

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 ПТО АО «ТЭО»  
\_\_\_\_\_ К.А. Просолупов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**Реконструкция котельного агрегата КО-III-200 ТЭЦ АО «ЕВРАЗ-НТМК»  
г.Нижний Тагил путем замены горелочных устройств  
и усовершенствования системы автоматики**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2020.028.07 ПЗ ВКР

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

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ А.И. Грибанов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

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

Автор работы,  
студент группы П-480  
\_\_\_\_\_ А.С. Горбач  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Челябинск 2020

## АННОТАЦИЯ

Горбач А.С., Реконструкция котельного агрегата КО-III-200 ТЭЦ АО «ЕВРАЗ-НТМК» г. Нижний Тагил путем замены горелочных устройств и усовершенствования системы автоматики. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2020, 87 с., 2 ил., библиогр. список – 48 наим., 5 листов чертежей ф. А1, 2 демонстрационных листа ф. А1.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен проект реконструкции котельного агрегата КО-III-200 города Нижний Тагил на ТЭЦ АО «ЕВРАЗ-НТМК» путем замены горелочных устройств и усовершенствования системы автоматики. Рассмотрены эффективность данного проекта, выполнены теплотехнический, поверочный расчеты котельного агрегата КО-III-200. Технически обоснованы подводы газопроводов природного и коксового газов к горелкам реконструированного котельного агрегата, а так же экономически доказана целесообразность и актуальность рассматриваемого проекта. Рассмотрена новая схема автоматики реконструированного оборудования.

Также приведена информация о регулировании и защите, экологической безопасности, энергосбережении, экологии, автоматизации и безопасности жизнедеятельности.

Графическая часть выполнена на 7-ми листах формата А1 с использованием «AutoCAD 2018», «КОМПАС-3D».

					<i>13.03.01.2020.028.07 ПЗ</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>	<i>Горбач А.С.</i>				Реконструкция котельного агрегата КО-III-200 ТЭЦ АО «ЕВРАЗ-НТМК» г.Нижний Тагил путем замены горелочных устройств и усовершенствования системы автоматики	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Провер.</i>	<i>Грибанов А.И.</i>					<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>з</i>	<i>87</i>
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»				
<i>Н. Контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>									
<i>Утверд.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>									

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЛА КО-III-200 .....	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	9
3 УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ ГОРЕЛКИ.....	10
3.1 Расчет горелочных устройств.....	11
3.1.1 Расчет давления природного газа перед горелкой. ....	11
3.1.2 Необходимая разность давления природного газа.....	11
3.1.3 Необходимая разность давления коксового газа.....	13
4 ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЛА КО-III-200 .....	15
4.1 Расчет горения топлива .....	16
4.2 Действительное количество воздуха и продуктов сгорания .....	20
4.3 Тепловой баланс котельного агрегата и расход топлива.....	23
4.3.1 Основные конструктивные характеристики топки. ....	24
4.3.2 Расчет теплообмена в топке.....	24
4.3.3 Расчет фестона.....	26
4.3.4 Расчет пароперегревателя. ....	28
4.3.5 Расчет хвостовых поверхностей.....	33
4.3.6 Расчет невязки теплового баланса парогенератора.....	42
5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ .....	44
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	47
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	50
7.1 Расчет выбросов окислов азота .....	50
7.2 Поверочный расчет дымовой трубы .....	53
8 СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ КОТЛА КО-III-200.....	57
8.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов .....	57
8.2 Безопасность производственных и процессов оборудования .....	59
8.2.1 Информационные функции .....	59
8.2.2 Функции технологических защит .....	60
8.2.3 Функции ручного регулирования.....	61
8.2.4 Функции местного и дистанционного управления .....	61
8.3 Эксплуатация и назначение сигнализатора.....	61
8.4 Контрольно-измерительные приборы.....	62
8.4.1 Установка манометров, преобразователей и реле давления .....	62
8.4.2 Установка термометров и термопреобразователей.....	63
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИДНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	64
9.1 Опасные и вредные производственные факторы .....	65
9.2 Обеспечение пожарной и взрывобезопасности .....	66
9.3 Тепловое излучение .....	67
9.3.1 Тепловая изоляция .....	67
9.4 Безопасность производственных процессов и оборудования .....	68

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

9.4.1 Общие требования безопасности для оператора котельной .....	67
9.4.2 Действия в аварийных ситуациях .....	67
9.5 Мероприятия по взрывной, врывопожарной, пожарной безопасности	69
10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ .....	70
10.1 Техничко-экономический расчет .....	70
10.1.1 Капитальные затраты на реконструкцию горелок .....	70
10.1.2 Расчет текущих затрат по вариантам технических решений ...	75
10.2 Срок окупаемости проекта.....	77
10.3 Планирование сметы текущих затрат .....	77
10.4 SWOT – анализ вариантов технических решений.....	79
10.5 Планирование целей предприятия и проекта.....	81
10.5.1 Планирование целей проекта в дереве целей при реконструкции котла КО-III-200 .....	81
10.6 График Ганта .....	82
10.7 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	84
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	85

## ВВЕДЕНИЕ

За 115 лет развития российская система теплоснабжения стала самой большой в мире, обеспечивая более 40% мирового централизованного производства тепловой энергии. Она состоит из 50 тыс. локальных систем, обслуживаемых 18 тысячами предприятий. Потребление тепловой энергии составляет около 2 млрд Гкал в год, в том числе от централизованных систем 1,4 млрд Гкал. Рынок тепловой энергии – один из самых больших монопродуктовых рынков страны.

Интенсивная эксплуатация – основная причина постепенного изнашивания оборудования в котельных. Дорогое содержание, устаревшее оборудование и изношенные сети ведут к большим эксплуатационным расходам.

Основные причины того, что фактический КПД котельных ниже регламентного, заключаются в: невысоком качестве теплоносителя; нарушении качества топлива; устаревшем оборудовании и нарушении дисциплины его ремонтов или недостаточного ремонта; применении непрофильной автоматики. Существуют возможности повышения КПД котельных как за счет усовершенствования газового оборудования, так и за счет повышения эффективности эксплуатации, а также автоматизации уже имеющегося оборудования.

Также котельные загрязняют воздушный бассейн выбросами загрязняющих веществ, образующихся при недожоге топлива в котлах, неисправности горелочных устройств. В результате большая часть этих вредных газообразных выбросов поступает в атмосферу планеты и значительно загрязняет ее.

Реконструкция котельного агрегата – это полная или частичная замена изношенного котельного оборудования на новое, техническое совершенствование теплового источника, оптимизация работы системы в целях повышения эффективности работы установки, снижения эксплуатационных затрат и приведения котельной в полное соответствие современным требованиям.

