос воздуха в систему пылеприготовления	$\Delta a_{плу}$	По заданию	–	0,08
Температура горячего воздуха	$t_{гв}$	По заданию	°С	278
Энтальпия горячего воздуха	$I_{гв}^o$	Таблица 3.10	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	2932,9
Температура холодного воздуха	$t_{хв}$	По выбору	°С	45

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Энтальпия присосов воздуха	$I_{прс}^o$	Таблица 3.10	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	309,47
Полезное тепловыделение в топочной камере	Q_T	$Q_P^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	23632
Адиабатическая температура горения	v_a	Таблица 3.11	°С	1675
Температура газов на выходе из топки	v_T	По выбору, таблица 5-3 [2]	°С	1000
Энтальпия газов на выходе из топочной камеры	I_T	Таблица 3.11	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	5349
Средняя суммарная теплоемкость продук. сгорания	$V_{ссп}$	$\frac{Q_T - I_T}{v_a - v_T}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	27,08
Объемная доля:				
Водяных паров	r_{H_2O}	Таблица 3.9	—	0,138
Трехатомных газов	r_{RO_2}	Таблица 3.9	—	0,098
Суммарная объемная доля трехатомных газов	r_n	Таблица 3.9	—	0,333
Произведение	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м · Мпа	0,175
Коэффициент ослабления лучей:	k_r			4,2
трехатомными газами	$k_{\text{кокс}}$	Рис. 5-5 [2]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{Мпа}}$	11
частицами кокса	$k_{\text{зл}}$	Стр. 31 [2]		0,063
золотыми частицами				
Безразмерные параметры	χ_1	Стр. 31 [2]	—	0,5
	χ_2	Стр. 31 [2]	—	0,1
Коэффициент ослабления лучей топочной средой	k	$k_r \cdot r_n + k_{\text{зл}} \cdot \mu_{\text{зл}} + k_{\text{кокс}} \cdot \chi_1 \cdot \chi_2$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{Мпа}}$	1,95
Суммарная сила поглощения топочного объема	kps	$k \cdot p \cdot s$	—	1,02
Степень черноты факела	a_ϕ	$1 - e^{-kps}$	—	0,64

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Степень черноты топочной камеры	a_T	$\frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \Psi_{cp}}$	-	0,805
Тепловая нагрузка стен топочной камеры	q_F	$\frac{B_p \cdot Q_T}{F_{CT}}$	$\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$	205,1
Температура газов на выходе из топочной камеры	$v_T^{\ddot{}}$	По норм. методу	°С	1032
Энтальпия газов на выходе из топочной камеры	I''_T	Таблица 3.11	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	5520
Общее тепловосприятие топочной камеры	Q_T^L	$\varphi \cdot (Q_T - I_T^{\ddot{}})$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	18021
Средняя тепловая нагрузка лучевосприятие. поверхности топочной камеры	q_L^{cp}	$\frac{B_p \cdot Q_T^L}{H_L}$	$\frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$	206
Коэффициент распределения тепловой нагрузки по высоте между стенами	η_B	По рис. 5.9 (1)	-	1,2
	η_{CT}	По рис. 5.7 (1)	-	1,0
Удельная тепловая нагрузка по высоте и стенам	q_L^{cp}	$\eta_B \cdot \eta_{CT} \cdot q_L^{cp}$	$\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$	247,2

В результате была получена температура, удовлетворяющая условиям. Данная температура будет использована далее в связи с удовлетворения норм эксплуатации.

4.4.5 Расчет пароперегревателя

Расчет пароперегревателя второй ступени является сложным техническим заданием. По мимо расчетов необходимо учесть множество различных фактов о конкретном оборудовании. Сложность расчета также заключается в многосоставном формировании результатов из разных источников. Расчет включает в себя результаты полученной тепловой энергии, поправочные коэффициенты, энтальпии, расходы, рабочие температуры, приросты, объемы, скорости. По мимо численных расчетов сложность заключается в составлении технических чертежей.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.14.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Коэффициент теплообмена	β	Рис. V-3 (1)	–	1
Коэффициент загрязнения ширмы	$\varepsilon_{ш}$	По § 6–2	$\frac{м^2 \cdot К}{Вт}$	0,0075
Тепло излучения из топочной камеры и ширм на поверхность нагрева расположенную за ширмами	$Q_{л}^{в\text{ых}}$	$\frac{Q_{л}^{в\text{х}} \cdot (1-a) \cdot \varphi_{ш} + 5,7 \cdot 10^{-11} \cdot a \cdot F_{л}^{в\text{ых}} \cdot T_{ср}^4 \cdot \varepsilon_n}{\beta_{ш} + B_p}$	$\frac{кДж}{кг}$	343
Тепловосприятие ширм из топочной камеры	$Q_{л}^{ш}$	$Q_{л}^{в\text{х}} - Q_{л}^{в\text{ых}}$	$\frac{кДж}{кг}$	910
Кол-во теплоты, отданное газами ширмовому пароперегревателю из межтруб.	$Q_{б}^{ш}$	$\varphi(I'_{шпп} - I''_{шпп})$	$\frac{кДж}{кг}$	1197,4
Температура пара на входе в ширмовой пароперегреватель	t_n'	Из характеристики	°С	400
Энтальпия пара на входе в ширмовой пароперегреватель	i_n'	Таблица Воды и пара	$\frac{кДж}{кг}$	3001
Расход воды на первый впрыск	$D_{1впр}$	Из характеристики	$\frac{кг}{с}$	2,5
Расход воды на второй впрыск	$D_{2впр}$	Из характеристики	$\frac{кг}{с}$	2,2
Энтальпия питат. воды	$i_{пв}$	$i_{пв}(t_{пв})$	$\frac{кДж}{кг}$	990
Снижение энтальпии первым впрыском	$\Delta i_{1пв}$	$\frac{D_{1впр}(i'_{1ен} - i_{нс})}{D_{не} - D_{2впр}}$	$\frac{кДж}{кг}$	105
Прирост энтальпии в ширмах	Δi	$\frac{(Q_{б}^{ш} + Q_{л}^{ш})B_p}{D_{не} - D_{2ен}}$	$\frac{кДж}{кг}$	257
Энтальпия пара на выходе	i_n''	$i_{пв}' + \Delta i$	$\frac{кДж}{кг}$	3258
Температура пара на выходе из ширмового пароперегревателя	t_n''	Приняли	°С	492

Окончание таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Средняя температура пара	$t_{п}$	$0,5 \cdot (t_{п}^{\dot{}} + t_{п}^{\ddot{}})$	°С	481
Температурный напор	Δt	$v_{ср} - t_n$	°С	460
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{ст}$	$t_n + (\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2}) \cdot \frac{Q_{ш}^{\dot{}} + Q_{ш}^{\ddot{}}}{H} \cdot B_p \cdot 10^3$	°С	725,3
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_{л}$	Рис. 6–12 [2]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	141
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\left(\alpha_{\kappa} \frac{\pi d}{2Sx} + \alpha_{л} \right) * \xi$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	172
Удельный объем пара	$v_{п}$	Табл воды и вод пара	$\frac{м^3}{кг}$	0,02
Средняя скорость пара	ω	$\frac{(D_{не} - D_{вн}) * g_n}{F_n}$	$\frac{м}{с}$	14
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_1}{1 + \left(1 + \frac{Q_{ш}^{\ddot{}}}{Q_{ш}^{\dot{}}} \right) \left(\varepsilon_{ш} + \frac{1}{\alpha_2} \right) \alpha_1}$	$\frac{Вт}{м \cdot К}$	54
Тепловосприятие ширмы по уравнению теплопередачи	Q_T	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{кДж}{кг}$	1302,1
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_T - Q_k}{Q_T} \cdot 100$	%	1,2

Погрешность не превышает 2%, расчёт точен. Дальнейший расчет будет приведен в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Расчёт пароперегревателя третьей ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Энтальпия газов на входе в третью ступень пароперегревателя	$i^{\dot{}}$	Из расчета ширмы	$\frac{кДж}{кг}$	4739
Температура пара на входе в третью ступень пароперегревателя	$i_n^{\dot{}}$	Из расчета ширмы	°С	492

Продолжение таблицы 4.15

1	2	3	4	5
Энтальпия пара на входе в третью ступень пароперегревателя	i_n'	Из расчета ширмы	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3258
Температура пара на выходе из третьей ступени пароперегревателя	t_n''	Приняли	°C	540
Энтальпия пара на выходе	i_n''	Таблица воды и пара	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3434,2
Тепловосприятие ступени по уровню теплового баланса	Q^6	$\frac{D_{пе} - D_{2вп}}{B_p} \cdot (i'' - i')$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	840,67
Энтальпия газов на выходе из третьей ступени пароперегревателя	i''	$i' - \frac{Q_6}{\varphi} + \Delta a \cdot I_{пр}^0$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	4221
Температура газов на выходе из третьей ступени пароперегревателя	v''	Таблица 3.11	°C	715
Средняя температура газов в третьей ступени пароперегревателя	v_{cp}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°C	807,5
Средняя скорость газов из третьей ступени пароперегревателя	$w_{г}$	$\frac{B_p \cdot V_{г} \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_{г}}$	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	6,78
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	a_k	$a_{нк} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{ф}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	65,1
Средняя температура пара	t_n	$0,5 \cdot (t_n' + t_n'')$	°C	511,5
Удельный объем пара	$v_{п}$	Табл. воды и вод пара	$\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	0,0228
Средняя скорость пара	ω	$\frac{(D_{пе} - D_{1вп}) \cdot b_{п}}{F_{п}}$	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	13,5
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	a_2	$a_{н2} \cdot C_d$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	3224
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	0,146
Суммарная поглощ. способность трехатомных газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м · Мпа	0,0035

Окончание таблицы 4.15

1	2	3	4	5
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	Рис. 5-5 [2]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{Мпа}}$	30
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{зл}$	Рис. 5-6 [2]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{Мпа}}$	0,063
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$(r_n \cdot k_r + k_{зл} \cdot \mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	—	0,135
Степень черноты излучающей среды	a	$1 - e^{-kps}$	—	0,126
Коэффициент загрязнения	ε	По § 6-2	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	0,008
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{ст}$	$t_n + (\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2}) \cdot \frac{Q^6}{H} \cdot B_p \cdot 10^3$	°С	687,5
Коэффициент теплоотдачи излучением	a_l	Рис. 6-12 [2]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	43,2
Коэффициент тепловой эффективности	ψ	Таблица 6-2 [2]	—	0,6
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	a_1	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	108,7
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\psi \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	63,1
Наибольшая разность температур	Δt_6	$v' - t''$	°С	310
Наименьшая разность температур	Δt_m	$v'' - t'$	°С	267
Температурный напор	Δt	$0,5 \cdot (\Delta t_6 - \Delta t_m)$	°С	288,5
Тепловосприятие ширмы по уравнению теплопередачи	Q_T	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	734,3
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_T - Q_k}{Q_T} \cdot 100$	%	0,9

Расчет пароперегревателя представлен в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Расчёт пароперегревателя четвёртой ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в четвёртую ступень пароперегревателя	v'	Из расчета ширмы	°С	850
Энтальпия газов на входе в четвёртую ступень пароперегревателя	I'	Из расчета ширмы	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	4739
Темпер. Пара перед второй ступенью	$t'_{2\text{ВП}}$	Из расчета третьей ступени	°С	540
Энтальпия пара перед второй ступенью	$i'_{2\text{ВП}}$	Из расчета третьей ступени	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3434,2
Снижение энтальпии вторым впрыском	$\Delta i'_{2\text{ВП}}$	$\frac{D_{2\text{ВПР}} \cdot (i'_{2\text{ВП}} - i'_{\text{ПВ}})}{D_{\text{пе}}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	95,3
Энтальпия пара на входе в четвёртую ступень пароперегревателя	$i''_{\text{п}}$	$i'_{2\text{ВП}} - \Delta i'_{2\text{ВП}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3338,9
Температура пара на входе в четвёртую ступень пароперегревателя	$t''_{\text{п}}$	Таблица пара и воды	°С	503
Температура пара на выходе из четвёртой ступени пароперегревателя	$t''_{\text{п}}$	Задана (приняли)	°С	550
Энтальпия пара на выходе из четвёртой ступени пароперегревателя	$i''_{\text{п}}$	Таблица воды и пара	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3461,0
Тепловосприятие ступени по уравнению теплового баланса	$Q_{\text{б}}$	$\frac{D_{\text{пе}} - D_{2\text{ВП}}}{B_{\text{р}}} \cdot (i'' - i')$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	833,51
Энтальпия газов на выходе из четвёртой ступени пароперегревателя	I''	$I' - \frac{Q_{\text{б}}}{\varphi} + \Delta a \cdot I_{\text{пр}}^0$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	4315,4
Температура газов на выходе из четвёртой ступени паропер.	v''	Таблица 3.11	°С	714

Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4	5
Средняя температура газов в четвёртой ступени пароперегревателя	v_{cp}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	782
Средняя скорость газов в четвёртой ступени пароперегревателя	w_r	$\frac{B_p \cdot V_r \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_r}$	$\frac{м}{с}$	5,72
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	a_k	$a_{HK} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	64,47
Средняя температура пара	$t_{п}$	$0,5 \cdot (t_{п}' + t_{п}'')$	°С	526,5
Удельный объём пара	$v_{п}$	Таблица воды и пара	$\frac{м^3}{кг}$	0,024
Средняя скорость пара	ω	$\frac{D_{ne} \cdot g_n}{F_n}$	$\frac{м}{с}$	15
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	a_2	$a_{H2} \cdot C_d$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	2910
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot (\frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1) \cdot d$	м	0,146
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м · Мпа	0,0035
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	Рис. 5–5 [2]	$\frac{1}{м \cdot Мпа}$	30
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{зл}$	Рис. 5–6 [2]	$\frac{1}{м \cdot Мпа}$	0,063
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$(r_n \cdot k_r + k_{зл} \cdot \mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	–	0,24
Степень черноты излучающей среды	a	$1 - e^{-kps}$	–	0,2
Коэфф. загрязнения	ε	По § 6–2	$\frac{м^2 \cdot К}{Вт}$	0,008
Темпер. загрязненной стенки трубы	$t_{ст}$	$t_n + (\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2}) \cdot \frac{Q^\delta}{H} \cdot B_p \cdot 10^3$	°С	681,2
Коэффициент теплоотдачи излучением	$a_{л}$	Рис. 6–12 [2]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	43

Окончание таблицы 4.16

1	2	3	4	5
Коэффициент тепловой эффективности	Ψ	Таблица 6-2 [2]	–	0,62
Коэфф. теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	104,9
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\Psi \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	62,3
Наибольшая разность температур	Δt_6	$t' - t''$	°С	300
Наименьшая разность температур	Δt_m	$t'' - t'$	°С	260
Тепловосприятие ширмы по уравнению теплопередачи	Q_T	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	746,8
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_T - Q_k}{Q_T} \cdot 100$	%	1,8

Расчет потолочного пароперегревателя представлен в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Расчет потолочного пароперегревателя

Величина			Единица	Расчёт
Наименование	Обозначение	Расчётная формула или способ определения		
Поверхность нагрева	$H_{пп}^л$	По конструктивным размерам	м ²	35
Тепловосприятие	$Q_{пп}^л$	$\frac{H_{ql}}{B_p}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	395
Энтальпия пара на входе	i'	$i' = i_{\text{нас}} \cdot (t_{\text{нас}} = 343^\circ\text{C})$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	2680,7
Энтальпия пара на выходе	i''	$i' + \frac{Q_{nn}^л B_p}{D_{ne} - \sum D_{en}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	2744,5
Температура пара на выходе	$t''_{пп}$	Таблица 3.11	°С	348,4

Расчет пароперегревателя первой ступени приведен в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Расчёт пароперегревателя первой ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в первую ступень пароперег.	v'	Из расчета третьей и четвертой ступеней	°С	714
Энтальпия газов на входе в первую ступень пароперег.	i'	Из расчета третьей и четвертой ступеней	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	4315,4
Температура пара на входе в первую ступень пароперег.	$t_{\text{п}}'$	$t_{\text{п}}' = t_{\text{п}}''$	°С	348,4
Энтальпия пара на входе в первую ступень пароперег.	$i_{\text{п}}'$	Из расчета потолочного паропер.	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	2744,5
Температура пара на вых. из первой ступени пароперег.	$t_{\text{п}}''$	Приняли	°С	404
Энтальпия пара на выходе из первой ступени пароперег.	$i_{\text{п}}''$	Таблица воды и пара	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3008,91
Тепловосприятие ступени по уровню теплового баланса	$Q^{\text{б}}$	$\frac{D_{\text{пе}} - D_{2\text{вп}}}{B_p} \cdot (i'' - i')$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1398,25
Энтальпия газов на выходе из первой ступени пароперег.	i''	$i' - \frac{Q^{\text{б}}}{\varphi} + \Delta a \cdot I_{\text{пр}}^0$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	4254,3
Температура газов на выходе из первой ступени пароперег.	v''	Таблица 3.11	°С	623
Средняя температура газов в первой ступени пароперег.	$v_{\text{ср}}$	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	668,5
Средняя скорость газов в первой ступени пароперег.	$w_{\text{Г}}$	$\frac{B_p \cdot V_{\text{Г}} \cdot (273 + v_{\text{ср}})}{273 \cdot F_{\text{Г}}}$	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	6,62
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$a_{\text{к}}$	$a_{\text{НК}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\text{Ф}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	80
Средняя температура пара	$t_{\text{п}}$	$0,5 \cdot (t_{\text{п}}' + t_{\text{п}}'')$	°С	376,2

Продолжение таблицы 4.18

1	2	3	4	5
Удельный объем пара	$v_{п}$	Таблица воды и пара	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	0,015
Средняя скорость пара	ω	$\frac{D_{не} \cdot g_n}{F_n}$	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	7,0
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	a_2	$a_{н2} \cdot C_d$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	3016
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	0,163
Суммарная поглощ. Способность трехатомных газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м · Мпа	0,0039
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	Рис. 5 – 5 [2]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{Мпа}}$	33
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{зл}$	Рис. 5 – 6 [2]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{Мпа}}$	0,068
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$(r_n \cdot k_r + k_{зл} \cdot \mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	–	0,133
Степень черноты излучающей среды	a	$1 - e^{-kps}$	–	0,124
Коэффициент загрязнения	ε	По § 6 – 2	$\frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$	0,0075
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{ст}$	$t_n + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q^{\delta}}{H} \cdot B_p \cdot 10^3$	°С	487,5
Коэффициент теплоотдачи излучением	$a_{л}$	Рис. 6 – 12 [2]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	36

Окончание таблицы 4.18

1	2	3	4	5
Коэффициент тепловой эффективности	ψ	Таблица 6 – 2 [2]	–	0,6
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	116
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\psi \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	67,02
Наибольшая разность температур	Δt_6	$v' - t''$	°С	360

4.3.6 Расчет водяного экономайзера

Поверочный расчет водяного экономайзера выполнен в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Поверочный расчет водяного экономайзера второй ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе во вторую ступень экономайзера	v'	Из расчета первой ступени пароперегревателя	°С	623
Энтальпия газов на входе во вторую ступень экономайзера	i'	Из расчета первой ступени пароперегревателя	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	4254,3
Температура газов на выходе из второй ступени экономайзера	v''	Приняли	°С	400
Энтальпия газов на выходе из второй ступени экономайзера	i''	Таблица 3.11	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	2495
Расход продувочной воды	$D_{пр}$	$D_{пр}=(0,005-0,02) D_{пе}$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	0,75
Удельная энтальпия воды на выходе из ступени	i''	$i' + \frac{Q_6 B_p}{D - \sum D_{en} + D_{пр}}$	°С	1124,5
Температура воды на выходе из ступени	t''	Таблица VI–6 [2]	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	278

Продолжение таблицы 4.19

1	2	3	4	5
Средняя температура воды	t_{cp}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	254
Объем воды при средней температуре	v_B	Таблица VI-6 [2]	$\frac{M^3}{кг}$	0,0013
Средняя скорость воды	w_B	$\frac{D \cdot v_B}{f}$	$\frac{M}{с}$	0,83
Средняя температура газов в ступени	v_{cp}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	508
Средняя скорость газов в ступени	w_r	$\frac{B_p \cdot V_r \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_r}$	$\frac{M}{с}$	5,67
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	a_k	$a_{HK} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	$\frac{Вт}{M^2 \cdot K}$	71
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	0,12
Суммарная поглощательная способность трехат. газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м · Мпа	0,0031
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	Рис. 5-5 [2]	$\frac{1}{M \cdot Мпа}$	38
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{зл}$	Рис. 5-6 [2]	$\frac{1}{M \cdot Мпа}$	0,08
Суммарная опт. толщина запыленного газового потока	kps	$(r_n \cdot k_r + k_{зл} \cdot \mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	–	0,14
Степень черноты излучающей среды	a	Рис. 5-4 [2]	–	0,2
Температурный перепад	$\Delta t_{ст}$	стр. 48 [2]	°С	60
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{ст}$	$t_{cp} + \Delta t$	°С	329
Коэфф. теплоотд. излучением	a_l	Рис. 6-12 [2]	$\frac{Вт}{M^2 \cdot K}$	13
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	a_1	$\xi(a_k + a'_l)$	$\frac{Вт}{M^2 \cdot K}$	84
Коэффициент загрязнения	ε	$\varepsilon_0 \cdot C_d \cdot C_{\phi p} + \Delta \varepsilon$	$\frac{M^2 \cdot K}{Вт}$	0,0036
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1}$	$\frac{Вт}{M^2 \cdot K}$	61,5

Продолжение таблицы 4.19

1	2	3	4	5
Наибольшая разность температур	$\Delta t_{\text{б}}$	$v' - t''$	°С	345
Наименьшая разность температур	$\Delta t_{\text{м}}$	$v'' - t'$	°С	170
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{\text{прт}}$	$\frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln(\frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}})}$	°С	247,26
Тепловосприятие фестоны по уравнению теплопередачи	Q_{T}	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1822,34
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_{\text{T}} - Q_{\text{k}}}{Q_{\text{T}}} \cdot 100$	%	1,9

Поверочный расчет экономайзера первой ступени приведён в таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Поверочный расчет экономайзера первой ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в первую ступень экономайзера	v'	Из расчета первой ступени пароперегревателя	°С	400
Энтальпия газов на входе в первую ступень экономайзера	i'	Из расчета первой ступени пароперегревателя	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	2495
Температура газов на выходе из первой ступени экономайзера	v''	Приняли	°С	338
Энтальпия газов на выходе из первой ступени экономайзера	i''	Таблица 3.11	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1922
Температура воды на входе в ступень	t'	Из расчета экономайзера первой ступени	°С	278
Удельная энтальпия воды	i'	Таблица VI-6 [2]	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1164,82
Удельная энтальпия воды на выходе из ступени	i''	$i' + \frac{Q_{\text{r}} \cdot B_{\text{p}}}{D_{\text{эж}}}$	°С	1314,2
Температура воды на выходе из ступени	t''	Таблица VI-6 [2]	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	295,5
Средняя температура воды	$t_{\text{ср}}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	286,75

Продолжение таблицы 4.20

1	2	3	4	5
Средняя скорость воды	w_B	$\frac{D \cdot v_B}{f}$	$\frac{м}{с}$	0,96
Средняя температура газов в ступени	v_{cp}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°C	369
Средняя скорость газов в ступени	w_r	$\frac{B_p \cdot V_r \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_r}$	$\frac{м}{с}$	7,15
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	0,12
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	Рис. 5-5 [2]	$\frac{1}{м \cdot Мпа}$	38
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{зл}$	Рис. 5-6 [2]	$\frac{1}{м \cdot Мпа}$	0,08
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$(r_n \cdot k_r + k_{зл} \cdot \mu_{зл}) \cdot p \cdot s$	—	0,136
Температурный перепад	$\Delta t_{ст}$	стр. 48 [2]	°C	60
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{ст}$	$t_{cp} + \Delta t$	°C	346,75
Коэффициент теплоотдачи излучением	a_l	Рис. 6-12 [2]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	12
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	a_1	$\xi(\alpha_k + \alpha'_l)$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	86
Коэффициент загрязнения	ε	$\varepsilon_0 \cdot Cd \cdot C_{фр} + \Delta\varepsilon$	$\frac{м^2 \cdot К}{Вт}$	0,0036
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	64,5
Наибольшая разность температур	Δt_6	$v' - t''$	°C	104,5
Наименьшая разность температур	Δt_m	$v'' - t'$	°C	60
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{прт}$	$\frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln\left(\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}\right)}$	°C	70,2
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_T	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{кДж}{кг}$	615,72
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_T - Q_k}{Q_T} \cdot 100$	%	1,94

4.3.7 Поверочный расчет воздухоподогревателя

Поверочный расчет воздухоподогревателя приведён в таблице 4.21.

Таблица 4.21 – Поверочный расчет воздухоподогревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на выходе из воздухоподогревателя	v''	$v_{ух}$	°С	140
Энтальпия газов на выходе из воздухоподогревателя	I''	Таблица 3.11	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1264,2
Температура воздуха на входе в воздухоподогревателя	t'	Характеристика	°С	45
Удельная энтальпия воздуха на входе в ступень	I_B^0	Таблица 3.10	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	236,9
Температура воздуха на выходе из ступени	t''	Задана	°С	318
Энтальпия воздуха на выходе из ступени	$I_B^{0''}$	Таблица 3.11	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1756
Отношение	β''	$a'' - \Delta a_T - \Delta a_{плу}$	–	1,25
Тепловосприятие ступени	Q	$(\beta'' + \Delta\alpha/2) \cdot (I''_{\epsilon} - I^0_{\epsilon})$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1923,78
Средняя температура воздуха	$t_{ср}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	181,5
Удельная энтальпия воздуха при средней температуре	$I_{прс}^0$	Таблица 3.10	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1120,1
Удельная энтальпия газов на входе в воздухоподогреватель	I'	$I'' + \frac{Q}{\phi} - \Delta\alpha \cdot I_{прс}^0$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3231,5
Температура газов на входе в воздухоподогреватель	v'	Таблица 3.11	°С	326
Средняя температура газов	$v_{ср}$	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	245,5
Средняя скорость газов	w_r	$\frac{B_p \cdot V_r \cdot (273 + v_{ср})}{273 \cdot F_r}$	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	11,14
Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны	a_1	$\alpha_{н1} \cdot C_{11} \cdot C_{\phi 1}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	82,38
Средняя скорость воздуха	w_B	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (\beta'' + \Delta\alpha/2)(273 + t_{ср})}{273 \cdot F_{\epsilon}}$	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	5,89

Продолжение таблицы 4.21

1	2	3	4	5
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	a_2	$\alpha_{н2} \cdot C_{z2} \cdot C_{s2} \cdot C_{ф2}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	58
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi_{вп}$	Таблица 6–3 [2]	–	0,7
Коэффициент теплопередачи	k	$\xi_{вп} \frac{a_1 \cdot a_2}{a_1 + a_2}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	23,82
Наибольшая разность температур	Δt_6	$v'' - t'$	°С	95
Наименьшая разность температур	Δt_m	$v' - t''$	°С	45
Температурный напор	Δt	$\frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln(\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m})}$	°С	54,5
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	Q_T	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{кДж}{кг}$	1925,3
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_T - Q_k}{Q_T} \cdot 100$	%	0,2

4.4.8 Расчет невязки теплового баланса парогенератора

Расчёт невязки теплового баланса парогенератора выполнен в таблице 4.22.

Таблица 4.22 – Расчет невязки теплового баланса парогенератора

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
КПД парогенератора	$\eta_{пг}$	$100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5$	%	93,945
Располаг. Теплота топлива	Q_p^p	Таблица 3.12	$\frac{кДж}{кг}$	20585,1
Общее тепловосприятие топочной камеры	Q_T	Таблица 3.13	$\frac{кДж}{кг}$	18021
Количество теплоты, отданное газами ширмовому пароперегревателю из межтрубного пространства	$Q_6^ш$	Таблица 3.14	$\frac{кДж}{кг}$	1302,1

Продолжение таблицы 4.22

1	2	3	4	5
Тепловосприятие ступени по уровню тепловому балансу	Q^6	Таблица 3.15	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	840,6
Тепловосприятие ступени по уровню тепловому балансу	Q^6	Таблица 3.16	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	833,51
Тепловосприятие Потолочного перегр	$Q_{\text{пп}}^{\text{л}}$	Таблица 3.17	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	395
Тепловосприятие ступени по уровню тепловому балансу	Q^6	Таблица 3.18	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1398,25
Тепловосприятие ступени	$Q_{\text{г}}$	Таблица 3.19	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	1552,4
Тепловосприятие ступени	$Q_{\text{г}}$	Таблица 3.20	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	602,96
Расчетная невязка тепловому балансу	ΔQ	$Q_p^p \cdot \eta_{\text{пг}} - (Q_{\text{л}}^{\text{т}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{пе}} + Q_{\text{эк}}) \cdot (1 - 0,01 \cdot q_4)$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	61,17
Невязка	—	$\Delta Q / Q_p^p \cdot 100$	%	0,297

Расчётная относительная невязка не превышает 0,5%, расчёт является точным.

Вывод: Поверочный тепловой расчёт угле показывает, что при изменении главного типа топлива с восстановлением систем его сжигания, будет обеспечивать максимальную тепловой нагрузки котельного агрегата. Происходит снижение потери тепла от механического и химического недожога и потери тепла с уходящими газами. Происходит увеличение КПД котла до 0,939%, по сравнению с Челябинским бурым углём, его КПД составлял 0,909%.

4.5 Расчёт вспомогательного оборудования

4.5.1 Расчет тяги

На котельном агрегате ТКЗ-125 установлен дымосос Д-20х2, в связи с заменой топлива необходимо произвести расчёт вспомогательного оборудования и в случае необходимости подобрать новое. Результаты расчёта сопротивления газового тракта от топки до выхода газов из воздухоподогревателя приведён и оформлен в виде таблицы 4.23.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблица 4.23 – Сопротивление газового тракта от топки до выхода газов из воздухоподогревателя

Наименование	Обозначение	Размерность	Формула	Величина
1	2	3	4	5
Вторая ступень пароперегревателя				
Сопротивление ширм	$\Delta h_{ш}$	кг/м ²	Принимаем	1,0
Отводящие трубы заднего экрана				
Сопротивление отводящих труб заднего экрана	$\Delta h_{тр}$	кг/м ²	Принимаем	0,3
Конвективный пароперегреватель горячая ступени пароперегревателя				
Коэффициент сопротивления пучка	$\xi_{п}$	—	$\xi \cdot C_s \cdot C_{re} \cdot Z_2$	2,26
Скорость газов	W	м/с	Из теплового расчёта	3,51
Температура	t	°С	Из теплового расчёта	850
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot (T_0/T_H)$	0,33
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,825
Сопротивление третьей и четвёртой ступени	$\Delta h_{гпп}$	—	$\xi_{п} \cdot H_d$	1,86
Холодная ступень пароперегревателя				
Коэффициент сопротивления пучка	$\xi_{п}$	—	$\xi \cdot C_s \cdot C_{re} \cdot Z_2$	3,1
Скорость газов	W	м/с	Из теплового расчёта	6,62
Температура	t	°С	Из теплового расчёта	623
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot (T_0/T_H)$	0,415
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	1,23
Сопротивление холодной ступени	$\Delta h_{хпп}$	кг/м ²	$\xi_{п} \cdot H_d$	4,7
Поворот на 90° за пароперегревателем				
Динамический напор	H_d	кг/м ²	Принимаем	1,8
Сопротивление поворота на 90°	Δh_{90}	кг/м ²	$\xi_{п} \cdot H_d$	1,8
Коэффициент сопротивления поворота	$\xi_{п}$	—	[]	1,0
Общее сопротивление с поправкой на эксплуатационные условия	$\Delta h_{пп}$	кг/м ²	$(\Delta h_{ш} + \Delta h_{тр} + \Delta h_{гпп} + \Delta h_{хпп}) \cdot k + \Delta h_{90}$	11,2
Верхний пакет водяного экономайзера				
Скорость набегающего потока	W	м/с	Из теплового расчёта	5,67

Продолжение таблицы 4.23

1	2	3	4	5
Температура	t	°С	Из теплового расчёта	623
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot (T_0/T_H)$	0,415
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,68
Сопротивление верхнего пакета экономайзера с поправкой на эксплуатационные условия	Δh_{IV}	кг/м ²	$\kappa \cdot \Delta h_{гр} \cdot C_s \cdot C_d \cdot (Z_z + 1)$	9,7
Воздухоподогреватель сопротивление шестого и седьмого ходов воздухоподогревателя				
Отношение сечений	$\xi_{вх}$	—	$\frac{F_2}{F_1} = \frac{F_2}{F_3}$	0,31
Средняя скорость газов	$W_{ср}$	м/с	Из теплового расчёта	11,14
Коэффициент сопротивления входа и выхода	$\xi_{п}$	—	$1 \cdot \xi_{вх} + 1 \cdot \xi_{вых}$	0,80
Температура	t	°С	Из теплового расчёта	326
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot (\frac{T_0}{T_H})$	0,62
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,55
Сопротивление входа и выхода	Δh_1	—	$\xi_{п} \cdot H_d$	4,4
Сопротивление сил трения				
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	5,5
Сопротивление сил трения шестого и седьмого ходов воздухоподогревателя	Δh_2	кг/м ²	$H_d \cdot C_{ш} \cdot l$	18,7
Нижний пакет водяного экономайзера				
Скорость потока	W	м/с	Из теплового расчёта	7,15
Температура	t	°С	Из теплового расчёта	338
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot (\frac{T_0}{T_H})$	0,608
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,7

Продолжение таблицы 4.23

1	2	3	4	5
Сопротивление нижнего пакета экономайзера с поправкой на эксплуатационные условия	Δh_V	кг/м ²	$\kappa \cdot H_D \cdot C_s \cdot C_d \cdot (Z_z + 1)$	17,5
Сопротивление 1 – 5 ходов воздухоподогревателя, сопротивление входа и выхода				
Отношение сечений	–	–	$\frac{F_2}{F_1} = \frac{F_2}{F_3}$	0,302
Средняя скорость газов	W_{cp}	м/с	Из теплового расчёта	11,14
Коэффициент сопротивления входа и выхода	ξ_{Π}	–	$3 \cdot \xi_{вх} + 3 \cdot \xi_{вых}$	2,58
Температура	t	°С	Из теплового расчёта	186
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot \left(\frac{T_0}{T_H}\right)$	0,808
Динамический напор	H_D	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	5,01
Сопротивление входа и выхода	Δh_3	–	$\xi_{\Pi} \cdot H_D$	13
Сопротивление трения 1 – 5 ходов воздухоподогревателя				
Сопротивление трения на один погонный метр трубы	$\Delta h_{гр}$	кг/м ² м	Принимаем	4,7
Сопротивление трения 5 ходов воздухоподогревателя	Δh_4	кг/м ²	$\Delta h_{гр} \cdot C_{ш} \cdot l$	31,5
Общее сопротивление всего воздухоподогревателя с поправкой на эксплуатационные условия	$\Delta h_{взп}$	–	$(\Delta h_1 + \Delta h_2 + \Delta h_3 + \Delta h_4) \cdot 1,1$	66,4
Самотяга в опускном газоходе				
Высота участка	H	м	–	23
Средняя температура газов	t	°С	$(t_{пе} + t_{yx})/2$	325,5
Самотяга в опускном газоходе	h_c	кг/м ²	$h_c \cdot H$	15,64
Разрежение в конце топ-ки	Δh_m	кг/м ²	Принимаем	2,0
Общее сопротивление собственно котла с поправкой на удельный вес	Δh_k	кг/м ²	$\Delta h_T + \Delta h_c + \Delta h_{пп} + \Delta h_{э1} + \Delta h_{э2} + \Delta h_{взп}$	119,7
Сопротивление газового тракта за котлом, сопротивление газового тракта от выхода из воздухоподогревателя до золоуловителя				
Температура уходящих газов	t_{yx}	°С	–	140