Деньги, вложенные в реконструкцию котла вернуться в виде экономии через несколько лет. Как правило, подобные работы проводятся на базе существующих стационарных котельных, оборудование которых изношено, физически и морально устарело. Главной задачей реконструкции является использование накопленного опыта и более широкое применение новых технологий, благодаря которым можно поднять надежность и эффективность производства тепловой энергии на котельных [46].

За последние годы в России накоплен значительный опыт повышения эффективности работы систем теплоснабжения с использованием новейших технологий, которые нужно максимально применять при реконструкции теплоэнергетического оборудования.

В выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция котельного агрегата КО-III-200, который принадлежит филиалу АО «ЕВРАЗ НТМК» в городе Нижний Тагил Свердловской области. Предложен проект замены пылегазовых горелок на комбинированные газовые горелки ГКГ-15 с обвязкой.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

# 1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЛА КО-III-200

В основных направлениях экономического и социального развития России в настоящее время предусматривается дальнейшее развитие и совершенствование систем теплоснабжения на основе технического прогресса в энергетике. Вопросы укрепления и расширения топливно-энергетической базы страны вообще и централизованного теплоснабжения в частности приобретают особую актуальность в связи с необходимостью ускоренного ввода мощностей и развития интенсивных методов генерации тепла при постепенном истощении месторождений органического топлива, что приводит к его удорожанию и, следовательно, к необходимости строжайшей экономии. Расширение топливно-энергетической базы и получение электрической и тепловой энергии тесно связаны с общим техническим прогрессом страны. При этом наряду с возведением новых мощных теплогенераторов для покрытия потребностей в тепловой энергии (предприятий и растущего жилого фонда) масштабно используется расширение, модернизация и реконструкция существующих котельных установок. Это способствует повышению производительности тепловой энергии в требуемых пределах весьма быстро и при относительно небольших затратах.

Продолжительный период времени на ТЭЦ АО «ЕВРАЗ» НТМК основным поступавшим топливом был уголь, который не удовлетворяет требованиям, заложенным в него проектом. Сегодня отличительной чертой данного угольного топлива является нестабильность качества при высокой цене и экологическими проблемами, возникающими при использовании данного угля. Экологические проблемы объясняются повышенной зольностью угля. Условия, диктуемые рыночной экономикой, вынуждают к поиску альтернативного источника топлива. В виду ограничения наложенными существующим оборудованием, котел КО-III-200 был переведен на другой вид топлива – природный и коксовый газы. При этом появляется необходимость реконструкции всей системы сжигания топлива, замена горелочных устройств и подвод газопроводов [46].

После реконструкции системы сжигания, количество ремонтных работ на котельном агрегате должно уменьшиться, что влечет за собой уменьшение расходов на эксплуатацию оборудования.

Чтобы добиться весомого уменьшения шлакования экранов, а также снижения выбросов в атмосферу  $NO_x$ , снижения расхода топлива, повышения КПД котельного агрегата в данном проекте предлагается реконструкция системы сжигания топлива, а именно горелки. Суть работы заключается в том, что на котельном агрегате производится реконструкция подводов топлива и воздуха в горелку. На котельном агрегате КО-III-200 были установлены горелки для сжигания угольной пыли [43]. Пылепровод был заглушен на входе в горелку. Старые горелочные устройства не соответствовали требованиям, а именно отсутствовали устройства по контролю за наличием факела в топке и автоматического устройства для прекращения подачи топлива в топку в случае погасания факела. По результатам испытаний выявлено затягивания факела в амбразуры горелок.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

В выпускной квалификационной работе производится реконструкция котла путем замены пылегазовых горелок на комбинированные газовые горелки. На котле установлено шесть газовых комбинированных горелок номинальной тепловой мощностью 15 МВт. Горелочные устройства предназначены для сжигания природного и коксового газов и являются устройствами с ручным управлением. Розжиг горелок производится стационарным запально-защитными устройствами. Выбранные для установки горелки идентичны по тепловой мощности с существующими, поэтому конструктив боковых стенок топок котлов не меняется в части установки горелок. Коксовый газ является вторичным энергоресурсом для предприятия, так как коксохимическое производство связано с непрерывным процессом образования коксового газа [38].

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) была пущена в работу в 1940–1941 г. в составе Ново-Тагильского металлургического завода позднее переименованного в Нижнетагильский металлургический комбинат (НТМК). Он состоит из разных эксплуатационных цехов. ТЭЦ является самостоятельным структурным производственно-хозяйственным подразделением общества, входящим в подразделение цехов управления главного энергетика. В котельной помимо реконструируемого котла КО-III-200, также находятся другие котлоагрегаты приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные сведения о котлоагрегатах

Станционный №	Тип котла	Завод изготовитель, Зав №	Дата изготовления	Дата пуска в эксплуатацию	Производительность, т/ч, Гкал/ч
1	КО-111-200	ЛМЗ, № 3302	1940	1940	200
2	КО-111-200	ЛМЗ, № 3303	1940	1940	200
3	КО-111-200	ЛМЗ, № 3310	1941	1941	200
4	ТП-9	Таганрогский завод «Красный котельщик»	1941	1943	200
5	Фирма «Рилей Стокер»	США, № 2119	1943	1947	200
6	Фирма «Комбашен»	США, № 7535	1943	1952	200
7	ПК-14-2	Г. Подольск, ЗИО № 24	1961	1965	200
8	ПК-14-2	Г. Подольск, ЗИО № 41	1968	1969	200
9	БКЗ-220-1	-	-	2004	200

На предприятии установлено 2 дымовых трубы по 50 метров на 9 котлов: в первую поступают дымовые газы от котлов: ТП-9, Комбашен, Рилей-Стокер, два ПК-14-2, БКЗ-220-1, во вторую от котлов: КО-III-200 в количестве 3 штуки.

## 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.

Рассмотрение вопросов обоснования и актуальности разработки источника теплоснабжения произведено на основе государственной программы Свердловской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» на 2016 – 2020 гг., а также интернет-публикация «В регионе продолжается работа по модернизации и замене неэффективных котельных» на сайте Правительства Свердловской области.

Тепловой расчет парового котла КО-III-200 произведен с использованием литературы «Тепловой расчет котельных агрегатов», под редакцией Митор В.В., Н.В. Кузнецова и др . [16]

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 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»

Экономическая часть работы выполнена по материалам учебного пособия А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника» ЮУрГУ, 2018 год» [19].