Продолжение таблицы 4.23

1	2	3	4	5
Плотность газов	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot \left(\frac{T_0}{T_H}\right)$	0,93
Секундный объем газов за котлом	$V_{сек}$	м ³ /с	$B_p \cdot V_r \cdot (273 + t_{yx}) \cdot 3,6 \cdot 273$	73,5
Резкий поворот на 90° с изменением сечения				
Сечение в начале поворота	F_1	м ²	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	39,9
Сечение в конце поворота	F_2	м ²	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	11,9
Отношение сечений	F_1/F_2	—	F_1/F_2	0,299
Скорость в меньшем сечении	N_2	м/с	$V_{сек}/F_2$	6,2
Коэффициент сопротивления	ξ	—	[]	0,48
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	2,13
Сопротивление поворота	Δh_1	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	1,022
Резкий поворот на 35° с изменением сечения				
Сечение в начале поворота	F_1	м ²	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	11,9
Сечение в конце поворота	F_2	м ²	$4 \cdot a_2 \cdot b_2$	7
Отношение сечений	F_1/F_2	—	F_2/F_1	0,588
Скорость в сечении	W_2	м/с	$V_{сек}/F_2$	10,5
Коэффициент сопротивления	ξ	—	[]	0,173
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	5,72
Сопротивление поворота	Δh_2	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	1,04
Плавный поворот на 43°				
Сечение	F	м ²	$4 \cdot a \cdot b$	7,0
Скорость	W	м/с	V/F	10,5
Коэффициент сопротивления	ξ	—	[]	0,288
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	5,72
Сопротивление поворота	Δh_3	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	2
Общее сопротивление тракта от котла до золоуловителя	Δh_{VIII}	кг/м ²	$\sum \Delta h_{1-3}$	4,062
Сопротивление мокрого золоуловителя типа МВ УООРГРЭС				
Сопротивление золоуловителя	Δh_8	кг/м ²		62

Продолжение таблицы 4.23

1	2	3	4	5
Коэффициент сопротив-ления	ξ	—	[]	0,03
Сопротивление диффузора	Δh_2	кг/м ²	$\frac{W^2 \cdot \xi}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,15
Плавный поворот на 45°				
Сечение поворота	F	м ²	$4 \cdot a \cdot b$	9,2
Скорость газов	W	м/с	V/F	7,87
Коэффициент сопротив-ления	ξ	—	[]	0,29
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	3,25
Сопротивление поворота	Δh_3	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	0,94
Общее сопротивление тракта от золоуловителя до дымососа	Δh_{IX}	кг/м ²	$\sum \Delta h_{1-3}$	2,13
Сопротивление тракта от дымососа до дымовой трубы, диффузор за дымососом (l = 4 м)				
Сечения	F_1	м ²	$4 \cdot a_1 \cdot b_1$	3,6
	F_2		$4 \cdot a_2 \cdot b_2$	8,8
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	17,5
Коэффициент сопротив-ления	ξ	—	[]	0,18
Сопротивление диффузора	Δh_1	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	3,15
Плавный поворот на 45° с изменением сечения				
Сечения	F_1	м ²	$4 \cdot a_1 \cdot b_1$	8,8
	F_2		$4 \cdot a_2 \cdot b_2$	11,7
Скорость газов в сечении F_1	W_1	м/с	V/F	7,63
Коэффициент сопротив-ления	ξ	—	[]	0,407
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	2,94
Сопротивление диффузора	Δh_2	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	1,2
2 резких поворота на 45°				
Сечение	F	м ²	$4 \cdot a \cdot b$	11,7
Скорость газов	W	м/с	V/F	5,8
Коэффициент сопротив-ления	ξ	—	$K \cdot \Delta \xi_0 \cdot BC$	0,35
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	2,02

Продолжение таблицы 4.23

1	2	3	4	5
Сопротивление поворо-тов	Δh_3	кг/м ²	$2 \cdot \xi \cdot H_d$	1,69
Общее сопротивление тракта от дымососа до дымовой трубы	Δh	кг/м ²	$\sum \Delta h_{1-3\mu}$	6,04
Дымовая труба (железобетонная, одна на четыре котлов), сопротивление входа в дымовую трубу				
Сечение короба	F	м ²	$4 \cdot a \cdot b$	32
Скорость газов в коробе	W	м/с	$3 \cdot V/F$	6,36
Коэффициент сопротивления	ξ	–	«Нормы...» стр.70	0,9
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	2,04
Сопротивление входа	Δh_3	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	1,84
Сопротивление трения и выхода из трубы				
Высота дымовой трубы	H	м	$H - \Delta H$	144
Уклон трубы	i	–	$\frac{d_H - d_y}{2 \cdot H}$	0,0186
Общий расход газов	$V_{сек}$	м ³ /с	$5 \cdot V_{сек}$	339,1
Скорость газов на выходе	$W_{вых}$	м/с	$V_{сек}/F_{вых}$	10,6
Сопротивление трения и выхода из дым. трубы	Δh_T	кг/м ²	$(\left(\frac{0,004}{i}\right) + 1,1) \cdot H_d$	4,76
Самотяга				
Самотяга дым. трубы	ΔH_c^d	кг/м ²	$h_c \cdot H_{расч}$	32,1
Общее сопротивление дымовой трубы без учета самотяги	Δh_c	кг/м ²	$\Delta h_{1-2} \cdot \mu_y$	6,23
Общее сопротивление газового тракта котельной установки	Δh_k	кг/м ²	$\sum h_{I-XI} + \Delta h_{34}$	225
Выбор дымососа (два дымососа)				
Расчетное сопротивление с запасом 10%	$H_{расч}$	кг/м ²	$1,1 \cdot \Delta H_k$	247
Поправочный коэффициент	K_y	–	$\left(\frac{y_0^6}{y_0^r}\right) \cdot \left(\frac{T_d}{T_{хар}}\right) \cdot \left(\frac{760}{H_{бар}}\right)$	0,802
Приведенный напор	$H_{расч}^{пр}$	кг/м ²	$K_y \cdot H_{расч}$	201
Тип дымососа	–	–	По каталогу Подольского завода	Д-20х2
Число оборотов	n	об/мин	–	580
Расчетный режим каждого дымососа				
Производительность	$Q_{расч}$	м ³ /час	–	$168 \cdot 10^3$
Напор	$H_{расч}$	кг/м ²	–	247
КПД	η	%	–	65

Окончание таблицы 4.23

1	2	3	4	5
Мощность на валу	N_B	кВт	$\frac{Q_P \cdot H_P}{(3670 \cdot \eta)}$	186
Мощность мотора	N_M	кВт	$1,15 \cdot N_B$	214
Запасы: по производительности по напору по мощности электродвигателя			$\beta = 1,05$ $\beta = 1,1$ $\beta = 1,15$	

Вывод: согласно проведенных расчетов дымососы Д-20х2 соответствуют заданным параметрам, характеристика дымососов представлена в таблице 4.24.

Таблица 4.24 – Характеристика дымососа

Характеристика	Величина	Значение
Тип	Д-20х2	-
Производительность	196000	м/ч
Напор	258	мм в ст.
Диаметр рабочего колеса	2025	мм
Число оборотов	580	Об/мин
Количество лопаток	32х2	Шт.
Кол-во створок направляющего аппарата	4	Шт.
Кол-во шиберов в каждом кармане	4	Шт.
КПД	70	%
Максимальная температура уходящих газов	200	°С
Мощность электродвигателя	320	кВт
Номинальный ток	40,5	А

4.5.2 Расчет дутья

Расчёт всасывающей линии вентилятора представлен в таблице 4.25.

Таблица 4.25 – Всасывающая линия вентилятора

Наименование	Обозначение	Размерность	Формула	Величины
1	2	3	4	5
Секундный объем воздуха, всасываемого вентилятором	$V_{сек}$	м ³ /с	По нормативному методу	45
Температура холодного воздуха	$t_{хв}$	°С	—	30
Плотность холодного воздуха	ρ	кг/м ³	По нормативному методу	1,165

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Сопротивление входа в окно с сеткой				
Скорость входа	W	м/с	$\frac{V_{сек}}{2 \cdot F}$	8,01
Коэффициент сопротив-ления	ξ	—	Принимаем по []	1,0
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	3,81
Сопротивление входа	Δh_1	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	3,81
Поворот на 90° с закругленной кромкой				
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	—	$K \cdot \Delta \xi_0 \cdot BC$	0,485
Сопротивление поворота	Δh_2	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	1,85
Плавный поворот на 90°				
Сечение	F_1	м ²	$2 \cdot a \cdot b$	5,6
Скорость в сечении F	W	м/с	$V_{сек}/F$	8,03
Коэффициент сопротив-ления	ξ	—	—	0,3
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	3,83
Сопротивление поворота	Δh_3	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	1,15
Сопротивление трения				
Длина участка	l	м	Из чертежа	32
Эквивалентный диаметр	$d_{эқв}$	м	$\frac{2 \cdot a \cdot b}{a + b}$	1,47
Сечение	F	м ²	$2 \cdot a \cdot b$	5,6
Скорость	W	м/с	$V_{сек}/F$	8,03
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	3,83
Сопротивление трения	Δh_4	кг/м ²	$\lambda \cdot \frac{l}{d_{эқв}} \cdot H_d$	1,7
Резкий поворот на 20°				
Сечение	F	м ²	$2 \cdot a \cdot b$	5,6
Скорость	W	м/с	$V_{сек}/F$	8,03
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	3,83
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	—	$K \cdot \Delta \xi_0 \cdot BC$	0,125

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Конфузор				
Сечения	F_1	m^2	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	5,6
	F_2		$2 \cdot a_2 \cdot b_2$	4,12
Скорость в сечении F_2	W_2	м/с	$V_{сек}/F$	10,92
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	—	График	0,1
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	7,08
Сопротивление поворота	Δh_6	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	0,78
Резкий поворот на 20°				
Сечение	F	m^2	$2 \cdot (\pi \cdot \frac{d^2}{4})$	4,12
Скорость в сечении F	W	м/с	$V_{сек}/F$	10,92
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	—	$K \cdot \Delta \xi_0 \cdot BC$	0,125
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	7,1
Сопротивление поворота	Δh_7	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	0,9
Общее сопротивление вса-сы-вающего тракта	Δh_a	кг/м ²	$\Sigma \Delta h_{1-7}$	11,9
Сопротивление тракта от вентилятора до воздухоподогревателя				
Диффузор				
Сечения	F_1	m^2	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	3,84
	F_2		$2 \cdot a_2 \cdot b_2$	5,12
Скорость в меньшем сече-нии	W_1	м/с	$V_{сек}/F_1$	11,8
Отношения	l/b	—	—	1,81
	F_2/F_1	—	—	1,33
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	—	—	0,025
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	8,3
Сопротивление поворота	Δh_1	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	0,21
Раздающий тройник на 90°				
Сечения	F_c	m^2	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	5,12
	$F_{II} = F_6$		$2 \cdot a_2 \cdot b_2$	2,56

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Скорости	W_c	м/с	$V_{сек}/F_2$	8,8
	W_{II}		$V_{сек}/(2 \cdot F_{II})$	8,8
Отношение скоростей	W_6/W_c	—	—	1,0
Отношение сечений	F_6/F_c	—	—	0,5
Коэффициент сопротивления	ξ	—	График 18	1,05
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	4,6
Сопротивление тройника	Δh_2	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	4,84
2 плавных поворота на 90°				
Сечение поворота	F	м ²	$2 \cdot a \cdot b$	5,12
Скорость	W	м/с	$V_{сек}/F$	8,8
Коэффициент сопротивления	ξ	—	—	0,3
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	4,6
Сопротивление поворотов	Δh_3	кг/м ²	$2 \cdot \xi \cdot H_d$	2,8
Резкий поворот на 90° с изменением сечения				
Сечения	F_1	м ²	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	5,12
	F_2		$2 \cdot a_2 \cdot b_2$	13,46
Скорость воздуха в сечении F_1	W_1	м/с	$V_{сек}/F_1$	8,8
Коэффициент сопротивления ($F_2/F_1=2,62$)	ξ	—	[]	1,05
Сопротивление поворота	Δh_4	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	9,3
Внезапное изменение сечения				
Секундный объем воздуха	$V_{сек}$	м ³ /с	$\left(\frac{1}{3,6}\right) \cdot (a_T - \Delta a_T + \Delta a_{ВП}) \cdot B_p \cdot V_0 \cdot \frac{(273 + t_{XB})}{273}$	45
Сечения	F_1	м ²	$4 \cdot a_1 \cdot b_1$	13,46
	F_2		$4 \cdot a_2 \cdot b_2$	28,8
Скор. в меньшем сечении	W_1	м/с	$V_{сек}/F_1$	3,6
Отношение сечений	F_1/F_2	—	—	0,467

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,78
Сопротивление поворота	Δh_5	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	0,24
Общее сопротивление трак-та вентилятор-воздухопод.	Δh_{1-5}	кг/м ²	$\Sigma \Delta h_{1-5}$	17,4
Сопротивление воздухоподогревателя				
Сопротивление 1-го куба				
Перепускной короб между 1-м и 2-м кубами воздухоподогревателя				
Секундный объем воздуха	$V_{сек}$	м ³ /с	$\left(\frac{1}{3,6}\right) \cdot (a_T - \Delta a_T + \Delta a_{вп}) \cdot B_p \cdot V_0 \cdot \frac{(273 + t_{хв})}{273}$	66
Температура	t	°С	Тепловой расчет	95
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot \left(\frac{T_0}{T_H}\right)$	0,96
Сечение	F	м ²	По чертежу	10
Скорость	W	м/с	$V_{сек}/(2 \cdot F)$	3,3
Коэффициент сопротивления	ξ	—	[**]	3,5
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,53
Сопротивление коробов	Δh_1	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	1,86
Перепускные короба между 3-м и 4-м, 5-м и 6-м кубами воздухоподогревателя				
Температура потока	$t_{пот}$	°С	Из тепл. расч.	140
Секундный объем	$V_{сек}$	м ³ /сек	$\left(\frac{1}{3,6}\right) \cdot (a_T - \Delta a_T + \Delta a_{вп}) \cdot B_p \cdot V_0 \cdot \frac{(273 + t_{хв})}{273}$	67
Плотность	ρ	кг/м ³	$\rho_0 \cdot \left(\frac{T_0}{T_H}\right)$	0,83
Среднее сечение в повороте	$F_{ср}$	—	По чертежу	10
Средняя скорость воздуха	$W_{ср}$	м/с	$V_{сек}/(2 \cdot F_{ср})$	3,4
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	—	—	3,35
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,49

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Перепускные короба между 2-м и 3-м, 4-м и 5-м, 6-м и 7-м ходами воздухоподогревателя				
Средняя температура пото-ка	$t_{\text{пот}}$	°С	Из тепл. расч.	185
Плотность воздуха	ρ	кг/м ³	–	0,75
Секундный объем воздуха	$V_{\text{сек}}$	м ³ /с	$\left(\frac{1}{3,6}\right) \cdot (a_T - \Delta a_T + \Delta a_{\text{ВП}}) \cdot B_p \cdot V_0 \cdot \frac{(273 + t_{\text{ХВ}})}{273}$	73,7
Среднее сечение в повороте	$F_{\text{ср}}$		По чертежу	8,8
Средняя скорость воздуха	$W_{\text{ср}}$	м/с	$V_{\text{сек}} / (2 \cdot F_{\text{ср}})$	4,18
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	–	3,5
Динамический напор	$H_{\text{д}}$	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,67
Сопротивление коробов	Δh_3	кг/м ²	$3 \cdot \xi \cdot H_{\text{д}}$	7,04
Сопротивление 7 ходов воздухоподогревателя				
Поправочные коэфф. при шах-матном расположении	$C_a \cdot C_s$	–	График 6 [**]	1,01
Средняя температура пото-ка	$t_{\text{пот}}$	°С	Из тепл. расч.	185
Плотность воздуха	ρ	кг/м ³	–	0,76
Средняя скорость воздуха	$W_{\text{ср}}$	м/с	По тепловому расчету	2,8
Динамический напор	$H_{\text{д}}$	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	0,304
Общее сопротивление возду-хоподогревателя с поправкой на эксплуата-ционные усло-вия (к=1,05)	Δh_B	кг/м ²	$\Sigma \Delta h_{1-7} \cdot K$	71,4
Сопротивление тракта горячего воздуха				
Температура горячего воздуха	$t_{\text{ГВ}}$	°С	Из тепл. расчета	318
Секундный объем	$V_{\text{сек}}$	м ³ /с	$\left(\frac{1}{3,6}\right) \cdot (a_T - \Delta a_T + \Delta a_{\text{ВП}}) \cdot B_p \cdot V_0 \cdot \frac{(273 + t_{\text{ХВ}})}{273}$	101
Плотность воздуха	ρ	кг/м ³	–	0,605
Резкий поворот на 90° с изменением сечения				

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Скорость воздуха в сеч. F_2	W_{cp}	м/с	$V_{сек}/F_{cp}$	19,7
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	[**]	0,54
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	11,98
Сопротивление поворота	Δh_1	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	6,47
Плавный поворот на 90°				
Сечение	F	м ²	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	5,14
Скорость воздуха в сечении	W	м/с	$V_{сек}/F_{cp}$	19,7
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	[**]	0,3
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	11,98
Сопротивление поворота	Δh_2	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	3,6
Раздающий тройник на 90°				
Сечения	F_6 $F_{II} = F_c$	м ²	$2 \cdot (\pi \cdot \frac{d^2}{4})$ $2 \cdot a \cdot b$	1,95 5,14
Скорости воздуха	W_c W_6	м/с	$\frac{V_{сек}}{F_c}$ $V_{сек}/(2 \cdot F_6)$	19,7 18,07
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	[**]	1,4
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	10,8
Сопротивление тройника	Δh_3	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	15,12
Конфузор				
Сечение	F_1 F_2	м ²	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$ $2 \cdot (\pi \cdot \frac{d^2}{4})$	5,14 3,77
Скорость воздуха в сечении F_2	W_2	м/с	$\frac{V_{сек}}{F_2}$	26,8
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	График 15 [**]	0,1
Динамический напор	H_d	кг/м ²	График 4	9,6

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Плавный поворот на 80°				
Сечение поворота	F	м ²	$2 \cdot a_1 \cdot b_1$	3,77
Скорость воздуха в сечении	W	м/с	$\frac{V_{сек}}{F_{ср}}$	26,8
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	–	0,36
Сопротивление поворота	Δh_5	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	9,65
Резкий поворот на 10°				
Сечение	F_1	м ²	$2 \cdot 0,785 \cdot d^2$	3,77
Скорость воздуха в сечении F_2	W	м/с	$\frac{V_{сек}}{F_{ср}}$	26,7
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	–	0,042
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	9,6
Сопротивление поворота	Δh_6	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	0,4
Раздача на мельницы				
Сечение	$F_{п} = F_k$	м ²	$2 \cdot 0,785 \cdot d^2$	3,77
Сечение отвода	$F_{отв}$		$4 \cdot 0,785 \cdot d^2$	7,54
Скорость воздуха	W	м/с	$\frac{V_{сек}}{F_{ср}}$	26,7
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	$0,7 + (0,5 - 0,7 \cdot (\frac{F_{под}}{F_k})^2) + 0,7 \cdot \frac{F_{под}}{F_{отв}}$	1,64
Динамический напор	H_d	кг/м ²	–	9,6
Сопротивление поворота	Δh_7	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	14,1
2 шибера				
Сечение	F	м ²	$4 \cdot 0,785 \cdot d^2$	2,1
Скорость воздуха	W	м/с	$\frac{V_{сдп} + V_{сек}}{F_{ср}}$	19
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	–	0,1
Динамический напор	H_d	кг/м ²	–	8,4
Сопротивление шиберов	Δh_8	кг/м ²	$2 \cdot \xi \cdot H_d$	1,68
Импульсная шайба				

Продолжение таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Скорость воздуха	W	м/с	$\frac{V_{сдп} + V_{сек}}{F_{ср}}$	19
Коэффициент сопротивл.	ξ	–	–	0,4
Динамический напор	H_d	кг/м ²	График 4	8,4
Сопротивление шиберов	Δh_9	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	3,4
Общее сопротивление трак-та горячего воздуха	Δh_r	кг/м ²	$\sum \Delta h_{1-9}$	55,4
Мельница и сепаратор ВТИ				
Сопротивление мельницы и сепаратора ВТИ	$\Delta h_{м+се}$	кг/м ²	–	72,8
Концентрация пыли на участке мельница-горелка	$\mu_{п}$	кг/кг	$\frac{(1000 \cdot B_k \cdot (100 - W_p))}{((100 - W_{пп}) \cdot V_{см-учст})}$	0,125
Сопротивление тракта от мельницы к горелкам				
Секундный объем	$V_{сек}$	м ³ /с	Из расч. гор.	26,6
Конфузор				
Сечение	F_1	м ²	$8 \cdot 0,785 \cdot d^2$	1,34
Скорость в меньшем сече-нии	W_2	м/с	$\frac{V_{сек}}{F_2}$	19,9
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	$0,1 \cdot (1 + 0,8 \cdot \mu_{п})$	0,126
Температура	t	°С	Из тепл. расчета	132
Плотность воздуха	ρ	кг/м ³	–	0,87
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	16,4
Сопротивление шиберов	Δh_1	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	2,06
2 плавных поворота на 45°				
Сечение	F	м ²	$8 \cdot 0,785 \cdot d^2$	1,34
Скорость воздуха	W	м/с	$\frac{V_{сек}}{F_2}$	19,9
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	$0,15 \left(\frac{a}{90}\right) \cdot 2(1 + 0,8 \cdot \mu_{п})$	0,17
Динамический напор	H_d	кг/м ²	-	16,4
Сопротивление поворотов	Δh_2	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	2,78
Сопротивление трения				
Длина участка	l	м	По чертежу	13

Окончание таблицы 4.25

1	2	3	4	5
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	$0,03 \cdot (1 + \mu_n)$	0,04
Сопротивление трения	Δh_3	кг/м ²	$\lambda \cdot \left(\frac{l}{d_{\text{ЭКВ}}}\right) \cdot H_d$	18,3
Сопротивление горелки				
Скорость в горелке	$W_{\text{гор}}$	м/с	Расчет горелки	15,97
Коэффициент сопротивле-ния	ξ	–	–	2,53
Сопротивление горелки	Δh_4	кг/м ²	$\xi \cdot H_d$	26,7
Динамический напор	H_d	кг/м ²	$\frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \rho$	11,5
Общее сопротивление трак-та от мельницы до топки	Δh_e	кг/м ²	$\sum \Delta h_{1-4}$	83,4
Разрежение в топке				
Высота газового столба	H	м	Чертеж	13
Общее сопротивление воз-душного тракта	$\Delta H_{\text{полн}}$	кг/м ²	$\sum (\Delta h_{a-e} - h_{ж}) \cdot \frac{760}{h_{\text{бар}}}$	292
ВЫБОР ВЕНТИЛЯТОРА				
Расчетная. вентилятора с запа-сом 5%	$Q_{\text{расч}}$	м ³ /час	$1,05 \cdot V_0 \cdot (a_T - \Delta a_T + \Delta a_{\text{ВП}}) \cdot B_p \cdot 1000$	81000
Расчетное сопротивление с за-пасом 10%	$H_{\text{расч}}$	кг/м ²	$1,15 \cdot \Delta H_{\text{полн}}$	336
Приведенный напор	$H_{\text{пр}}^{\text{рас}}$	кг/м ²	$K_{\gamma} \cdot H_{\text{расч}}$	383
Тип вентилятора	–	–	–	ВДН-18x2
Число оборотов	n	об/мин	–	970
Расчетный режим каждого вентилятора				
Производительность	$Q_{\text{расч}}$	м ³ /час	–	$81 \cdot 10^3$
Напор	$H_{\text{расч}}$	кг/м ²	–	383
КПД	η	%	–	78
Мощность на валу	N_B	кВт	$(Q_p \cdot H_p) / (3670 \cdot \eta)$	130
Мощность электродвига-теля	N_M	кВт	$1,15 \cdot N_B$	150
Запасы: – по производительности – по напору – по мощности электродвигателя			$\beta_1 = 1,05$ $\beta_2 = 1,15$ $\beta_3 = 1,15$	

Вывод: согласно проведенных расчетов вентиляторы ВДН-18-П соответствуют заданным параметрам, описанным в таблице 4.26.

Таблица 4.26 – Характеристика дутьевого вентилятора

Название	Величина	Значение
Тип	–	ВДН-18-П
Производительность (при 200 °С)	м ³ /час	130000
Напор	мм в ст.	230/390
Диаметр рабочего колеса	мм	1800
Число оборотов	об/мин	740/1000
Количество лопаток	–	12
Направляющий аппарат	–	Радиального типа
КПД	%	72
Мощность электродвигателя	кВт	175/400
Номинальный ток	А	26/49,5

5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

5.1 Реконструкция системы сжигания котла

5.1.1 Характеристика горелочных устройств и воздушных сопел

На котлах имеется по 8 пылегазовых горелок, которые к тому же турбулентные в два яруса с лицевой стороны котла, с тангенциальным подводом воздуха через улитку.

В воздушном тракте котла не имеется сопла заднего дутья, между парами воздушных клапанов перед мельницами произведена врезка воздухопроводов несильно подогретого воздуха. Вторичный воздух попадает к восьми пылегазовым горелкам путем электрифицированных шиберов, что управляются с щита на месте, а также через шиберы, которые находятся на улитке горелочного устройства – ручное управление по месту.

Труба пылевоздушной смеси горелочного устройства смещена относительно оси улитки на нижнем ярусе горелок на 40 мм в верх, на верхнем ярусе на 40 мм в низ. В горелочном устройстве выполнены перегородки между обечайкой и трубой пылевоздушной смеси, которые обеспечивают прямоточную подачу вторичного воздуха непосредственно через горелку. Эта конструкция ввода вторичного воздуха предрасполагает к новому распределению воздушного потока для обеспечения ступенчатого сжигания топлива в топке котла. Газовая часть горелки обладает следующими характеристиками, которые описаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики газовой горелки

Характеристика	Значение	Единица измерения
Тепловая мощность	17,1	Гкал/час
Низшая теплота сгорания	2650 – 4100	ккал/кг
Расход топлива	4150 – 6450	кг/час
Расход воздуха	13250 – 27750	нм ³ /ч
Коэффициент избытка воздуха	0,6-0,8	–
Давление вторичного воздуха перед горелкой	до 60	кгс/см ²
Давление аэросмеси перед горелкой	до 80	кгс/см ²
Температура пылевоздушного потока	до 120	°С
Температура воздушных потоков в горелке	до 280	°С

5.1.2 Расчет горелки

Зададимся температурой аэросмеси в базовом варианте $t_{ac} = 102$ °С.

Расход первичного воздуха на мельницу в метрах кубических (приведенный к нормальным условиям): $Q_{пв} = 13000$ м³/ч.

Расход первичного воздуха рассчитаем по формуле (5.1):

$$Q_m = \frac{273+t_{ac}}{273} \quad (5.1)$$

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_m = 2,024 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Расход первичного воздуха на горелку рассчитаем по формуле (5.2):

$$Q_{\Gamma} = Q_m / (2 \cdot 3600) \quad (5.2)$$

$$Q_{\Gamma} = 2,811 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Влажность угля на рабочую массу $W^P = 22,1 \%$.

Расход водяных паров на горелку рассчитаем по формуле (5.3):

$$Q_{\text{ГВП}} = \frac{(W^P - W_{\text{и}}) \cdot (273 + t_{\text{ас}}) \cdot 2150}{(100 - W_{\Gamma}) \cdot 0,804 \cdot 273 \cdot 3600} \quad (5.3)$$

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,202 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Расход на горелку первичного воздуха и водяных паров при физических условиях рассчитаем по формуле (5.4):

$$Q = Q_{\text{ГВП}} + Q_{\Gamma} \quad (5.4)$$

$$Q = 3,031 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Проходное сечение для аэросмеси, если ее скорость предварительно принять равной $17 \text{ м}^3/\text{ч}$, рассчитаем по формуле (5.5):

$$F = \frac{Q}{17} \quad (5.5)$$

$$F = 0,178 \text{ м}^2.$$

$$d = \sqrt{(0,542^2 - 4 \cdot \frac{0,178}{3,14})} = 0,268 \text{ мм.}$$

Принимается стандартная труба $273 \times 7 \text{ мм}$.

Скорость аэросмеси рассчитаем по формуле (5.6):

$$V = Q \cdot \frac{4}{3,14 \cdot (0,542^2 - 0,273^2)} \quad (5.6)$$

$$V = 15,97 \text{ м/с.}$$

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Периметр наружной поверхности трубы:

$$3,14 \cdot 0,273 = 0,857 \text{ м} = 857,3 \text{ мм.}$$

По наружному периметру трубы устанавливается 16 лопаток из листовой стали толщиной 6 мм с шагом:

$$857,3/16 = 53,576 \text{ мм.}$$

Диаметр круга, равновеликого сечению кольцевого канала:

$$D_{pe} = \sqrt{0,528^2 - 0,273^2}$$

$$D_{pe} = 0,451 \text{ м.}$$

Задаем параметр крутки аксиального лопаточного завихрителя равным 2 и находим угол отклонения лопаток от оси горелок по формуле (5.7):

$$\tan \beta = 2 \cdot \frac{D_{pe}}{\sqrt{2 \cdot 0,542^2 - 0,273^2}} \quad (5.7)$$

$$\tan \beta = 1,259$$

Диаметр круга, равновеликого сечению кольцевого канала для вторичного воздуха:

$$D_{pvy} = \sqrt{0,85^2 - 0,542^2}$$

$$D_{pvy} = 0,654 \text{ м.}$$

$$ln = 0,98 \text{ м.}$$

$$bn = 0,35 \text{ м.}$$

$$A = 0,585 \text{ м.}$$

Проверяем параметр крутки улиточного завихрителя вторичного воздуха по формуле (5.8):

$$n = 3,14 \cdot A \cdot \left(\frac{D_{pvy}}{ln \cdot bn} \right) \quad (5.8)$$

$$n = 3,14 \cdot 0,585 \cdot \left(\frac{0,654}{0,98 \cdot 0,35} \right) = 3,502.$$

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Расход вторичного воздуха через горелку при нормальных условиях:

$$\frac{8,03 \cdot 1,15}{3600} \cdot 2150 - \frac{13000}{2 \cdot 3600} = 4,01 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расход вторичного воздуха через горелку при физических условиях:

$$4,01 \cdot \frac{273 \cdot 318}{273} = 8,68 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Проходное сечение для вторичного воздуха на выходе из кольцевого канала:

$$F_B = \frac{3,14}{4} \cdot \sqrt{0,74^2 - 0,542^2} = 0,396 \text{ м}^2.$$

Скорость вторичного воздуха:

$$V_{\text{вв}} = \frac{8,68}{0,936} = 21,92 \text{ м/с}.$$

Отношение скоростей вторичного и первичного воздуха 1,38.

5.2 Автоматизация подхвата пылегазового факела

На сжигание газа на вновь проектируемых котельных агрегатах мощностью более 100 Гкал/час распространяются следующие условия: к каждой горелке устанавливается запорное устройство с электроприводом, также устанавливается предохранительно запорный клапан, а сами горелки оснащаются запально-защитные устройства.

На уже существующие котельные устройства, мощность которых не имеет значения, предусматривается установка на линии подвода газа к горелочным устройствам лишь одного запорного устройства с электрическим приводом, а также дополнительное с ручным или электрическим приводом. В этом случае горелки на которых осуществляется растопка должны быть оснащены ЗЗУ, остальные горелки также должны быть оснащены ЗЗУ или запальными устройствами.

На котлах ТКЗ-125 Челябинской «Мечел-Энерго» данное техническое решение не было предусмотрено. В данном разделе предложено данное техническое решение, а также описана автоматизация этого процесса. Приведены приборы автоматики и их автоматизация.

5.2.1 Установка ЗЗУ

Запально-защитное устройство ЗЗУ-350 предназначено для розжига горелок, работающих на жидком или газообразном топливе, а также для контроля наличия пламени в топках котлоагрегатов. ЗЗУ-350 включается в общую схему автоматики котла либо работает самостоятельно.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

5.2.2 Техническое решение

В котельном агрегате ТКЗ-125 газовое топливо используется в качестве растопки. Проект реализации первой ступени защиты от погасания пылегазового факела предусматривает изменения схемы газоснабжения котла ст. №6 с целью приведения в полное соответствие с СО 153-34.03.351-93 (РД 31.03.351-93) «Правила взрывобезопасности при использовании газа в котельной» и предусматривает следующие мероприятия:

На отводе газа к котлу дополнительно устанавливается вторая задвижка с электроприводом, задействованная в схему защит и блокировок котла. Далее по схеме предусмотрена установка поворотной фланцевой заглушки с токопроводящей перемычкой, устройство для продувки газопровода паром, ПЗК с быстродайствием не более 3-х сек.

На отводе к рециркуляционной магистрали установлен обратный клапан, поворотная фланцевая заглушка и регулирующее устройство с электроприводом.

На линиях подвода газа к форсункам подхвата пылегазового факела установлены:

- запорное устройство Ду20 с электроприводом;
- электромагнитные клапана Ду20 на байпасах запорных устройств.

На каждой форсунке предусмотрена установка запально-защитного устройства

На линиях подвода пара к газовым форсункам установлены электромагнитные клапана.

Оборудование, материалы и детали трубопроводов должны иметь сертификаты, подтверждающие соответствие применения их для нефтепродуктов.

Требования по сварке и контролю качества сварных соединений в соответствии с РД 153-34.1-003-01.

5.2.3 Автоматизация

Ступень защиты №1 погасания факела произведена с воздействием на подачу газа в первую и третью газовые форсунки в соответствии с нормативными требованиями СО 153-34.03.351-93 «Правила взрывобезопасности при использовании газа в котельных установках», РД 153-34.1-35.116-2001 «Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котельных агрегатов, СО 153-34.03.352-2003 «Инструкция по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива».

Для представительного сигнала дифференцирования яркости пылегазового факела имеется специальный датчик потускнения факела ДМС-100М-ПФ, который произведен ООО «Общемаш».

Срабатывание 1 ступени «защиты от погасания факела» выполняется с выдержкой времени длительностью в 3 секунды для контроля пламени в растопочных форсунках установлены приборы типа «Парус-003 Ц» производства компании ООО «Общемаш».

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

В качестве предохранительно-запорного клапана использовал КШТВГ16-50 с электрическим приводом Э-60, который обеспечивает время закрытия 2 секунды. Вместо расходомера имеются таймеры наработки по горелкам.

Таймер начинает работать при включении любой из газовых форсунок.

Для постоянного давления газа перед форсунками, на отводе к рециркуляционной магистрали имеет место быть специальный регулирующий клапан марки КШТВ16-50 с ручным управлением.

Также на линиях, где газ подводится к форсункам имеются специальные запорные устройства КШТВГ 16-20 с электрическим приводом и электромагнитные клапана.

На линиях подвода газа к форсункам №1,3, подхвата пылегазового факела, на байпасах запорных устройств, установлены электромагнитные клапаны марки ЭМКГ-8-20-25.

Запорно-регулирующая арматура с электрическим приводом имеет управление по месту работы, а также и с пульта управления на ЦТЩ-2.

Объем измерений, сигнализации, автоматическое регулирование, дистанционного управления соответствует нормам – СО 34.35.116-2001. Объем и технические условия на устройство технологических защит теплоэнергетического оборудования электрических станций с поперечными связями и водогрейных котлов.

Управление электромагнитными клапанами по линиям Ду20 подвода малораспыленной воды в мельницы ММ-8 А, Б, В, Г и электромагнитных клапанов по линиям Ду50 паротушения ММ-8А, Б, В, Г вынесено и используется на ЦТЩ-2.

Первая ступень пожаротушения срабатывает, когда повышаются температуры аэросмеси до первой уставки и воздействует на подачу малораспыленной воды. Если температура продолжает повышаться, то срабатывает защита на остановке мельниц.

В разделе автоматизации тепломеханической части проектом выполнено:

–1 ступень защиты от погасания факела с подачей газа на 2 газовые форсунки № 1 и №3. Защита изготовлена на приборе потускнения факела ДМС-100М-ПФ завод-производитель ООО «Общемаш»;

– При стабильной работе приборов и различных электрических цепей, при наличии должного питания, производится пуск в реле «Работа», происходит замыкание контактов реле К2 12 и 13 и размыкание контактов К2 11 и 12. Контакты прибора АДИ-01.1 дают необходимое разрешение, чтобы «открыть» ПЗК-0 (газ на рециркуляции к котельному агрегату), или «закрыть» ПЗК-0, отсечка подачи газа к котельному агрегату. Если общий факел в топке более имеет 15 % от максимального уровня 100 % появляется возможность подачи газа на котельный агрегат.