При рассмотрении вопросов безопасности жизнедеятельности ключевым нормативно-правовым документом послужил приказ Минтруда России от 17.08.2015 № 551н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок». Помимо него был использован ряд других нормативно-правовых актов, а также учебник «Безопасность жизнедеятельности» под редакцией авторов Э.А. Арустамова, А.Е. Волощенко, Г.В. Гуськова и др.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



### 3 УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ ГОРЕЛКИ

На котле установлено по шесть газовых комбинированных горелок (ГКГ-15) номинальной тепловой мощностью 15 МВт. Конструкция представляет собой аппарат для сжигания природного и коксового газов в соответствии с рисунком 3.1. Горелка состоит из трех коаксиально расположенных труб, внутренние диаметры которых составляют 100, 207 и 900 мм. На трубе  $\text{Ø}219 \times 4,5$  установлены ребра для закручивания вентиляторного воздуха.

Центральная труба  $\text{Ø} 108 \times 4$  предназначена для подвода природного газа, труба  $\text{Ø} 219 \times 4,5$  – для коксового газа. Газовое сопло, выполненное из трубы 10X23ХН18, имеет два ряда отверстий, расположенных по окружности трубы, первый ряд для выхода коксового газа состоит из 16 прямоугольных отверстий размером 20x83 мм, второй ряд для выхода природного газа 12 отверстий 11x40 мм [48].

Сжигание топлива, подаваемого через горелочные устройства, производится за счет вентиляторного воздуха, нагретого до  $320\text{ }^{\circ}\text{C}$  в пластинчатом теплообменнике. Для обеспечения на поверхности горелки температуры не выше  $45\text{ }^{\circ}\text{C}$  корпус горелки необходимо покрыть матами из супертонкого базальтового волокна толщиной 60 мм, или теплоизоляционным материалом с аналогичными свойствами.

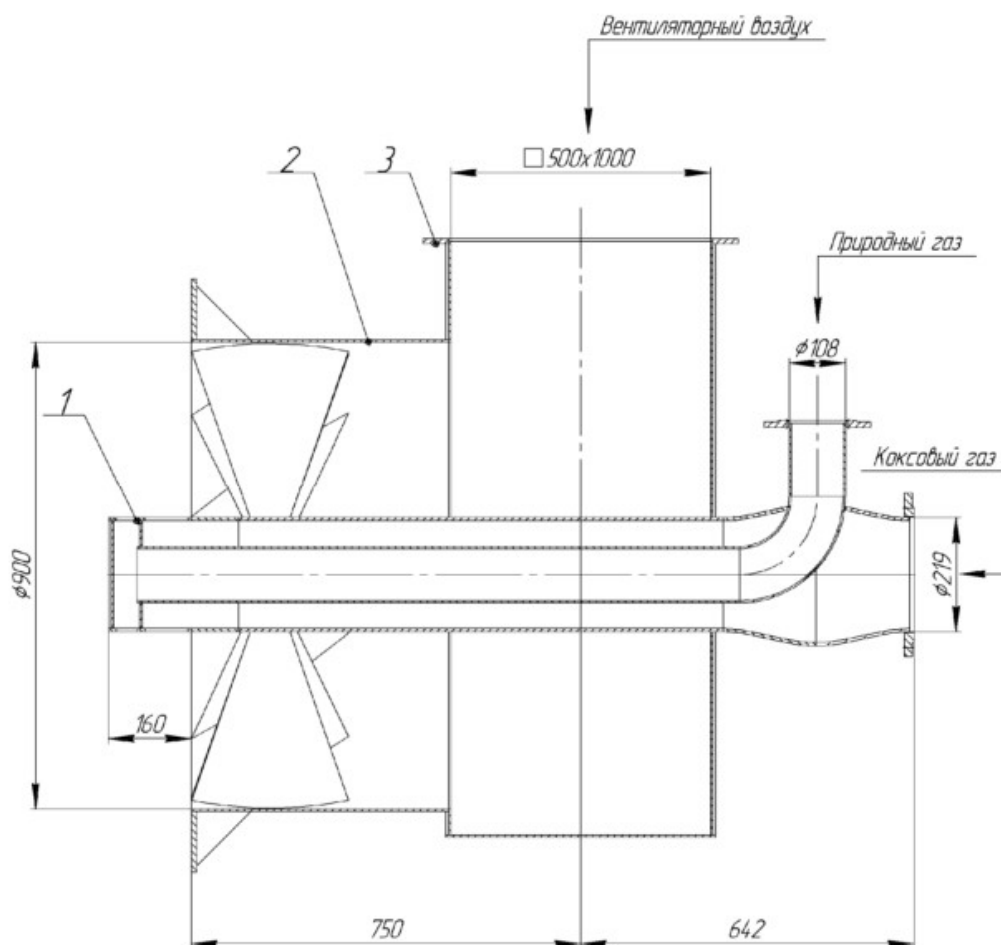


Рисунок 3.1 – Горелка комбинированная газовая ГКГ-15:  
1 – газовое сопло; 2 – корпус горелки; 3 – подвод воздуха

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2020.028.07 ПЗ

Лист

10

### 3.1 Расчет горелочных устройств

Горелки комбинированные газовые типа ГКГ-15 предназначены для сжигания коксового и природного газов среднего давления для получения тепловой энергии систем теплоснабжения зданий. Горелочные устройства ГКГ-15 предназначены для сжигания природного и коксового газов и являются устройствами с ручным управлением. Воспламенение газа происходит в горелочном камне посредством ЗСУ-ПИ-45-03, а горение в топочной камере котла, ЗСУ устанавливается в патрубок Ø89x4 расположенный на корпусе горелки. В составе ЗСУ-ПИ входят:

- запальная горелка инжекционная с встроенными ионизационным датчиком, тип-ЗГИ с диаметром ствола 45 мм
- источник высокого напряжения типа – ИВН-ТР;
- клапан электромагнитный типа – ВН-1/2-Н-4 или КЭГ-15;
- датчики пламени основной горелки, фотодатчики типа – ФД-02 или ФД-05ГМ [38].

#### 3.1.1 Расчет давления природного газа перед горелкой

Пропускная способность горелки по газу рассчитывается по формуле (3.1):

$$Q=3600 \cdot \mu_c \cdot F \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_2}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (3.1)$$

где  $\mu_c$  – коэффициент расхода;

$F$  – суммарная площадь выходных отверстий;

$\rho_2$  – плотность газа;

$\Delta P$  – необходимая разность давления до и после горелки.