При сигнале «ПОДХВАТ» (количество импульсов излучения факела работающих горелок в топке котла соответствует 15% максимального уровня излучения от факела) происходит пуск КПФ-1 и КПФ-3 (подача газа на форсунку).

Включаются в работу форсунки №1 и № 3, что имеет подтверждение от работы прибора «Парус» и выдачей специального сигнала «Пламя». Повторение запуска не воспламенившейся форсунки происходит с помощью кнопки БРУ КПФ-1 и (или) КПФ-3 (пуск ручной).

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Выявить максимальное время запуска в работу форсунок при подхвате факела (но не более 6 секунд) в процессе работы ПНР. Также необходимо найти максимальное время срабатывания КПФ-1 и КПФ-3 (время срабатывания не более 10 секунд) в процессе работы ПНР.

Остановку работы форсунок подхвата факела № 1 и 3 произвести вручную с помощью кнопок БРУ КПФ-1, БРУ КПФ-3 с пульта или путем автоматического при восстановлении уровня излучения от факела свыше 40 % по шкале приборов учета.

Регулирование работы форсунок, при положительном розжиге, происходит вручную с пульта с помощью БРУ РМ-1 и РМ-3 путем изменения положения запорно-регулирующего крана форсунок.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Мероприятия по энергосбережению на «Мечел-Энерго»

На сегодняшний день электроэнергетика являет собой важнейшую часть в структуре электропотребления, при этом совместно с теплоснабжением используется до 70 % потребляемых во всей Российской Федерации топливно-энергетических ресурсов. Однако в то же самое время большая часть энергоблоков по всей стране эксплуатируется в течении более полувека, а следовательно оборудование таких ТЭС уже является устаревшим, как морально, так и физически.

Переменные нагрузки теплоэлектростанций – одна из основных причин появления огромных расходов на режимы работы механизмов СН, а также существенные потери электрической энергии.

В следствии работы в разных режимах наибольшая доля энергоблоков ТЭС упускают надежность в плане эксплуатации основного и вспомогательного тепло-механического оборудования, а также и механизмов, служащих для собственных нужд установок, а именно насосов и вентиляционных установок, и асинхронных двигателей, которые приводят их в движение. Если пуск и пауза в работе энергоблоков происходят с высокой периодичностью, то в связи с постоянными переменами их нагрузок будут происходить большие потери электроэнергии, также возникает необходимость в использовании дросселирования теплоносителей.

При этом время работы механизмов СН с максимальной нагрузкой на большинстве теплоэлектростанциях не превышают, как правило, 20 – 25 % общего времени их использования, что вызывает значительные потери электрической энергии

Исключение дросселирования по тракту питательной воды и газовоздушному тракту котлов и к последующему переходу к регулированию производительности насосных и вентиляционных установок ТЭС благодаря использованию электроприводов с переменной частотой вращения позволяет добиться ощутимого энергосбережения и ресурсосбережения при приемлемой окупаемости затрат на энергосберегающее оборудование.

Частотное регулирование производительности механизмов СН, на ряду с такими известными достоинствами, как снижение потребления электрической энергии и топлива, исключение случаев гидроударов и электродинамических ударов в пусковых режимах и при других переходных процессах, помогает обеспечить новые и существенно важные возможности при эксплуатации ТЭС.

Оптимизация нагрева поверхностей парогенераторов при разгрузках энергоблоков в связи с уменьшением температурных перескоков, что повысит надежность и ресурс их использования в работе.

Прохождение энергоблоками режима скользящих параметров пара (экономичное) позволит обеспечить маневренность и большую эффективность в использовании топлива при данном режиме.

Мощность энергоблока также можно дополнительно повысить при максимальных нагрузках в энергетической системе. Режим мягкого пуска и самостоятельного запуска электрических приводов с механизмами СН при больших колебаниях с

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

дальнейшим восстановлением напряжение в системе электрического снабжения собственных нужд также можно обеспечить.

Снижение уровня выбросов вредных веществ в атмосферу и эмиссии CO_2 на каждую тонну условного топлива, что удалось сэкономить за счет оптимизации процесса его сжигания.

При замене механизмов СН и их приводных электрических двигателей на более новые энергосберегающие с более высоким КПД для теплоэнергетических установок ТЭС, которые работают большую часть времени в базовой части графиков электрических нагрузок энергетического объединения. Данные изменения необходимо проводить первоочередно для оборудования, нуждающегося в немедленной реконструкции (срок эксплуатации вышел за пределы допустимого). Использование в таком случае частотно-регулируемого электрического привода требуется в каждом определенном случае технического и экономического обоснования, при котором должно иметь внимание вопрос упрощения технологического процесса, а также вопросы увеличения ресурсосбережения, ухудшение режиму самостоятельного запуска, возможность роста мощности энергетического блока и т.п.

Сохранение в работе имеющихся в использовании электрических двигателей СН, совмещая их с преобразователями с регулируемой частотой, которые обеспечивают оптимальное изменение производительности механизмов и большую экономии электрической энергии в значительном диапазоне нагрузок в различных режимах ТЭС.

Получение больших показателей экономии имеет место быть при повсеместном оснащении электрическими приводами (частотно-регулируемые) при таких энергоёмких механизмов ТЭС, к примеру, дутьевые вентиляторы и дымососы, электрические насосы(питательные), циркуляционные, сетевые, подпиточные.

Рисунок 6.1 показывает интегральную оценку экономии электрической энергии в зависимости от относительного использования регулируемыми механизмами собственных нужд в общем потреблении на собственные нужды ТЭС. При значении показателя $K = 0,7$ экономия электрической энергии может составлять порядка 14 %, а экономия удельного расхода в топливе – 3 г/кВт·ч.

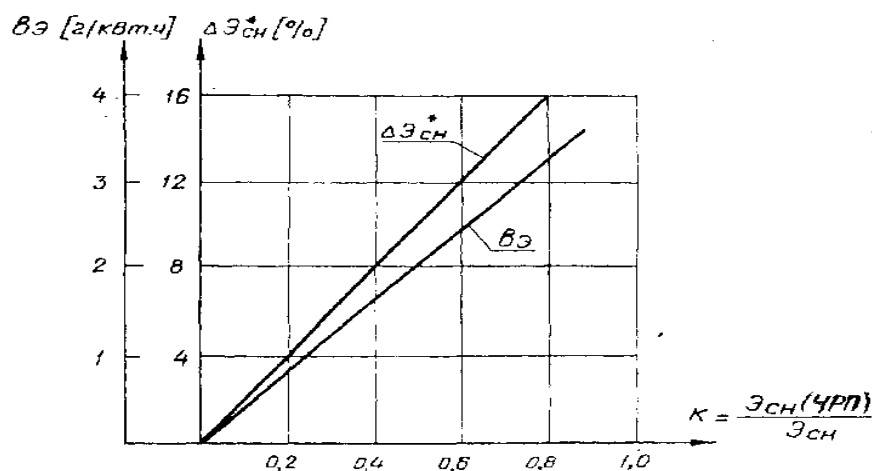


Рисунок 6.1 – Экономия электрической энергии в зависимости от относительного потребления регулируемыми механизмами собственных нужд ТЭС.

- B_3 – экономия удельного расхода в топливе;
 $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ – экономия электроэнергии на собственные нужды;
 $\mathcal{E}_{\text{сн(ЧРП)}}$ – электроэнергия, потребляемая механизмами собственных нужд, оснащенным и ЧРП;
 $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – электроэнергия, затраченная на внутренние нужды котельного цеха.

6.2 Энергосбережение при переводе котельного агрегата на смесь газового топлива

Для повышения работоспособности и стабильности работы котлов Челябинской «Мечел-Энерго» при сжигании Балахтинского угля необходимо: оснастить ПСУ частотно-регулируемыми приводами которые представлены в таблице 6.1 установленные на данный момент, и в таблице 6.2, которые будут установлены после реконструкции.

Таблица 6.1 – Характеристика питателя угля Челябинского месторождения

Характеристика	Значение	Наименование
Тип	ПС-700/9000Л-УХЛ	–
Максимальная производительность	34,0	т/час
Минимальная производительность	5,3	т/час
Максимальная скорость скребковой цепи	0,09	м/сек
Минимальная высота слоя	150	мм
Максимальная высота слоя	70	мм
Характеристика электродвигателя		
Мощность	3,4	кВт · час
Постоянный ток	220	Вольт
Номинальный ток	18 – 23	А
Число оборотов	500/1500	об/мин

Таблица 6.2 – Характеристика установленных питателя сырого угля с частотным приводом на котле ст. № 6

Характеристика	Значение	Наименование
1	2	3
Тип	ПС-700/9000Л-УХЛ	–
Максимальная скорость скребковой цепи	0,09	м/сек
Минимальная высота слоя	150	мм
Максимальная высота слоя	70	мм
Управление	Частотный привод	–
Мощность	7,5	кВт · час

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3
Постоянный ток	380	Вольт
Номинальный ток	7-15,7	А
Число оборотов	150/1500	об/мин

6.3 Расчет экономии электроэнергии

Определим мощность привода при $n = 500$ об/ мин. по формуле (6.1):

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi, \quad (6.1)$$

где I – сила тока, А;
 U – напряжение, В.
 До замены:

$$P = \sqrt{3} \cdot 18 \cdot 220 \cdot 0.4 = 2,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

После замены:

$$P = \sqrt{3} \cdot 7 \cdot 380 \cdot 0.4 = 1,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим потребление энергии на привод в год.
 До замены:

$$2,7 \cdot 8760 = 23,65 \text{ МВт.}$$

После замены:

$$1,8 \cdot 8760 = 15,77 \text{ МВт.}$$

Рассчитаем стоимость электроэнергии на привод ПСУ за год.
 До замены:

$$874 \cdot 23,65 = 20678,9 \text{ руб.}$$

После замены:

$$874 \cdot 15,77 = 16781,2 \text{ руб.}$$

Экономия электроэнергии при использовании частотного привода питателя сырого угля в системе пылеприготовления на котле составит 3897,7 руб.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

После проведенного анализа технологического процесса, наблюдения качества твердого топлива, сжигание которого осуществляется на «Мечел-Энерго» был предложен вариант перевода котла ТКЗ-125 ст.№6 Челябинской «Мечел-Энерго» на сжигание смеси газового топлива. Проведенный поверочный расчет показывает повышение КПД котельного агрегата по сравнению с работой других пропорциях.

Дымовые газы котлов «Мечел-Энерго» выводятся с помощью двух труб. Дымовые газы котлов № 6 – 9 выводятся через одну трубу. При этом расчет выполняем исходя из того, что все котельные агрегаты, связанные с данной дымовой трубой переведены на смесь газов. В результате реакций в топке котла образуется окись азота NO (более 95%). А образование двуокиси азота NO₂ за счет окисления NO требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе. Поэтому на выходе из дымовой трубы состав окислов азота практически не меняется в сравнении с топочной камерой. А уже в атмосфере происходит процесс постепенного доокисления азота.

Определим количество выбросов окислов азота, коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива,

Для Челябинска средняя температура самого холодного месяца (январь) равна $t_n = -15,5^\circ\text{C}$, а средняя температура самого жаркого месяца (июль) $t_n = 22,8^\circ\text{C}$. Определим максимально приземную концентрацию выбросов летом.

7.1 Расчет концентрации загрязняющего вещества

Расчет загрязняющего вещества выполнен по пособию Грибанова А.И. «Расчет дымовой трубы» (ЮУрГУ, 2008).

Расчетный объем продуктов сгорания, которые образуются при сжигании топлива, м³/м³ по формуле (7.1):

$$V_p = \frac{P_{н.у.} \cdot V_z \cdot T}{P \cdot T_{н.у.}}, \quad (7.1)$$

где $V_{ну}$ – объем продуктов сгорания при нормальных условиях для одного котла, $V_{ну} = 10,14 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Температура уходящих газов из котельного агрегата: $T_2 = 155^\circ\text{C}$.

$$V_p = \frac{760 \cdot 10,14 \cdot (273 + 155)}{740 \cdot 273} = 16,327 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Расход топлива на 2 котлах найдем по формуле (7.2):

$$B_p = n \cdot \frac{Q}{Q_n^{p.n}} \quad (7.2)$$

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объем продуктов сгорания найдем по формуле (7.3):

$$V = V_p \cdot B_p \quad (7.3)$$

– для летнего периода:

В летний период работают 2 паровых котла.

Расход топлива на 2 котла рассчитывается по формуле (7.2):

$$B_{pl} = 2 \cdot \frac{118,3}{29,175 \cdot 0,89} = 9,11 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе 1 котла, рассчитывается по формуле (7.3):

$$V_{л} = 16,327 \cdot 9,11 = 148,74 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчет выбросов окислов азота:

Суммарное количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами найдем по формуле (7.4):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (7.4)$$

где β_1 – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления; для природного газа $\beta_1 = 1$ [30, табл. 1.4];

β_2 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку, $\beta_2 = 0$;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива, кг/т;

r – степень рециркуляции дымовых газов в процентах расхода дутьевого воздуха, $r = 0$;

β_3 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, $\beta_3 = 1$;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, $q_4 = 0$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива $Q_n^p = 29,175 \text{ МДж/м}^3$.

Для котлов паропроизводительностью более 70 т/ч найдем по формуле (7.5):

$$k = \frac{12 \cdot Q_{\phi}}{200 + Q_n} \quad (7.5)$$

$$k = \frac{12 \cdot 125}{200 + 125} = 4,62.$$

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Для летнего периода выброс окислов азота составит:

$$(M_{NO_2})_л = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 4,62 \cdot 9,11 \cdot 29175,5 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 2 = 83,5 \text{ г/с.}$$

7.2 Расчет дымовой трубы

Для расчета трубы, которая установлена на котельной ООО ЧФ «Мечел-Энерго» в качестве дымовой определим скорость дымовых газов по формуле (7.6), предварительно выяснив значение высоты этой трубы и значение диаметра устья, равным соответственно 92,6 м и 3,5 м:

$$w_{\Gamma} = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2} \quad (7.6)$$

Для летнего периода:

$$w_{\Gamma}^л = \frac{4 \cdot 148,74}{3,14 \cdot 3,5^2} = 15,5 \text{ м/с.}$$

На территории Российской Федерации, в данном расчете дымовой трубы, на Урале параметр $A = 160$.

Параметр $F = 1$.

Находим значение коэффициента f по формуле (7.7):

$$f = \frac{10^3 w_{\Gamma}^2 D_o}{h_1^2 \Delta T}, \quad (7.7)$$

где $-\Delta T$ разность температур, находим соответственно:

$$\Delta T_{л} = 155 + 273 - (22,8 + 273) = 132,2 \text{ К.}$$

$$f^л = \frac{10^3 \cdot 15,5^2 \cdot 3,5}{92,6^2 \cdot 132,2} = 0,74.$$

Находим значения коэффициентов m и n формуле (7.8).

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \sqrt{f} + 0,34 \sqrt[3]{f}} \quad (7.8)$$

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воспользуемся формулой (7.8):

$$m^{\text{п}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \sqrt{0,74 + 0,34} \sqrt[3]{0,74}} = 0,96$$

Параметр v_m рассчитаем по формуле (7.9):

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{V \Delta T / h_1} \quad (7.9)$$

$$v_{\text{п.м}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{148,74 \cdot 132,2}{92,6}} = 3,88 \text{ м/с.}$$

При расчете летнего периода $v_m \geq 2$, следовательно: $n = 1$.

Максимальная приземная концентрация оксидов азота рассчитывается по формуле (7.10):

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \sqrt[3]{V \Delta T}} \quad (7.10)$$

$$C_{\text{мл}} = \frac{160 \cdot 83,5 \cdot 1 \cdot 0,96 \cdot 1}{92,6^2 \cdot \sqrt[3]{148,74 \cdot 132,2}} = 0,055 \text{ мг/м}^3.$$

В результате поверочного расчета определено, что дымовая труба удовлетворяет требованиям. Уходящих в первую трубу не превышает ПДК, а точнее составляет меньше $0,085 \text{ мг/м}^3$, при условии, что расчеты были произведены без учета фоновой концентрации других труб.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 АВТОМАТИЗАЦИЯ

На котлах Челябинской «Мечел-Энерго», ТКЗ-125 имеется специальный комплекс контрольно-измерительных приборов (КИП) для мониторинга различных параметров: пара, воды, нагрузки и системы пылеприготовления. Также имеет место быть комплекс автоматического регулирования, блокировок и технологических защит.

Объем работ по автоматизации котла ТКЗ-125 принимается в соответствии со документом СП 89.13330.2012 и требованиями заводов-производителей тепломеханического оборудования. Для автоматизации и теплоконтроля применяются различные серийно выпускаемые регуляторы, приборы. К общим задачам контроля и управления работой котельного агрегата являются обеспечение:

- выработки количества теплоты с необходимыми параметрами;
- образование экономии при сжигании топлива, а также сведение тепловых потерь к минимальным значениям;
- рациональности в использовании электрической энергии для нужд самого котельного агрегата;
- надежности и безопасности, а именно установление и сохранение режимов работы в пределах нормы, касаясь как котельного агрегата, так и различного вспомогательного оборудования.

8.1 Автоматика питания котельного агрегата

Котел оборудован трехимпульсными электронным регулятором питания. Для его работы берутся следующие необходимые импульсы:

- по расходу пара;
- по расходу воды;
- по уровню воды в барабане котла.

Регулятор выдерживает соотношение «пар-вода», импульс по уровню является корректирующим, позволяет выбирать несоответствие между расходом воды и пара, которое появляется вследствие неточной настройки и наличия нечувствительности регуляторов.

Все три импульса от датчиков суммируются в электронном регуляторе, усиливаются и через реле воздействуют на бесконтактный пускатель (ПБР) МЭО регулирующего клапана шиберного типа РПК-2.1 или РПК-3 в случаях если:

- изменяется паровая нагрузка; -изменяется перепад на регулирующем клапане;
- отклоняется уровень воды от среднего положения.

На котле выполнена электросхема, которая позволяет ставить одновременно на автоматическое управление клапаны РПК-1,2,3. Регулирующие органы и РПК-2,3 могут работать в автоматическом режиме синхронно или один из них дистанционно, а другой автоматически.