#### 3.1.2 Необходимая разность давления природного газа

Горелка ГКГ-15 работает на природном и коксовом газе исходные данные для природного газа:

1. Номинальный расход коксового газа,  $Q = 1500 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ;
2. Плотность коксового газа,  $\rho_2 = 0,73 \text{ кг/нм}^3$ ;
3. Коэффициент расхода,  $\mu_c = 0,62$ ;
4. Температура коксового газа,  $T_2 = 283 \text{ К}$ ;
5. Суммарная площадь выходных отверстий,  $F = 0,00528 \text{ м}^2$ ;
6. Площадь проходного сечения в газовой трубе горелки,  $F_2 = 0,007854 \text{ м}^2$ ;
7. Площадь проходного сечения в воздушной трубе горелки,  $F_6 = 0,6 \text{ м}^2$ ;
8. Плотность воздуха,  $\rho_6 = 1,293 \text{ кг/нм}^3$ ;
9. Температура вентиляторного воздуха,  $T_6 = 593 \text{ К}$ ;
10. Номинальный расход воздуха,  $Q_6 = 15939 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ;
11. Температура при нормальных физических условиях,  $T = 273 \text{ К}$ ;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

12. Коэффициент сопротивления цилиндрического канала коксового газа,  $\zeta_2 = 0,6$ ;

13. Коэффициент сопротивления цилиндрического канала воздуха,  $\zeta_6 = 1,2$ .

Необходимый перепад давления газа перед выходными отверстиями горелки, найдем по формуле (3.2), Па:

$$\Delta P = \left( \frac{Q \cdot T_2}{T} \right)^2 \cdot \rho_2 \cdot \frac{T}{(T_2 \cdot 2 \cdot (3600 \cdot \mu_c \cdot F)^2)} \quad (3.2)$$

Воспользуемся формулой (3.2):

$$\Delta P = \left( \frac{1500 \cdot 283}{273} \right)^2 \cdot 0,73 \cdot \frac{273}{(283 \cdot 2 \cdot (3600 \cdot 0,62 \cdot 0,00528)^2)} = 6130 \text{ Па}$$

Скорость выхода газовой струи из выходного отверстия по формуле (3.3), м/с:

$$W = \frac{Q \cdot T_2}{(T \cdot 3600 \cdot F)} \quad (3.3)$$

Воспользуемся формулой (3.3):

$$W = \frac{1500 \cdot 283}{(273 \cdot 3600 \cdot 0,00528)} = 81,8 \text{ м/с}$$

Скорость газа в газовой трубе горелки найдем по формуле (3.4), м/с:

$$W_m = \frac{Q \cdot T_2}{(T \cdot 3600 \cdot F_2)} \quad (3.4)$$

Воспользуемся формулой (3.4):

$$W_m = \frac{1500 \cdot 283}{(273 \cdot 3600 \cdot 0,007854)} = 55,0 \text{ м/с}$$

Потери давления в газовой трубе ищем по формуле (3.5), Па:

$$\Delta p_m = \zeta_2 \cdot W_m^2 \cdot \rho_2 \cdot \frac{T}{2g \cdot T_2} \quad (3.5)$$

Воспользуемся формулой (3.5):

$$\Delta p_m = 0,6 \cdot 55^2 \cdot 0,73 \cdot \frac{273}{19,62 \cdot 283} = 639 \text{ Па}$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Скорость воздуха в горелке рассчитываем по формуле (3.6), м/с:

$$W_в = \frac{Q_в \cdot T_в}{(T \cdot 3600 \cdot F_в)} \quad (3.6)$$

Воспользуемся формулой (3.6):

$$W_в = \frac{15939 \cdot 593}{(273 \cdot 3600 \cdot 0,6)} = 16 \text{ м/с}$$

Потери давления воздуха на участке горелки от лопаток до выходного сечения газа рассчитываем по выражению (3.7), Па:

$$\Delta p_в = \zeta_в \cdot W_в^2 \cdot \rho_в \cdot \frac{T}{2g \cdot T_в} \quad (3.7)$$

Воспользуемся формулой (3.7):

$$\Delta p_в = 1,2 \cdot 16^2 \cdot 1,293 \cdot \frac{273}{19,62 \cdot 593} = 9,4 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} = 92 \text{ Па}$$

Потери давление газа перед горелкой определим по формуле (3.8), Па:

$$p_2 = \Delta p + \Delta p_m + \Delta p_в \quad (3.8)$$

Воспользуемся формулой (3.8):

$$p_2 = 6130 + 639 + 92 = 6861 \text{ Па}$$

### 3.1.3 Необходимая разность давления коксового газа

Исходные данные для коксового газа:

1. Номинальный расход коксового газа,  $Q = 3270 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ;
2. Плотность коксового газа,  $\rho_2 = 0,47 \text{ кг/нм}^3$ ;
3. Коэффициент расхода,  $\mu_c = 0,62$ ;
4. Температура коксового газа,  $T_2 = 313 \text{ К}$ ;
5. Суммарная площадь выходных отверстий,  $F = 0,02656 \text{ м}^2$ ;
6. Площадь проходного сечения в газовой трубе горелки,  $F_2 = 0,0254 \text{ м}^2$ ;
7. Площадь проходного сечения в воздушной трубе горелки,  $F_в = 0,6 \text{ м}^2$ ;
8. Плотность воздуха,  $\rho_в = 1,293 \text{ кг/нм}^3$ ;
9. Температура вентиляторного воздуха,  $T_в = 593 \text{ К}$ ;
10. Номинальный расход воздуха,  $Q_в = 16187 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ;
11. Температура при нормальных физических условиях,  $T = 273 \text{ К}$ ;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

12. Коэффициент сопротивления цилиндрического канала коксового газа,  $\zeta_2 = 0,6$ ;

13. Коэффициент сопротивления цилиндрического канала воздуха,  $\zeta_6 = 1,2$  [38].

Необходимое давление коксового газа перед выходными отверстиями, рассчитаем по формуле (3.2):

$$\Delta P = \left( \frac{3270 \cdot 283}{273} \right)^2 \cdot 0,73 \cdot \frac{273}{(283 \cdot 2 \cdot (3600 \cdot 0,62 \cdot 0,02656)^2)} = 820 \text{ Па}$$

Скорость выхода газовой струи из выходного отверстия для коксового газа, вычислим по формуле (3.3):

$$W = \frac{3270 \cdot 283}{(273 \cdot 3600 \cdot 0,02656)} = 35,5 \text{ м/с}$$

Скорость газа в газовой трубе горелки, найдем по выражению (3.4):

$$W_m = \frac{3270 \cdot 283}{(273 \cdot 3600 \cdot 0,0245)} = 42,5 \text{ м/с}$$

Потери давления в газовой трубе рассчитаем по формуле (3.5):

$$\Delta p_m = 0,6 \cdot 42,5^2 \cdot 0,73 \cdot \frac{273}{19,62 \cdot 283} = 22,7 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} = 223 \text{ Па}$$

Скорость воздуха в горелке найдем по формуле (3.6):

$$W_6 = \frac{16187 \cdot 593}{(273 \cdot 3600 \cdot 0,6)} = 16,3 \text{ м/с}$$

Потери давления воздуха на участке горелки от лопаток до выходного сечения для вычисления воспользуемся формулой (3.7):

$$\Delta p_6 = 1,2 \cdot 16,3^2 \cdot 1,293 \cdot \frac{273}{19,62 \cdot 593} = 9,6 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} = 94 \text{ Па}$$

Потери давление газа перед горелкой рассчитаем по формуле (3.8):

$$p_2 = 820 + 223 + 94 = 1137 \text{ Па}$$

Вывод: в ходе расчета горелки ГКГ-15 были вычислены необходимые давления природного и коксового газа перед выходными отверстиями, скорость газа и воздуха в горелке, потери давления газа и воздуха перед горелочными устройствами.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

## 4 ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЛА КО-III-200

Котельный агрегат КО-III-200 – однобарабанный, вертикально-водотрубный, естественной циркуляцией, предназначен для сжигания угля. В процессе эксплуатации реконструировался: демонтирована система пылеприготовления (мельницы, сепаратор пыли, циклон, пылепитатели, мельничный вентилятор), демонтирована система жидкого шлакоудаления, котельный агрегат был переведен на жидкое топливо – смесь природного и коксового газов. На котел установлены горелки конструкции ГКГ-15 [38].