Для котла принята схема регулирования питания по двум питательным трубопроводам с условным диаметром Ду-225, Ду-100 регуляторами марки РПК-1,2 и РПК-3.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Для регулирования тепловой нагрузки на котельных агрегатах принята схема контурного регулирования давления пара и нагрузки, которая обеспечивает стабилизацию отдельных котлоагрегатов не только при внешних, но и при внутренних возмущениях. Контурная схема предусматривает установку регулятора топлива на каждом из котлоагрегатов, работающих на собственные турбоагрегаты и на общую паровую магистраль.

Регулятор топлива, управляя подачей топлива поддерживает тепловую нагрузку своего котлоагрегата в соответствии с заданием собственного главного регулятора давления пара.

Изменение тепловой нагрузки регулятором осуществляется по схеме: алгебраическая сумма изменения расхода пара и скорости изменения давления в барабане котла.

Регулятор воздуха.

Регулятор воздуха включает в себя:

- регулятор общего воздуха;
- четыре регулятора первичного воздуха.

Регулятор общего воздуха включает в себя следующие импульсы:

- расход газа или ДРИ (датчик положения плоского контроллера);
- расход пара (ДМ);
- по перепаду давления воздуха на воздухоподогревателе (ДТМ);
- исчезающего импульса от РТН через КДС (коробка динамической связи).

Регулятор разряжения.

Регулятор разряжения предназначен для автоматического поддержания заданного разряжения вверху топки. При изменении разряжения вверху топки подается импульс, который воспринимается дифтягомером ДТМ-50, где преобразуется в электрический сигнал и подается в электронный блок РП-4. Усиленный сигнал через ПЛКПС ключ управления подается на включение магнитного пускателя колонки КДУ МЗО, которая изменяет положение направляющих аппаратов в зависимости от направления сигнала.

Работа направляющих аппаратов дымососов охвачена следующей шагающей схемой, выполненной на электронном приборе ПЛКПС. Величина разряжения задается задатчиком.

Регулятор температуры перегретого пара.

Регулятор температуры перегретого пара предназначен для поддержания заданной температуры пара за пароперегревателем. Регулирование температуры осуществляется при помощи впрысков собственного конденсата в парохладители 1 и 2 ступени.

Регулирование температуры перегретого пара выполнено двухступенчатым с опережающим импульсом от дифференциаторов марки ДЛТ для уменьшения времени запаздывания в процессе регулирования. Первая ступень регулирования температуры пара промежуточная, которая состоит из одного объединенного регулятора после которого вода подается в правую и левую камеры первой ступени. Регуляторы выдерживают температуру пара на выходе из ширм 480 градусов Цельсия.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Регулятор впрыска, после которого конденсат подается в две камеры впрыска 2-й ступени. Регулятором выдерживают температуру на выходе из котла 550 °С.

Сигнализация отключения параметров за допустимые пределы осуществляется с целью освобождения машиниста ЦТЩ от необходимости постоянного наблюдения за показателями наиболее важных приборов.

Сигнализация на щите осуществляется загоранием табло ровным немигающим светом и сопровождается звуковым сигналом. Съем звукового сигнала осуществляется общей кнопкой, съем свечения табло производится автоматически, в систему сигнализации включена сигнализация действия защит, табло, которое имеет отличительную окраску. Технологическая сигнализация срабатывает при отклонении следующих параметров отображенных в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры срабатывания сигнализации

Причина	Значение	Ед. измерения
Уровень в барабане высок	+50	мм
Уровень в барабане низок	-50	мм
Температура перегретого пара высока	+550	°С
Температура перегретого пара низка	+545	°С
Температура аэросмеси высока	+100	°С
Давление перегретого пара высоко	140	кгс/см ²
Давление перегретого пара низко	128	кгс/см ²
Давление питательной воды низко	163	кгс/см ²
Давление в барабане высоко	152	кгс/см ²
Падение давления воздуха	+15	мм в ст.
Давление до ГРС	12	атм.

В случае аварийного отключения оборудования срабатывает сирена аварийного отключения механизма и при этом будет мигать зеленая лампа в пусковой цепи электродвигателя. При обрыве угля срабатывает сигнал (звонок) и загорается соответствующее табло.

8.2 Защита

Перед началом работы котла должно быть подано напряжение в цепи защит котла. При подаче напряжения в цепи защит автоматически вводятся в работу технологические защиты:

- при отключении двух дымососов;
- при отключении двух вентиляторов.

После включения в работу дымососов и вентиляторов, открытия КО, ГК.

После набора нормальных параметров на котле перед включением в главный паропровод должны быть включены в работу накладками защиты:

- от перепитки котла;
- от упуска уровня;
- от понижения температуры перегретого пара.

Основные защиты вводятся в работу накладками при наборе тепловой нагрузки 120 т/час при установке нормальных параметров на котле.

Вывод защит из работы на котле, при нормальной их работе разрешается только после полного отключения котла, т.е. после отключения топлива и закрытия задвижки ПК-1.

При необходимости или в случае неисправности, любая защита на работающем котле выводится из работы переводом накладки в положение «сигнал» или «нейтр».

8.2.1 Импульсно-предохранительное устройство

ИПУ служит для сброса пара в атмосферу в случае чрезмерного повышения давления пара в котле, на каждом котле установлено по два комплекта импульсно-предохранительных клапанов: – рабочий (левый) отрегулирован на давление открытия $P_{уст} = 170,4$ кгс/см².

Закрытие клапана после срабатывания при $P_{воз} = 160$ кгс/см²; – контрольный отрегулирован на давление открытия $P_{уст} = 153,2$ кгс/см², $P_{воз} = 146$ кгс/см².

Импульс от понижения давления передается на электроконтактные манометры ЭКМ-250, установленные на отметке 8,0 м за котлами с заборами:

- для рабочего – из барабана котла;
- для контрольного - из паросборной камеры.

При повышении давления до установленной величины срабатывает рычажно-грузовая система и открывается импульсный клапан, открывая доступ пара в поршневую камеру главного предохранительного клапана, клапан подрывается и сбрасывает пар в атмосферу. При снижении давления в котле ниже установки срабатывания рычажно-грузовая система закрывается, импульсный клапан закрывается.

Клапан вступает в работу от ЭКМ при достижении установки срабатывания. При этом ЭКМ замыкает свои контакты и через реле подается импульс на срабатывание верхнего соленоида ИПК, тем самым открывает импульсный клапан, заставляя сработать главный. При достижении давления в котле равному уставке закрывается от ЭКМ через реле подается импульс на нижний соленоид и тем самым закрывается импульсный клапан и главный.

По истечении 6 секунд импульс на закрытие автоматически исчезает, соленоиды остаются без напряжения.

Импульсный клапан закрыт и удерживается грузовой системой. Для управления и контроля за работой ИПУ на пульте управления котла установлены 2 ключа и сигнальные лампы, работающие от конечного выключателя, фиксирующие положение «открыто» и «закрыто» в зависимости от положения рычага ИПУ. При нормальной работе напряжение на соленоидах отсутствует. Ключ управления соленоидами возврата имеет три положения:

- автоматическое – ключ стоит в вертикальном положении;
- открытие – повернуть на 45° от вертикали по часовой стрелке, при этом под напряжением находится верхний соленоид – срабатывание клапана;

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

– закрытие клапана – повернуть на 45° от вертикали против часовой стрелки, при этом под напряжением находится нижний соленоид -закрытие клапана.

8.2.2. Защита от частичной перепитки котла

Защита при перепитки котла предназначена для предотвращения заброса воды в пароперегреватель и попадания воды в турбину. Схемой предусмотрены две ступени защиты.

При повышении уровня в барабане котла до +50 мм от прибора ДСП дается сигнал "уровень в барабане высок", если повышение уровня продолжается при достижении +100 мм от прибора ДСП дается импульс на открытие вентилей аварийного слива и загорается световое табло "сработала защита котла" с сопровождением звукового сигнала.

Защита на котлах второй очереди вводится в работу ключом 1ПЗ и накладкой 1НЗ. Действует от одного прибора ДПР. При достижении уровня в барабане котла + 100 мм защита открывает аварийный слив до полного открытия вентилей. При восстановлении уровня воды в барабане до нормального закрываются вентиля аварийного слива.

8.2.3 Перепитка котла

Если при открытом аварийном сливе уровень воды в барабане котла продолжает повышаться, то при достижении уровня воды +180 мм котел останавливается путем отключения дутьевых вентиляторов. Одновременно закрываются задвижки ПК-1, ВК-2, ВК-4 при работе на газе -клапана-отсекатели и задвижки ПС-1,2, газовые задвижки на горелках.

Защита котлов второй очереди от перепитки вводится ключом 1ПЗ и накладкой Ш. Действует от ДРП-2 шт. При уровне в барабане котла +180 мм срабатывает защита и отключается котел с воздействием на закрытие задвижек ВК-2, ВК-2а, ВК-4, ПК-1, ГК-1, ГК-2, КО, газовые задвижки на горелках верхнего и нижнего ярусов, общая задвижка на коллекторе впрысков. Дымососы и вентиляторы остаются в работе. Срабатывает звуковой сигнал и загорается табло "сработала защита котла".

8.2.4 Упуск воды

При уровне – 50 мм от уровня ДСП срабатывает звуковая сигнализация и загорается табло «низкий уровень», если уровень продолжает снижаться, то при достижении – 180 мм котел останавливается путем отключения обоих дутьевых вентиляторов. Одновременно закрываются задвижки ПК-1, ВК-4, ВК-2. При работе на газе закрываются клапаны-отсекатели и задвижки ГК-1,2, газовые горелки. Защита по упуску воды на котле вводится в работу 1ПЗ и накладкой 2Н. При уровне равном 180 мм защита производит останов котла, аналогично защите от перепитки котельного агрегата.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Дымососы и дутьевые вентиляторы остаются в работе. Работа защиты сопровождается звуковым сигналом и световым табло «сработала защита котла».

В схема защиты от упуска и перепитки участвуют уровнемер ДСР ЦТЩ и два уровнемера на панели защит типа ВМД, собранные по схеме два из трех, обеспечивающие надежную работу защиты при выходе из строя любого из трех уровнемеров.

8.2.5 Защиты по температуре и давлению перегретого пара

Защита получает импульс от двух термопар типа ТХА-284 и ТХК-284, установленных на вертикальном участке паропровода. Для изменения температуры перегретого пара применяются два потенциометра: Типа ППР на панели защит котла. При понижении температуры до 540 °С от ПСР дается сигнал "низкая температура перегретого пара" При достижении температуры пара 500 °С срабатывает контакт ППР, включается сигнал "защита котла сработала" и дается сигнал «котел отключается». Защита от понижения температуры перегретого пара вводится ключом ШЗ и накладкой 2Н импульс включенных в цепь защиты последовательно.

При понижении температуры перегретого пара до 500 °С защиты воздействует на останов котла. Останов осуществляется аналогично других защит, действующих на останов.

При повышении температуры перегретого пара до 550 °С от ПСР подается сигнал «температура перегретого пара высока». При температуре пара 550 °С от контакта ППР отключается сигнал "защита котла сработала", происходит закрытие газовой заслонки до путевых ограничителей. Защита по повышению температуры перегретого пара на котле вводится накладкой 17Н. Импульс получает от двух приборов ППР, установленных на панели защит, приборы включены в цепь защиты последовательно.

При повышении температуры перегретого пара до 585 °С происходит разгрузка котла путем отключения нижнего яруса газовых горелок.

Защита получает импульс от двух ЭКМ-250, установленных на отметке 8.00 м за котлами с заборами импульсов от паросборной камеры. Действие защиты от частичного сброса нагрузки. При повышении давления в паросборной камере до значения 144 ати/146 ати на отметке 8.00 м от ЭКМ дает импульс на закрытие газовой заслонки ГРЗ, до путевых ограничителей, для котлов второй очереди отключаются газовые горелки нижнего яруса.

8.2.6 Защита вспомогательного оборудования

Контроль факела осуществляется сигнализатором «факел-2», 2 шт., контакты которых соединены последовательно. По погасанию факела в топке котел отключается закрытием ГК, КО, газовых задвижек верхнего и нижнего ярусов. После закрытия ГК закрывается ПК-1, КВО.

Отключаются вентиляторы, закрываются ГК-1,2, газовые задвижки на горелки, ПК-1, задвижка на общем впрыске (КРО) при соответствии переключателя (ПРТ)

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

роду сжигаемого топлива. По питанию в этом случае котел отключается от защиты при достижении соответствующего уровня или дистанционно вручную.

При отключении двух вентиляторов защита действует на останов котла, аналогично защите при останове двух дымососов, при ее срабатывании дымососы остаются в работе. Защита ничем не снимается. При отключении одного дымососа отключается соответствующий вентилятор, закрываются направляющие аппараты на отключившемся оборудовании. Загорается сигнал «отключился один дымосос» и через реле происходит отключение газовых горелок нижнего яруса.

При отключении одного дутьевого вентилятора работает со схемой защиты аналогично схеме защиты при отключении одного дымососа, то есть действует на разгрузку котла.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1 Анализ опасных производственных факторов

Здание котельного цеха, в помещении которого находятся: пылеприготовительное оборудование, котельные агрегаты ст.№ 1-9 совместно со вспомогательным оборудованием, а также с золоулавливанием и золоудалением.

Котельный агрегат состоит из топочной камеры, пароперегревателя, экономайзера и воздухоподогревателя. В нём тепловая энергия, вырабатываемая при горении топлива, с помощью поверхностей теплообмена передается воде и пару. Пар, полученный при этом процессе направляется в турбинную установку, вал которой, вращаясь, передаёт механическую энергию к электрогенератору.

Паровой котельный агрегат представляет собой совокупности поверхностей нагрева для производства нагретого пара из постоянно поступающей по трубам экранов в него воды путем поступающей теплоты, которая выделяется при горении топлива, передающегося в топочную камеру вместе с необходимым для горения воздухом. Вспомогательное оборудование перечислено в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Вспомогательное оборудование котельного агрегата

Оборудование гидрозолоудаления
Газоочистные сооружения
Пылеприготовительные установки
Оборудование фосфатирования котлов
Расширители периодической продувки
Расширители дренажей высокого и низкого давления
Дренажные баки с насосами
Дополнительные баки конденсата
Железоулавливающий фильтр
Узел кислотной промывки энергетических котлов
Узел консервации водогрейных котлов
Дымососы
Дутьевые вентиляторы

Оборудование обслуживается в специальном цеху централизованного ремонта.

Данный цех есть особое подразделение, выполняющее ремонт необходимого оборудования.

Это подразделение обладает техническим и материальным имуществом, различными складами и необходимыми запасными частями(в случае поломок), служебными кабинетами, различными мастерскими, РМУ, грузоподъемными механизмами, сварочную технику.

ЦЦР может частично или полностью выполнять ремонт котлов, насосов, оборудования химического цеха, арматуры, трубопроводов, электроприводов, элементов газового хозяйства, станочного оборудования, транспортных средств.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Теплоэнергетический производственный процесс котельного цеха характеризуется наличием опасных факторов, к которым относятся [34]:

1) химические факторы: воздействие на организм при химических промывках котельных агрегатов щавелевой кислотой, трилоном Б, гидразином, аммиаком, тринатрий фосфатом, силикатом натрия; воздействие, оказываемое на органы дыхательной системы окиси углерода и других различных продуктов сгорания;

2) факторы процесса труда:

– травмы, произошедшие из-за действия взрывной волны, летящими осколками, пламенем огня или паром;

– удушье, возникающее от попадания в лёгкие человека воздуха с низким содержанием кислорода(O₂);

– отравление окисью углерода или другими различными продуктами сгорания в воздухе, к примеру, в случае неисправной системы вентиляции или отсутствия достаточного приток воздуха к горелочному устройству;

– раздражение и кашель в связи с попаданием в лёгкие человека двуокиси серы, к примеру, в случае сжигания топлива с большим содержанием серы;

– воздействие окисей азота.

Возможные аварийные ситуации:

– взрыв в топке котла с повреждением экранных труб, обмуровки и возникновением пожара;

– взрыв трубопроводов газа или других агрегатов котельной;

– прекращение подачи воды или электроэнергии;

– стихийные бедствия и другие случаи, не связанные с работой котла;

– возгорание и взрыв топлива.

9.2 Безопасность производственных процессов и оборудования

Для обеспечения безопасного процесса работы на оборудовании после проведённых работ по реконструкции горелки, необходимо рассмотреть такие разделы безопасной жизнедеятельности, как химическая безопасность, взрывопожарная безопасность и электробезопасность. Для обеспечения химической безопасности необходимо убедиться в содержании в воздухе предельно допустимых концентрация вредных веществ (таблица 9.2) [35].

Таблица 9.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства	Класс опасности	Особенности действия на организм
1	2	3	4	5
Азота диоксид	2	п	III	О
Азота оксиды	5	п	III	О
Аммиак	20	п	IV	Ф, А

Продолжение таблицы 9.2

1	2	3	4	5
Метан	7000	п	IV	
Алифатические углеводороды	900/300	п	IV	
Гидразин и его производные	0,1	п	I	A
Углерода пыли:				
а) коксы каменно-уголь., пековый, нефтяной, сланцевый	6	а	IV	Ф
б) антрацит с содержанием свободного диоксида кремния до 5%	6	а	IV	
в) другие ископаемые угли и углепородные пыли с содержанием свободного диоксида кремния:				
до 5%	10	а	IV	
от 5% до 10%	4	а	III	
Углерода оксид	20	п	IV	P

Условные обозначения: п – пары и/или газы; а – аэрозоль; а+п – смесь паров и аэрозоля; о-вещества с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе; А – вещества, способные вызывать аллергические заболевания в производственных условиях; К – канцерогены; Ф – аэрозоли преимущественно фиброгенного действия.

Для обеспечения безопасности в электрической сфере необходимо соблюдать требования некоторых нормативных документов:

- ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно-допустимые нормы напряжений прикосновений токов» [36];
 - ГОСТ 12.2.013.0-91 ССБТ «Машины ручные электрические. Общие требования безопасности и методы испытаний» [37];
 - ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление» [38].
- Электробезопасность должна обеспечиваться:
- конструкцией электрического оборудования;
 - методами защиты и техническими способами;
 - техническими и организованными мероприятиями.