Котел имеет П-образную компоновку. Особенностью конструкции является своеобразное выполнение конвективного пучка. Конвективный пучок со слабо-наклоненными трубами состоит из частично отводящих труб фронтального и заднего экранов, а частично из труб, присоединенных к отдельно горизонтальному коллектору [45].

Топочная камера призматической формы полностью экранирована трубами, имеет холодную воронку в нижней части топки. На каждой боковой стенке расположены газомазутные горелки по три штуки на каждую сторону.

Пароперегреватель параллельно – противопоточный, расположен в горизонтальном газоходе. За пароперегревателем в нисходящем газоходе (конвективная шахта) в рассечку по ходу газа последовательно размещены две ступени водяного экономайзера, II ступень воздухоподогревателя, I ступень водяного экономайзера, I ступень воздухоподогревателя.

части барабана размещается дырчатый щит для равномерного распределения пара в паровом объеме. Температура перегретого пара регулируется с помощью поверхностных пароохладителей, змеевики которых встроены в коллекторы насыщенного пара. На пароохладители подается питательная вода.

Исходные данные котельного агрегата КО-III-200:

1. Паропроизводительность агрегата  $D = 200$  т/ч;
2. Давление пара на выходе из пароперегревателя  $P_k = 3,0$  МПа.;
3. Давление пара в барабане котла  $P_{n,n} = 34$  МПа;
4. Давление питательной воды  $P_{n,в} = 5,4$  МПа;
5. Температура перегретого пара  $t_{n,n} = 425$  °С;
6. Питательной воды перед экономайзером  $t_{n,в}$ , 104 °С
7. Топливо: смесь природного и коксового газов (Таблица 4.1).

Тепловая доля:

- природный газ 70 %;
- коксовый газ 30 %.

Таблица 4.1 – Состав сухих газов по объему

Природный газ	Коксовый газ
1	2
CH <sub>4</sub> = 95,7 %	H <sub>2</sub> = 57,72 %
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 2,2 %	CH <sub>4</sub> = 22,73 %

Продолжение таблицы 4.1

1	2
N <sub>2</sub> = 1,36 %	N <sub>2</sub> = 7,0 %
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> = 0,16 %	CO = 6,89 %
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> = 0,05 %	CO <sub>2</sub> = 2,76 %
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> = 0,43 %	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 1,91 %
CO <sub>2</sub> = 0,1 %	O <sub>2</sub> = 0,99 %
∑ = 100 %	∑ = 100 %

Низшая теплота сгорания природного газ рассчитываем по формуле (4.1):

$$Q_{n(ПГ)}^p = 0,01 \cdot [Q_{H_2S} \cdot 5 + Q_{CO} \cdot CO + Q_{H_2} \cdot H_2 + \sum (QC_nH_m \cdot C_nH_m)] \cdot 4,19 \quad (4.1)$$

Низшая теплота сгорания природного газ определяем по формуле (4.1):

$$Q_{n(ПГ)}^p = 0,01 \cdot (8555 \cdot 95,7 + 15226 \cdot 2,2 + 21795 \cdot 0,43 + 28338 \cdot 0,16 + 34890 \cdot 0,05) \cdot 4,19 = 36365 \text{ кДж/м}^3$$

Низшая теплота сгорания коксового газа рассчитывается по формуле (4.2):

$$Q_{n(КГ)}^p = 0,01 \cdot [Q_{H_2S} \cdot 5 + Q_{CO} \cdot CO + Q_{H_2} \cdot H_2 + \sum (QC_nH_m \cdot C_nH_m)] \cdot 4,19 \quad (4.2)$$

Низшая теплота сгорания коксового газа рассчитывается по формуле (4.2):

$$Q_{n(КГ)}^p = 0,01 \cdot (2579 \cdot 57,72 + 8555 \cdot 22,73 + 14105 \cdot 1,91 + 3018 \cdot 6,89) \cdot 4,19 = 16400 \text{ кДж/м}^3$$

#### 4.1 Расчет горения топлива

Определение низшей теплоты сгорания смеси (4.3):

$$Q_{n(см)}^p = D_{ПГ} \cdot Q_{n(ПГ)}^p + D_{КГ} \cdot Q_{n(КГ)}^p \quad (4.3)$$

где  $Q_{n(ПГ)}^p$  – низшая теплота сгорания природного газа;

$Q_{n(КГ)}^p$  – низшая теплота сгорания природного газа;

$D_{ПГ}$  – процентное содержание коксового газа;

$D_{КГ}$  – процентное содержание природного газа.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Рассчитываем низшую теплоту сгорания смеси газов по формуле (4.3):

$$Q_{n(см)}^p = 0,7 \cdot 36365 + 0,3 \cdot 16400 = 30375,5 \text{ кДж/м}^3$$

Необходимое количество смеси (4.4):

$$V_{см} = \frac{D \cdot (i_{nn} - i_{ne})}{Q_{n(см)}^p \cdot \eta} \quad (4.4)$$

где  $Q_{n(см)}^p$  – низшая теплота сгорания смеси природного и коксового газов;

$\eta$  – КПД котельного агрегата по паспорту 0,89 (по паспорту);

$D$  – паропроизводительность котельного агрегата.

Необходимое количество смеси вычисляем по формуле (4.4):

$$V_{см} = \frac{200 \cdot 10^6 (3350 - 437,76)}{30375,5 \cdot 0,89} = 21\,559,65 \text{ м}^3/\text{ч}$$

В процессе теплового расчета водогрейного котла определяются теоретический и действительный объем воздуха и продуктов сгорания. Необходимое количество природного газа находим по формуле (4.5):

$$V_{(ПГ)} = V_{см} \cdot D_{ПГ} \quad (4.5)$$

где  $V_{см}$  – объем смеси природного и коксового газов;

$D_{ПГ}$  – процентное содержание природного газа.