Во время применения ручных электрических машин необходимо использовать средства индивидуальной защиты.

Необходимо выполнять защитное зануление для защиты персонала от высокого для жизни человека напряжения при повреждении изоляции. Нулевые проводники электрической проводки и стальные трубы используются в роли проводников,

обеспечивающих надежное соединение с нейтралью трансформаторных устройств путём нулевых жил кабелей питания.

Металлическая кровля используется в роли приёмника молнии, арматура колонн и фундамента - отвода молнии и заземлителя. Все корпус электромашин, приводов электроаппаратов, каркасов щитов распределения, металлических кабельных конструкций, стальных труб электрических проводок, лотков, коробов и тросов подлежат заземлению.

Для обеспечения безопасности при взрывах и пожарах следует пользоваться следующими нормативными документами:

- СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений [39];
- ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Общие требования [40];
- ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования [41];
- ГОСТ Р 12.3.047-2012. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов [42].

Общие положения:

Пожарная безопасность объекта обязана обеспечиваться специальными системами прекращения пожара и противопожарной защиты, а также путём технико-организационных мероприятий. К источникам пожара и взрыва можно отнести котлы, паропроводы, газопроводы, топливо и другие. Данное производство относится к категории Б по пожаровзрывобезопасности.

Основные свойства газового топлива:

1) Газовое топливо – это смесь горючих и негорючих газов. К горючим относятся предельные и непредельные углеводороды, водород, оксид углерода; к негорючим – азот, углекислый газ, кислород;

2) Токсичность газового топлива – способность вызывать отравления человека при вдыхании вредных компонентов, содержащихся в нем или в продуктах неполного сгорания. Оксид углерода является наиболее токсичным веществом. Из-за него красные шарики плохо усваивают кислород;

3) Углекислый газ является не ядовитым; в его малых концентрациях возбуждается дыхательный центр, а при больших количествах ухудшается его состояние. Крайне сильное вредное для человека воздействие оказывают такие вещества как сероводород, оксиды серы, оксиды азота. Метан и другие углеводородные газы не ядовиты, но при вдыхании они вызывают головокружение, возможно, потерю сознания.

Опасными показателями взрывной опасности газов в смеси с воздухом являются определенные концентрационные пределы воспламенения. Нижний концентрационный предел воспламенения – это наименьшая концентрация газов при воздействии импульса воспламенения.

Верхним концентрационным пределом воспламенения называется наибольшая концентрация газов, при которой возможно его горение или взрыв. В качестве мер безопасности, предупреждающих образование паровоздушных, газоздушных и пылевоздушных смесей используют инертные газы.

Данный производственный процесс по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б. Пожарная безопасность помещения обеспечена

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

объемно-планировочными решениями, подбором и компоновкой огнестойких строительных конструкций, расстановкой противопожарных преград и подбором систем пожаротушения.

Для тушения пожаров применяют первичные средства пожаротушения: воду и водяной пар, огнетушители, песок, асбестовое полотно.

В цехе присутствует специальная автоматическая стационарная установка пожаротушения ПНС.

Данная пенонасосная станция имеет бак с пенораствором $V = 60 \text{ м}^3$, откуда насосом последний подается по направлению срабатывания датчиков. В качестве датчиков пожаровозникновения применяют тепловые и дымовые извещатели. Также имеет место быть включение ПНС по месту установки генератора специальной высокократной пены, а также с главного щита управления ООО «Мечел-Энерго».

Котел с камерным сжиганием газообразного топлива обладает взрывными предохранительными клапанами. Данные клапана установлены в обмуровке топки, котельном газоходе, на воздуховодах, на золоуловителях. Площадь взрывных клапанов подбирается из расчета 250 см^2 на 1 м^3 объема топки или газохода.

Взрывные предохранительные клапаны размещены в местах, исключающих опасность травмирования обслуживающего персонала. При невозможности установки взрывных клапанов в местах, безопасных для обслуживающего персонала, они снабжены отводными коробами или ограждены отбойными щитами со стороны возможного нахождения людей.

Газоходы и газопроводы, которые подают горючие газы, также имеют предохранительные устройства с отводами, которые обеспечивают удаление газов в безопасные места, касаясь персонала.

Котел оборудован устройствами, автоматически отключающими подачу топлива в топку при прекращении циркуляции воды. Котел имеет два импульсно-предохранительных клапана – контрольный и рабочий, если имеется источник воспламенения.

На котле для постоянного наблюдения за положением уровня воды в барабане установлено два указательных прибора прямого действия. Котел имеет автоматически действующие звуковые сигнализаторы нижнего и верхнего пределов уровней воды в барабане, а также устройство, прекращающее подачу топлива к горелкам в случае снижения уровня воды в барабане ниже допустимого предела.

Вредные производственные факторы при эксплуатации котельной на газе отсутствуют. Для повышения качества защиты от вредных и опасных факторов использованы следующий нормативный документ:

– ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы» [43].

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- дым.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- осколки, части разрушившихся аппаратов;
- токсичные вещества и материалы;
- электрический ток, возникающий в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ "Взрывобезопасность. Общие требования" [40].

Мероприятия по предотвращению пожара:

- применение в строительных конструкциях зданий материалов, повышающих их огнестойкость;
- применение противопожарных преград;
- ограничение количества горючего вещества в производственном помещении;
- при проектировании зданий строго соблюдать условия безопасности и быстрой эвакуации людей;
- для быстрой и точной передачи сообщений о пожаре и месте его возникновения, а также приведения в действие производственных автоматических средств тушения, организуется пожарная сигнализация и связь;
- оборудование рабочих мест средствами тушения;
- устранение возможных источников пожара на предприятии;
- все работники, связанные с обслуживанием и ремонтом должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа;
- работники, связанные с обслуживанием и ремонтом должны соблюдать требования пожарной безопасности, соблюдать противопожарный режим;
- котельная должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения;
- запрещается использовать для складирования материалов, оборудования, для стоянки транспорта проезды и противопожарные разрывы между зданиями, которые должны быть всегда свободны для проезда пожарной техники, зимой быть очищены от снега и льда;
- территория должна иметь наружное освещение в темное время суток для быстрого нахождения пожарных гидрантов, лестниц и мест размещения пожарного инвентаря;
- на вводе газопровода внутри отопительной установки должен быть установлен термозапорный клапан;
- сеть противопожарного водопровода должна находиться в исправном состоянии, использовать пожарный запас воды на другие цели не разрешается.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается вариант перевода котла ТКЗ-125 ст.№2 ОО ЧФ «Мечел-Энерго» на сжигание доменного, коксового и природного газов в пропорции 35/35/30 с заменой горелочных устройств, изготовленных Таганрогским котельным заводом («ТКЗ»), на ЦКТИ. В результате перевода котельного агрегата достигается экономический эффект за счет уменьшения отложения шлаков на поверхностях нагрева, в результате чего произойдут изменения текущих расходов. В целом будет заметен рост КПД данного оборудования. Необходимо выполнить расчёт затрат, связанных с реконструкцией системы сжигания, а также выявить разницу в текущих затратах.

10.1 Технико-экономический расчет

Чтобы выявить экономическую эффективность проекта реконструкции, определим срок окупаемости $T_{ок}$ по формуле (10.1):

$$T_{ок} = \frac{K - K_{ликв}}{\Delta И}, \quad (10.1)$$

где K – единовременные (капитальные) затраты на разработку и реализацию проекта, тыс. руб.;

$\Delta И$ – экономия текущих затрат вследствие реконструкции, тыс. руб./год;

$K_{ликв}$ – ликвидационная стоимость демонтированного оборудования, тыс. руб.

10.1.1 Капитальные затраты на реконструкцию котельного агрегата

Капитальные затраты K на перевод котла на пропорцию топливных газов 35/35/30 с заменой горелочных устройств вычислим по формуле (10.2), тыс. руб.:

$$K = K_{проект} + K_{дем} + K_{обор} + K_{уст} + K_{кран} + K_{пуск} + K_{квалиф}, \quad (10.2)$$

где $K_{проект}$ – затраты на проектирование, тыс. руб.;

$K_{дем}$ – затраты на демонтаж, тыс. руб.;

$K_{обор}$ – затраты на оборудование, тыс. руб.;

$K_{кран}$ – аренда подъемного крана, тыс. руб.;

$K_{уст}$ – затраты на установку оборудования, тыс. руб.;

$K_{пуск}$ – затраты на пуско-наладочные работы, тыс. руб.;

$K_{квалиф}$ – затраты на курсы повышения квалификации обслуживающего персонала, тыс. руб.

Затраты на проектирование $K_{проект}$ включают в себя оплату работ по проектированию проектной организации, а также затраты на бумагу формата А1 для предоставления проекта в бумажном виде на согласование директору.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

$K_{проект} = 43,6$ тыс. руб (по договору с проектной организацией и данным отдела канцелярии) [41].

Затраты на демонтаж $K_{дем}$ включают в себя стоимость работ по демонтажу старых горелочных устройств, определяемых заработной платой работников монтажного отдела по формуле (10.3), тыс. руб.:

$$K_{дем} = C_{p_{з.н.}} \cdot n_{чел} , \quad (10.3)$$

где $C_{p_{з.н.}}$ – размер зарплаты обслуживающего персонала, тыс. руб;

$n_{чел}$ – количество работников, участвующих в обслуживании котла, человек.

$C_{p_{з.н.}} = 27,3$ тыс. руб (по данным отдела кадров) [41].

$n_{чел} = 5$ человек (по данным отдела кадров) [41].

Воспользуемся формулой (10.3):

$$K_{дем} = 27,3 \cdot 5 = 136,5 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на оборудования $K_{обор}$ состоят только из затрат на покупку горелочных устройств производства ЦКТИ, которые определяются по формуле (10.4), тыс. руб.:

$$K_{обор} = C_{гор} \cdot n_{гор} , \quad (10.4)$$

где $C_{гор}$ – цена одной горелки производства ЦКТИ, тыс. руб;

$n_{гор}$ – количество горелок, которые устанавливаются при переводе котельного агрегата на иную пропорцию газового топлива, шт.

$C_{гор} = 35,8$ тыс. руб. (данные взяты из договора с производителем горелок ЦКТИ и предоставлены бухгалтерским отделом) [41].

$n_{гор} = 6$ шт. (данные предоставлены конструкторским отделом) [41].

Воспользуемся формулой (10.4):

$$K_{обор} = 35,8 \cdot 6 = 214,8 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на установку оборудования $K_{уст}$ включают в себя стоимость работ по установке новых горелочных устройств, определяемых заработной платой работников монтажного отдела по формуле (10.5), тыс. руб.:

$$K_{уст} = C_{p_{з.н.}} \cdot n_{чел} , \quad (10.5)$$

где $C_{p_{з.н.}}$ – размер зарплаты обслуживающего персонала, тыс. руб;

$n_{чел}$ – количество работников, участвующих в обслуживании котла, человек.

$C_{p_{з.н.}} = 27,3$ тыс. руб (по данным отдела кадров) [41].

$n_{чел} = 5$ человек (по данным отдела кадров) [41].

Воспользуемся формулой (10.5):

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$K_{уст} = 27,3 \cdot 5 = 136,5 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на аренду машин и механизмов $K_{кран}$ включают в себя стоимость 10 часов аренды подъемного крана для проведения демонтажных работ и 10 часов аренды для проведения установочных работ новых горелок.

$$K_{маши} = 200,00 \text{ тыс. руб. [42].}$$

Затраты на пуско-наладочные работы $K_{пуск}$ включают в себя затраты на проведение испытаний по наладке перед запуском котла ТКЗ-125.

$$K_{пуск} = 16,00 \text{ тыс. руб. [43].}$$

Затраты на курсы повышения квалификации обслуживающего персонала необходимы для ознакомления обслуживающего персонала с устройством и принципом работы новых горелочных устройств, которые рассчитываются по формуле (10.6), тыс. руб.:

$$K_{квалиф} = C_{курс} \cdot n_{перс} , \quad (10.6)$$

где $C_{курс}$ – стоимость курса переподготовки обслуживающего персонала, тыс. руб;
 $n_{гор}$ – персонал, который занимаются непосредственным обслуживанием котельного агрегата, человек.

$$C_{курс} = 6,5 \text{ тыс. руб. (данные предоставлены отделом кадров) [41].}$$

$$n_{гор} = 16 \text{ человек (данные предоставлены конструкторским отделом) [41].}$$

Воспользуемся формулой (10.4):

$$K_{квалиф} = 6,5 \cdot 16 = 104,0 \text{ тыс.руб.}$$

Воспользуемся формулой (10.2):

$$K = 43,00 + 136,50 + 214,80 + 200,40 + 136,50 + 16,00 + 104,00 = 851,20 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета капитальных затрат для реконструкции котельного агрегата приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Смета капитальных затрат

Статьи затрат	Сумма, тыс. руб.
1	2
1. Проектирование	43,60
2. Демонтаж	136,50
3. Оборудование: 6 горелочных устройств ЦКТИ	214,80
4. Аренда подъемного крана	200,00

Продолжение таблицы 10.1

1	2
5. Установка оборудования	136,50
6. Пусконаладочные работы	16,00
7. Курсы повышения квалификации обслуживающего персонала	104,00
Итого	851,20

10.1.2 Расчет экономии текущих затрат проекта реконструкции котельного агрегата ТКЗ-125

При расчёте экономии текущих затрат проекта реконструкции необходимо учитывать, что расчёт должен производиться для двух вариантов технических решений:

- а) 1 вариант - работа котельного агрегата ТКЗ-125 до реконструкции (работа котла на топливе в пропорции газов 30/30/40);
- б) 2 вариант - работа котельного агрегата ТКЗ-125 после реконструкции (работа котла на топливе в пропорции газов 35/35/30).

В результате проведения реконструкции увеличится КПД котла и уменьшится расход топлива на 17 м³/час. Расходы электроэнергии, затраты на текущий ремонт, заработная плата всего персонала котельной, а также отчисления на социальное страхование после реконструкции не изменяются.

Чтобы вычислить годовую экономию текущих затрат, необходимо выяснить годовую топлива. В расчете также важно учесть изменение амортизации оборудования.

Годовые расходы топлива при эксплуатации котла до реконструкции $I_{мон 1}$ и после реконструкции $I_{мон 2}$ определим по формуле (10.7), тыс. руб./год:

$$I_{мон n} = B_n \cdot T_z \cdot C_{мон}, \quad (10.7)$$

где B_n – расход топлива, м³/ч;

T_z – число часов работы котла за год, ч;

$C_{мон}$ – цена топлива (природный газ), руб./м³.

$B_1 = 1\ 059$ м³/ч (из п.1 главы 4).

$B_2 = 1\ 042$ м³/ч (из п.1 главы 4).

$T_z = 7\ 200$ ч/год (из п.1 главы 4).

$C_{мон} = 4,8$ руб./м³ (по договору с поставляющей организацией) [44].

Воспользуемся формулой (10.7):

$$I_{мон 1} = 1\ 059 \cdot 7\ 200 \cdot 4,8 = 36\ 599,04 \text{ тыс. руб./год}$$

$$I_{мон 2} = 1\ 042 \cdot 7\ 200 \cdot 4,8 = 36\ 011,52 \text{ тыс.руб./год}$$

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Годовую экономию топлива ΔI_{mon} найдем по формуле (10.8):

$$\Delta I_{mon} = I_{mon 1} - I_{mon 2}, \quad (10.8)$$

где $I_{mon 1}$ – годовые затраты на топливо с горелками ТКЗ и пропорцией газового топлива 30/30/40, тыс. руб./год;

$I_{mon 2}$ – годовые затраты на топливо с новыми горелками ЦКТИ и пропорцией газового топлива 35/35/30, тыс. руб./год.

Воспользуемся формулой (10.8):

$$\Delta I_{mon} = 36\,599,04 - 36\,011,52 = 587,52 \text{ тыс.руб./год}$$

Разницу между амортизацией старых горелок ТКЗ и новых горелок ЦКТИ ΔA определим по формуле (10.9), тыс. руб./год:

$$\Delta A = A_2 - A_1, \quad (10.9)$$

где A_1 – амортизация старых горелок производства ТКЗ, тыс.руб/год;

A_2 – амортизация новых горелок производства ЦКТИ, тыс.руб/год.

Амортизацию старых горелок до проведения реконструкции A_1 и новых горелок после проведения реконструкции A_2 определим по формуле (10.10), тыс. руб./год:

$$A_n = K_{обор n} \cdot H_a, \quad (10.10)$$

где $K_{обор 1}$ – стоимость старых горелок производства ТКЗ, тыс.руб.;

$K_{обор 2}$ – стоимость новых горелок производства ЦКТИ, тыс.руб.;

H_a – норма амортизации, %;

$K_{обор 1} = 24,0$ тыс.руб. (по данным технического отдела) [41].

$K_{обор 2} = 214,8$ тыс.руб.(из п.1.1 главы 10).

$H_a = 10\%$ [45].

Воспользуемся формулой (10.10):

$$A_1 = 24 \cdot 0,1 = 2,40 \text{ тыс. руб./год}$$

$$A_2 = 214,8 \cdot 0,1 = 21,48 \text{ тыс.руб./год}$$

Воспользуемся формулой (10.9):

$$\Delta A = 21,48 - 2,40 = 19,08 \text{ тыс.руб./год}$$

Годовую экономию текущих затрат ΔI определим по формуле (10.11), тыс.руб./год:

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$\Delta I = \Delta I_{мон} + \Delta A \quad (10.11)$$

Воспользуемся формулой (10.11):

$$\Delta I = 587,52 + 19,08 = 606,60 \text{ тыс.руб./год}$$

10.2 Срок окупаемости проекта реконструкции котла ТКЗ-125

При реконструкции котельного агрегата демонтированы 6 горелок производства ТКЗ, каждая весом 496 кг [46], продаваемых по цене черного негабаритного лома (7,50 руб. /кг) [47].

Ликвидационная стоимость демонтированных горелок ТКЗ, $K_{ликв}$, тыс. руб:

$$K_{ликв} = 7,5 \cdot 2976 = 22,32 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости проекта реконструкции рассчитывается по формуле (10.1):

$$T = \frac{851,20 - 22,32}{606,60} = 1,4 \text{ года}$$

Вывод: Годовые текущие затраты на топливо при эксплуатации котельного агрегата ТКЗ-125 на топливе в пропорции 35/35/30 с новыми горелочными устройствами на 606,60 тыс.руб./год ниже затрат на топливо при эксплуатации котла на топливе в пропорции 30/30/40 со старыми горелками. В итоге срок окупаемости проекта составит 1,4 года, что меньше T_n , (T_n – принятый за номинальный срок окупаемости равный 5 лет). Это даёт представление о целесообразности и актуальности проекта.