Рассчитаем необходимое количество природного газа по формуле (4.5):

$$V_{(ПГ)} = 21\,559,65 \cdot 0,7 = 15091,76 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Рассчитаем по выражению (4.6):

$$V_{(КГ)} = V_{см} \cdot D_{КГ} \quad (4.6)$$

где  $V_{см}$  – объем смеси природного и коксового газов;

$D_{КГ}$  – процентное содержание коксового газа.

Воспользуемся формулой (4.6):

$$V_{(КГ)} = 21\,559,65 \cdot 0,3 = 6\,467,89 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для выполнения теплового расчета топки и отдельных поверхностей нагрева котельного агрегата необходимо определить количество продуктов сгорания и объем воздуха при сжигании смеси природного и коксового газов [38].

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17



Для коксового газа необходимо произвести расчет объемов избытка воздуха и продуктов сгорания при сжигании 1 м<sup>3</sup> коксового газа:

а) теоретически необходимое количество воздуха при сжигании коксового газа рассчитаем по формуле (4.7):

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.7)$$

где  $n$  – число атомов водорода;

$m$  – число атомов углерода.

Определим теоретический объем продуктов сгорания по формуле (4.7):

$$V_{KG}^0 = 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot 6,89 + 0,5 \cdot 57,2 + \left( 1 + \frac{1}{4} \right) \cdot 22,73 + \left( 2 + \frac{2}{4} \right) \cdot 1,91 - 0,99 \right] = 3,92 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

б) теоретический объем азота найдем по формуле (4.8):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.8)$$

Воспользуемся формулой (4.8):

$$V_{N_2(KG)}^0 = 0,79 \cdot 3,92 + \frac{7}{100} = 3,17 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

в) объем трехатомных газов определим по формуле (4.9):

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot \left[ CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n \right], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.9)$$

Воспользуемся формулой (4.9):

$$V_{RO_2(KG)}^0 = 0,01 \cdot [2,76 + 6,89 + 0 + 22,73 + 2 \cdot 1,91] = 0,36 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

г) теоретический объем водяных паров найдем по формуле (4.10):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left[ H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.mл.} \right] + 0,0161 \cdot V^0 \quad (4.10)$$

Воспользуемся формулой (4.10):

$$V_{H_2O(KG)}^0 = 0,01 \cdot \left( 0 + 57,2 + \frac{4}{2} \cdot 22,73 + \frac{4}{2} \cdot 1,91 + 0,124 \cdot 5,1 \right) + 0,0161 \cdot 3,92 = 1,14 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Определение объемов воздуха и продуктов сгорания при сжигании 1 м<sup>3</sup> природного газа [38]:

а) теоретически необходимое количество воздуха при сжигании природного газа, рассчитываем по формуле (4.7):

$$V_{III}^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot 0 + 0,5 \cdot 0 + 1,5 \cdot 0 + \left(1 + \frac{4}{4}\right) \cdot 95,7 + \left(2 + \frac{6}{4}\right) \cdot 2,2 + \left(2 + \frac{8}{4}\right) \cdot 0,43 + \left(4 + \frac{10}{4}\right) \cdot 0,16 + \left(5 + \frac{12}{4}\right) \cdot 0,05 - 0] = 9,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

б) теоретический объем азота определяем по формуле (4.8):

$$V_{N_2(III)}^0 = 0,79 \cdot 9,58 + \frac{1,36}{100} = 7,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

в) объем трехатомных газов рассчитываем по формуле (4.9):

$$V_{RO_2(III)} = 0,01 \cdot [0,1 + 1 \cdot 95,7 + 2 \cdot 2,2 + 3 \cdot 0,43 + 4 \cdot 0,16 + 5 \cdot 0,05] = 1,02 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

г) теоретический объем водяных паров определяем по формуле (4.10):

$$V_{H_2O(III)}^0 = 0,01 \cdot \left(0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot 95,7 + \frac{6}{2} \cdot 2,2 + \frac{8}{2} \cdot 0,43 + \frac{10}{2} \cdot 0,05 + 0,124 \cdot 10\right) + 0,0161 \cdot 9,58 = 2,17 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем воздуха и продуктов сгорания при сжигании 1 м<sup>3</sup> смеси газа в процентном соотношении: природный газ – 70 %, коксовый газ – 30 %, при работы парового котла КО-III-200:

а) теоретически необходимое количество воздуха найдем по формуле (4.11):

$$V_{см}^0 = D_{КГ} \cdot V_{КГ}^0 + (1 - D_{КГ}) \cdot V_{III}^0 \quad (4.11)$$

Воспользуемся формулой (4.11):

$$V_{см}^0 = 0,3 \cdot 3,92 + (1 - 0,3) \cdot 9,58 = 7,88 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

б) теоретический объем азота рассчитаем по формуле (4.12):

$$V_{N_2(см)}^0 = D_{КГ} \cdot V_{N_2(КГ)}^0 + (1 - D_{КГ}) \cdot V_{N_2(III)}^0 \quad (4.12)$$

Воспользуемся формулой (4.12):

$$V_{N_2(см)}^0 = 0,3 \cdot 3,17 + (1 - 0,3) \cdot 7,58 = 6,26 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

в) объем трехатомных газов рассчитаем по формуле (4.13):

$$V_{RO_2(см)}^0 = D_{КГ} \cdot V_{RO_2(КГ)}^0 + (1 - D_{КГ}) \cdot V_{RO_2(ПГ)}^0 \quad (4.13)$$

Воспользуемся формулой (4.13):

$$V_{RO_2(см)}^0 = 0,3 \cdot 0,36 + (1 - 0,3) \cdot 1,02 = 0,82 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

г) теоретический объем водяных паров найдем по формуле (4.14):

$$V_{H_2O(см)}^0 = D_{КГ} \cdot V_{H_2O(КГ)}^0 + (1 - D_{КГ}) \cdot V_{H_2O(ПГ)}^0 \quad (4.14)$$

Воспользуемся формулой (4.14):

$$V_{H_2O(см)}^0 = 0,3 \cdot 1,14 + (1 - 0,3) \cdot 2,17 = 1,86 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Коэффициент избытка воздуха: в конце топки  $\alpha_m = 1,15$ ; за конвективной частью  $\alpha_{кч} = 1,2$ ; перед дымовой трубой  $\alpha_{yx} = 1,25$

## 4.2 Действительное количество воздуха и продуктов сгорания

Объем продуктов сгорания в каждом газоходе будет отличаться от теоретического, поэтому необходимо рассчитать действительные объемы газов по газоходам, объемные доли газов, концентрацию золы и приведенную зольность. Так как присосы воздуха не содержат трехатомных газов, то объем этих газов  $V_{RO_2}$  от коэффициента избытка воздуха не зависит и во всех газоходах остается постоянным и равным теоретическому. Реальный объем продуктов сгорания:

а. Объем водяных паров определим по формуле (4.15):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (4.15)$$

б. Объем двухатомных газов найдем по формуле (4.16):

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (4.16)$$

в. Общий объем продуктов сгорания определим по формуле (4.17):

$$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (4.17)$$

г. Объемные доли трехатомных газов рассчитаем по формуле (4.18):

$$r_{RO_2} = V_{RO_2}/V_2 \quad (4.18)$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Полученные в ходе расчетов значения объемов водяных паров, двухатомных газов, продуктов сгорания, также объемные доли трехатомных газов представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева

Величина	Единица	Топка, фстон	Участки конвективных поверхностей нагрева				
			ПП 1 ст	ЭК 2 ст	ВП 2 ст	ЭК 1 ст	ВП 1 ст
Коэффициент избытка воздуха	–	1,16	1,24	1,3	1,36	1,4	1,8
$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	7,521	8,15	8,624	9,097	9,412	12,564
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,880	1,89	1,898	1,906	1,911	1,961
$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	10,221	10,86	11,342	11,823	12,143	15,345
$r_{RO_2} = V_{RO_2}/V_2$	–	0,080	0,076	0,072	0,0694	0,0675	0,053
$r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_2$	–	0,184	0,171	0,167	0,161	0,157	0,128
$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	–	0,264	0,247	0,239	0,23	0,225	0,181

Используя данные характеристики продуктов сгорания топлива в конвективных поверхностях нагрева, найдем их энтальпии полученные данные приведем в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Энтальпия продуктов сгорания

v, °C	I <sup>0</sup> <sub>B</sub>	I <sup>0</sup> <sub>Г</sub>	Участки газового тракта					
			Топка (α <sub>T</sub> =1,16)		ПП (α=1,2)		П ЭК (α=1,3)	
			I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI
100	1040,2	1233,2	–	–	–	–	–	–
200	2096,1	2485,8	–	–	–	–	–	–
300	3175,6	3773,5	–	–	–	–	–	–
400	4271,0	5096,4	–	–	6378	–	6549	–
500	5389,9	6450,2	–	–	8067	1689	8283	1734
600	6540,4	7833,7	–	–	9796	1729	10057	1775
700	7714,5	9253,4	–	–	11568	1772	11876	1819
800	8904,4	10722,6	8943	–	13396	1828	13752	1875
900	10094,3	12215,6	10197	1253	15244	1848	15648	1896
1000	11315,7	13740,6	11477	1280	17135	1891	17588	1940
1100	12568,6	15268,8	12755	1277	19039	1904	–	–
1200	13821,5	16802,3	14038	1282	20949	1909	–	–
1400	16358,9	19991	16719	2681	–	–	–	–
1600	18935,6	23212	19426	2706	–	–	–	–
1800	21504,5	26499,3	22198	2772	–	–	–	–
2000	24144,3	29828,3	24999	2801	–	–	–	–
2200	26784,1	33194,9	27838	2838	–	–	–	–

Продолжение таблицы 4.3

$v, ^\circ\text{C}$	$I_B^0$	$I_G^0$	Участки газового тракта					
			II ВП ( $\alpha=1,36$ )		I ЭК ( $\alpha=1,4$ )		I ВП ( $\alpha=1,8$ )	
			$I$	$\Delta I$	$I$	$\Delta I$	$I$	$\Delta I$
100	1040,2	1233,2	–	–	–	–	1691	–
200	2096,1	2485,8	–	–	3345	–	3408	1717
300	3175,6	3773,5	4948	–	5075	1730	5171	1763
400	4271,0	5096,4	6677	1728	6848	1772	6976	1805
500	5389,9	6450,2	8444	1768	8660	1813	8822	1846
600	6540,4	7833,7	10254	1809	10515	1855	–	–
700	7714,5	9253,4	12108	1854	12416	1901	–	–
800	8904,4	10722,6	14019	1911	–	–	–	–
900	10094,3	12215,6	15951	1932	–	–	–	–
1000	11315,7	13740,6	–	–	–	–	–	–
1100	12568,6	15268,8	–	–	–	–	–	–
1200	13821,5	16802,3	–	–	–	–	–	–
1400	16358,9	19991	–	–	–	–	–	–
1600	18935,6	23212	–	–	–	–	–	–
1800	21504,5	26499,3	–	–	–	–	–	–
2000	24144,3	29828,3	–	–	–	–	–	–
2200	26784,1	33194,9	–	–	–	–	–	–

Определяем энтальпии воздуха и продуктов сгорания все сводим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания

$T, ^\circ\text{C}$	$I_e^0 = V^0 \cdot (ct)_e$	$I_{RO2} = V_{RO2} \cdot (cv)_{RO2}$	$I_{N2}^0 = V^0_{N2} \cdot (cv)_{N2}$	$I_{H2O}^0 = V^0_{H2O} \cdot (cv)_{H2O}$	$I_z^0 = I_{RO2} + I_{N2}^0 + I_{H2O}^0$
100	1040,2	138,6	813,8	280,9	1233,2
200	2096,1	292,7	1627,6	565,4	2485,8
300	3175,6	458,4	2453,9	861,2	3773,5
400	4271,0	633,0	3299,0	1164,4	5096,4
500	5389,9	816,7	4156,6	1476,8	6450,2
600	6540,4	1002,0	5033,0	1798,6	7833,7
700	7714,5	1198,0	5922,0	2133,4	9253,4
800	8904,4	1397,3	6842,2	2483,1	10722,6
900	10094,3	1599,8	7781,2	2834,6	12215,6
1000	11315,7	1805,6	8726,4	3208,5	13740,6
1100	12568,6	2014,7	9671,7	3582,4	15268,8
1200	13821,5	2227,9	10610,7	3963,7	16802,3
1400	16358,9	2656,8	12576,3	4757,9	19991,0
1600	18935,6	3088,9	14542,0	5581,9	23212,8
1800	21504,5	3528,5	16538,9	6431,9	26499,3
2000	24144,3	3971,3	18554,6	7302,4	29828,3
2200	26784,1	4417,3	20595,4	8182,1	33194,9

### 4.3 Тепловой баланс котельного агрегата и расход топлива

При определении  $Q_p^p$  считаем, что предварительный подогрев воздуха и топлива за счёт внешнего источника теплоты отсутствует, тогда  $Q_{в.н} = 0$  и  $i_{мл} = 0$ . Расчетные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчёт теплового баланса котельного агрегата и расхода топлива