10.3 Планирование сметы текущих затрат

Общие годовые текущие затраты складываются из годовых затрат на топливо, заработную плату персонала, амортизационных отчислений и прочих расходов.

Годовые затраты на топливо после реконструкции котла, тыс. руб/год:

$$I_{мон} = I_{мон2} = 36\,011,52 \text{ тыс. руб./год}$$

Годовые затраты на заработную плату персонала, участвующего в обслуживании котельного агрегата $I_{перс}$ определяются по формуле (10.12), тыс. руб/год:

$$I_{перс} = C_{р.з.н.} \cdot n_{чел} \cdot 12, \quad (10.12)$$

где $C_{р.з.н.}$ – средний размер зарплаты обслуживающего персонала, тыс. руб;

$n_{чел}$ – количество работников, участвующих в обслуживании котла, человек.

$C_{р.з.н.} = 27,3$ тыс. руб./мес (по данным отдела кадров) [41].

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$n_{чел} = 16$ человек (по данным отдела кадров) [41].

Воспользуемся формулой (10.12):

$$I_{перс} = 27,3 \cdot 16 \cdot 12 = 236,8 \text{ тыс. руб/год}$$

Годовую амортизацию оборудования после проведения реконструкции A_2 вычислили ранее.

$$A_2 = 21,48 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общие годовые текущие расходы на котёл I , определяющиеся как сумма рассмотренных выше затрат, определяются по формуле (10.13), тыс.руб/год:

$$I = I_{мон} + I_{перс} + A_2 \quad (10.13)$$

Воспользуемся формулой (10.13):

$$I = 36\,011,52 + 236,80 + 21,48 = 36\,269,80 \text{ тыс. руб/год}$$

Себестоимость 1 Гкал теплоты рассчитаем по формуле (10.14), тыс. руб/Гкал:

$$\beta = \frac{I}{Q_{год}}, \quad (10.14)$$

где I – общие годовые текущие расходы на котёл, тыс. руб/год;

$Q_{год}$ – годовой расход теплоты, Гкал/год.

$I = 36\,269,80$ тыс. руб/год.

$Q_{год} = 187\,773,15$ Гкал/год.

Воспользуемся формулой (10.14):

$$\beta = \frac{36\,269,80}{187\,773,15} = 0,19 \text{ тыс.руб/Гкал.}$$

Калькуляция текущих затрат представлена в таблице 10.2

Таблица 10.2 – Расчёт текущих затрат на энергетическое обслуживание

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
Топливо	тыс. руб./год	36 011,52
Заработная плата персонала	тыс. руб./год	268,80
Амортизация горелок ЦКТИ	тыс. руб./год	21,48
Итого	тыс. руб./год	36 269,80

10.4 SWOT – анализ вариантов технических решений

Оценить возможные риски при реконструкции котельного агрегата позволит SWOT – анализ, который широко используется в стратегическом управлении и менеджменте является одновременно простым и качественным инструментом для оценки конкурентоспособности предприятия на рынке товаров и услуг.

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории:

- Strengths (сильные стороны);
- Weaknesses (слабые стороны);
- Opportunities (возможности);
- Threats (угрозы).

В таблице 10.3 приведена оценка возможных рисков без проведения реконструкции котельного агрегата.

Таблица 10.3 – SWOT – анализ работы котла ТКЗ-125 без реконструкции

S: – известная технология работы с существующими горелками производства ТКЗ.	W: – большой расход топлива (увеличение текущих затрат); – высокие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу; – снижение мощности горелочных устройств;
O: – наличие опытных специалистов на рынке труда.	T: – штрафы за превышение норм ПДК; – повышение тарифов на топливо.

Перевод котла ТКЗ-125 на новую пропорцию газов в топливе и замена горелочных устройств позволит снизить вредное влияние на окружающую среду.

За счет снижения выбросов продуктов сгорания происходит контроль снижения норм предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных выбросов окислов азота в атмосферу и уменьшения количества промышленных стоков. Нельзя не отметить, что после реконструкции уменьшаются затраты средств на собственные нужды.

SWOT-анализ должен дать четкое представление о ситуации и указать, в каких направлениях нужно действовать, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости.

SWOT-анализ позволяет определить причины эффективной или неэффективной работы котельного агрегата, это сжатый анализ информации, на основании которого делается вывод о реконструкции, в конечном итоге определяется распределение ресурсов по сегментам.

Для сравнения двух состояний котельной в таблице 10.4 приведена оценка возможных рисков проведения реконструкции котельного агрегата.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10.4 – SWOT – анализ работы котла ТКЗ-125 после реконструкции

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышение конкурентоспособности на рынке специалистов, работающих с горелками ЦКТИ; – бесперебойная работа котельного агрегата ТКЗ-125; – уменьшается расход тепловой энергии на собственные нужды, следовательно, снижается расход топлива; – повышается безопасность работы обслуживающего персонала; 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> – требуется переквалификация обслуживающего персонала.
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> – возможность увеличения мощности котельного агрегата и подключения новых потребителей тепловой энергии при увеличении плотности застройки ближайшего микрорайона. 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> – развитие альтернативных методов реконструкции котельных агрегатов ТКЗ-125 (например, оребрение конвективной поверхности котла).

В ходе составления SWOT-анализа для двух состояний котла можно сделать вывод, что слабых сторон без реконструкции котельного агрегата намного больше, а сильных сторон довольно мало. Реконструкция котла ТКЗ-125 является целесообразным мероприятием, так как имеет больше благоприятных возможностей и сильных сторон.

10.5 Планирование целей предприятия и проекта

10.5.1 Планирование целей проекта перевода котла ТКЗ-125 с заменой горелочных устройств

Дерево целей представляет собой структурную модель, которая показывает соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления (ПРИЛОЖЕНИЕ А). Для его построения сверхзадача высшего уровня или миссия предприятия делится на проектные цели его подразделений (в том числе, энергетического хозяйства) и операционные цели исполнителей.

10.6 График Ганта

Комплекс выполняемых работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ.

По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

Количество исполнителей каждого этапа работ проекта зависит от вида работ, их сложности, а также от количества человек, которые работают в каждом из исполнительных отделов.

График Ганта представлен в таблице 10.5.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10.5 – График Ганта

Элемент работы	Исполнитель	Кол-во человек	Продолжительность этапа, месяц 2020 г.											
			09			10			11			12		
Разработать возможные варианты перевода к 31.09.2020	Проектный отдел	5	■											
Предоставить готовый проект к 20.10.2020	Проектный отдел	5				■								
Закупить необходимое оборудование к 01.12.2020	PCY	10							■					
Произвести монтаж системы сжигания к 27.12.2020	PCY	20										■		
Произвести пробный пуск котла к 29.12.2020	Основное производство	4										■		
Ввести в эксплуатацию к 31.12.2020	Основное производство	4										■		

Вывод: после проведенной реконструкции котла ТКЗ-125 и замены горелочных устройств снизятся текущие затраты на топливо по сравнению с котлом работающим на старой пропорции газов и старыми горелочными устройствами.

10.7 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта

В таблице 10.6 сведены показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта

Таблица 10.6 - Основные показатели экологической и экономической эффективности проекта реконструкции котла ТКЗ-125

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение показателей
Показатели энергетической эффективности:		
Годовая экономия топлива	м ³ /год	122 400
Показатели экономической эффективности:		
Капитальные затраты	тыс. руб.	851,20
Текущие затраты	тыс. руб./год	36 269,80
Экономия текущих затрат	тыс.руб./год	606,60
Себестоимость 1 Гкал теплоты	тыс.руб./Гкал	0,19
Срок окупаемости проекта	лет	1,4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сжигание топлива факельным методом в топочных камерах современных котлоагрегатов, является одной частью в цепи производства перегретого пара, электрической энергии, а также отпуска тепла. Всё вместе это весьма сложный и разносторонний технологический процесс. Он не имеет конкретной последовательности, не смотря на то что был разработан и применён на практике в далёком XX веке. Ввиду этого большая часть котельных агрегатов обладают техническими проблемами, завязанными на выходе на проектные параметры раб. среды, организация дальнейшей эксплуатации в надёжном режиме, а также безаварийной работе при вводе в эксплуатацию промышленного оборудования.

При изменении параметров газового топлива, или характеристик рабочей среды, возникают последствия. А именно необходимость для достижения номинальной нагрузки использовать непроектное топливо.

Нынешние нормы процесса сгорания газового топлива устанавливают тенденцию повышения технических, а также экономических показателей, но и требований по улучшению экологической стороны процесса производства. Дифференцированность теплофизических параметров газового топлива, поступающего в топочную камеру, отклонение от требуемых нормативов перегретого пара на Челябинской «Мечел-Энерго». Всё это привело к необходимости проведения различного рода изменений. В связи с этим в данной работе предложен проект по переводу котельного агрегата на смесь газов в новой пропорции с заменой горелочных устройств.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Богомолов, В.В. Энергетические газы восточной части России и Казахстана: Справочник / В.В. Богомолов, Н.В. Артемьева, А.Н. Алехнович и др. – Челябинск: УралВТИ, 2004. – 483 с.

2 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / под ред. Н.В. Кузнецов, – 2е. изд. перераб. / РЕПРИНТ. – М.: ЭКОЛИТ, 2017. – 297 с.

3 РД 153-34.1-03.352-99. Правила взрывобезопасности топливоподачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива – М.: Стандартиформ, 2017. – 17 с.

4 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. – М.: Российская газета – Федеральный выпуск № 5050 (226), 2015.

5 Жмерика, Н.Г. Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов / Под ред. Э.Х. Вербовецкого, – 1е изд.// СПб, ВТИ-ЦКТИ, 2016. – 252 с.

6 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2017. – 3 с.

7 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2016. – 83 с.

8 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции: учебное пособие для вузов и высших школ/ Е.В. Дорохов и др. – М.: МЭИ, 2015. – 128с.

9 Фокин, В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика» / В.М. Фокин. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2016. – 156 с.

10 Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 2015. – 256 с.

11 Усачев, А.Б. Современные горелочные устройства (конструкции и технические характеристики): справочное издание / А.А. Винтовкин, М.Г. Ладыгичев, В.Л. Гусовский и др. – М.: Машиностроение-1, 2018. – 555 с.

12 Швыдкий, В.С. Теоретические основы очистки газов: учебник для вузов / В.С. Швыдкий, М.Г. Ладыгичев и др. – М.: Машиностроение-1, 2015. – 482 с.

13 Григорьев, В.И. Справочник энергетика/ под ред. А.Н. Чохонидзе. – М.: Колосс, 2016. – 356 с.

14 Плетнев, Г.П., Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 2 с.

15 Грибанов, А.И. Расчет дымовой трубы. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по дисциплине «Вопросы экологии при эксплуатации теплоэнергетического оборудования», Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2015. – 22 с.

16 Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2016. – 51 с.

17 Пугач, Л.И. Энергетика. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – 234 с.

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

18 Ремезов, А.Н. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов/ А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров и др. / под ред. А.С. Седлова. – М.: Издательство МЭИ, 2016. – 198 с.

19 Белов, С.В. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов / В.А. Девисиллов, А.В. Ильницкая и др. / Под общ. ред. С.В. Белова. 5-е изд. исправленное и доп. – М.: Высшая школа, 2015. – 605 с.

20 ГОСТ 12.1.038-01 ССБТ Электробезопасность. Предельно-допустимые нормы напряжений прикосновений токов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2015. – 6 с.

21 ГОСТ 12.1.030-01 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление официальное издание, – М.: ИПК Издательство стандартов, 2015. – 8 с.

22 ГОСТ 12.1.004-02 Пожарная безопасность. Общие требования. Официальное издание, – М.: ИПК Издательство стандартов, 2017. – 6 с.

23 ГОСТ 12.1.010-02 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2019. – 6 с.

24 ГОСТ 12.2.049-02 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2015. – 5 с.

25 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. – М.: Российская газета – Федеральный выпуск № 5050 (226), 2015.

26 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Государственный стандарт, 2015. – 22 с.

27 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормконтролю: методические указания. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 47с.

28 Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 (ред. от 29.06.2018) "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах"

29 Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных данных – 2-е изд., перераб. и доп. / –М.: Энергоатомиздат, 2015, 80 с.

30 Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей. Под ред. Николаева А.А.

31 Соколов, Е.Я. Теплофикация. – М.: Издательство МЭИ, 2015. – 471 с.

32 Манюк, В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник/ Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др. / -М.: Стройиздат, 2019.–432с.

33 Коровина, О.В. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления: Справочник/Ю.М. Кострикин, Н.А. Мещерский. –М.: Энергоатомиздат, 2017.–254с.

34. Прокопеня, И.Н. Экология промышленных технологий/ О.Ф. Краецкая, С.В. Белов и др. – Минск: БНТУ, 2017. – 107 с.

35. ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробез-

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

опасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Государственный стандарт, 2016. – 5 с.

36. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. – М.: Государственный стандарт, 2015. – 21 с.

37. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: Государственный стандарт, 2017. – 12 с.

38. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Государственный стандарт, 2015. – 17 с.

39. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. – М.: Государственный стандарт, 2018. – 31 с.

40. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Государственный стандарт, 2015. – 22 с.

41 Информационная база Интернет – <http://www.mechel-energo.ru/>

42 Информационная база Интернет – <https://perevozka24.ru/arenda-spetstehniki/avtokrany-100-tonn/chelyabinskaya-oblast/chelyabinsk>

43 Информационная база Интернет – https://remont-kotla24.ru/tseni/tseni_na_puskonaladochnie_raboti

44 Информационная база Интернет – <https://www.novatek74.ru/naselenie/tarify/roznichnye-tseny-na-prirodnyy-gaz>

45 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие/ А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 40 с.

46 Информационная база Интернет – <http://nzeo.ru/shop/gorelki/rgmg-10-rgmg-20-rgmg-30>

47 Информационная база Интернет – <http://www.xn----itbaknjhclge7ak2ih.xn--p1ai/metallolom/chelyabinsk/>

					13.03.01.2020.046.18 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Модель дерева целей проекта реконструкции

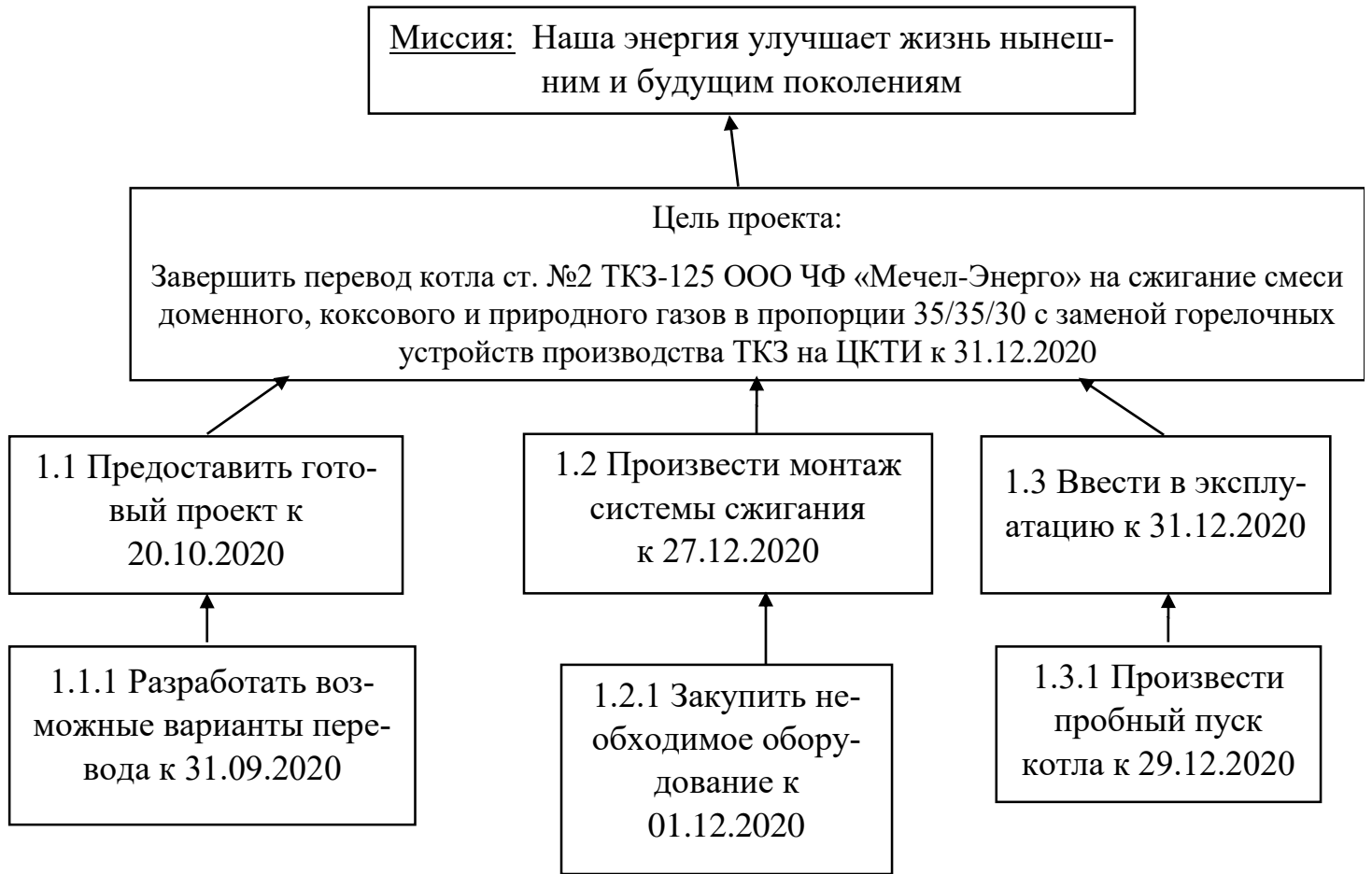


Рисунок А.1 – Модель дерева целей проекта