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота сгорания топлива	$Q_p^p$	$Q_n^p$	кДж/м <sup>3</sup>	30375,5
Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива	$q_3$	Задано	%	0,5
Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива	$q_4$	Задано	%	3,3
Температура уходящих газов	$t_{yx}$	По выбору	°С	150
Энтальпия уходящих газов	$I_{yx}$	По I–v таблице	кДж/м <sup>3</sup>	2377,77
Температура воздуха в котельной	$t_{х.в.}$	По выбору	°С	30
Температура воздуха в котельной	$t_{х.в.}$	По выбору	°С	30
Теоретическая энтальпия воздуха в котельной	$I_{х.в.}^0$	По I–v таблице	кДж/м <sup>3</sup>	307,32
Потеря теплоты с уходящими газами	$q_2$	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{хв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(2377,7 - 1,8 \cdot 307,32)}{30375,5} \cdot 100 = 6$
Потеря теплоты от наружного охлаждения	$q_5$	Задано	%	1,3
Сумма тепловых потерь	$\Sigma q$	$q_5 + q_4 + q_3 + q_2$	%	$1,3 + 6 + 3,3 + 0,5 = 11,1$
КПД котла	$\eta_{ка}$	$100 - \Sigma q$	%	$100 - 11,1 = 88,9$
Коэффициент сохранения теплоты	$\varphi$	$1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} - q_5}$	–	$1 - \frac{1,3}{88,9 - 1,3} = 0,986$
Паропроизводительность котла	$D$	По заданию	кг/с	55,56
Давление пара в барабане	$p_{б}$	$p_{нн} \cdot 1,1$	МПа	$3,4 \cdot 1,1 = 3,74$
Температура перегретого пара	$t_{пн}$	По заданию	°С	425
Температура питательной воды	$t_{пв}$	По заданию	°С	104
Энтальпия перегретого пара	$i_{пн}$	По I–v таблице	кДж/м <sup>3</sup>	2134

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5
Энтальпия питательной воды	$i_{не}$	По I-У таблице	кДж/м <sup>3</sup>	1759,68
Значение продувки	$p$	По выбору	%	5
Энтальпия воды ( $p_6, t_n$ )	$i_{куп}$	По I-У таблице	кДж/м <sup>3</sup>	1115,5
Полезно использованная теплота	$Q_{КА}$	$D(i_{ин} - i_{не}) + 0,01 \cdot D \times (i_{куп} - i_{не})p$	кВт	$55,56 \cdot (3350-2720) + 0,01 \times 55,56 \cdot (1115,5 - 675,5) \times 5 = 22046,3$
Полный расход топлива	$B$	$\frac{Q_{КА} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta_{КА}}$	м <sup>3</sup> /с	$\frac{22046,3 \cdot 100}{30375,5 \cdot 88,9} = 0,82$
Расчётный расход топлива	$B_p$	$B \cdot 0,01 \cdot (100 - q_4)$	м <sup>3</sup> /с	$0,82 \cdot 0,01 \cdot (100 - 3,3) = 0,79$

### 4.3.1 Основные конструктивные характеристики топки

Котел КО-III-200 имеет П-образную компоновку, в топке происходит сжигание смеси прородного и коксового газов, смешанных в коминированной газовой горелке типа ГКГ-15, конструктивные размеры топки приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет конструктивных характеристик топки

Величина			Единица	Расчёт
Наименование	Обозначение	Расчётная формула или способ определения		
Активный объём топочной камеры	$V_m$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	910
Тепловое напряжение топки расчётное	$q_v$	$B \cdot Q_p^p / V_T$	кВт/м <sup>3</sup>	$0,82 \cdot 30375,5 / 910 = 27,3$
допустимое	$q_v$	Принимаем	кВт/м <sup>3</sup>	35
Количество горелок	$n$	Задано	шт.	6
Теплопроизводительность горелки	$Q_g$	$1,25 \cdot \frac{B \cdot Q_p^p}{n} \cdot 10^{-3}$	МВт	$1,25 \cdot \frac{0,82 \cdot 30375,5}{6} \cdot 10^{-3} = 5,2$

### 4.3.2 Расчет теплообмена в топке

Топочная камера объемом 910 м<sup>3</sup> полностью экранирована трубками бокового и заднего экрана диаметром 180 мм с шагом 100 мм и фронтального экрана 150 мм с шагом 80 мм.

Площадь лучевоспринимающей поверхности топки 850 м<sup>2</sup>. По конструктивным размерам и характеристикам топки производим поверочный расчет теплообмена в топке, который представлен в таблице 4.7. При этом учитываем, что вся площадь лучевоспринимающей поверхности открытая.

Таблица 4.7 – Поверочный расчет теплообмена в топке

Величина	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Суммарная площадь лучевосприятия. поверхности	$H_l$	Задано	м <sup>2</sup>	850
Площадь лучевосприятия поверхности экранов	$H_{л.откр}$	По конструктивным характеристикам	м <sup>2</sup>	710
Полная площадь стен топочной камеры	$F_{cm}$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	121,65
Коэффициент тепловой эффективности лучевосприятия поверхности	$\Psi_{cp}$	$\frac{\xi_{om} \cdot H_{л.откр}}{F_{cm}}$	–	$\frac{0,45 \cdot 710}{121,65} = 2,63$
Эффективная толщина излучения слоя пламени	$s$	$\frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}$	м	$\frac{3,6 \cdot 710}{121,65} = 26,93$
Полная высота топки	$H_m$	По конструктивным размерам	м	12,26
Высота расположения горелок	$h_m$	По конструктивным размерам	м	2,325
Относительный уровень расположения горелок	$x_m$	$\frac{h_2}{H_m}$	–	$\frac{2,325}{12,26} = 0,19$
Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке	$M$	$0,59 - 0,5 \cdot x_m$	–	$0,59 - 0,495 \cdot 0,19 = 0,495$
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	$\alpha_m$	Задано	–	1,2
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_m$	Задано	–	0,1
Температура воздуха	$t_{2в}$	По выбору	°С	380
Энтальпия горячего воздуха	$I_{2в}^0$	Задано	кДж/м <sup>3</sup>	4051,9
Энтальпия присосов воздуха	$I_{прс}^0$	Задано	кДж/м <sup>3</sup>	307,3
Кол-во теплоты, вносимое в топку воздухом	$Q_в$	$I_{2в}^0(\alpha_m - \Delta\alpha_m) + I_{прс}^0 \cdot \Delta\alpha_m$	кДж/м <sup>3</sup>	4113,36
Полезное тепловыделение в топке	$Q_m$	$Q_p^0 \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4}$	кДж/м <sup>3</sup>	$30375,5 \cdot \frac{100 - 0,5 - 3,3}{100 - 3,3} = 30218,4$
Адиабатическая температура горения	$\nu_a$	Табл. 2–6	°С	1983



Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5
Температура газов на выходе из топки	$\nu''_m$	По I-υ таблице	°C	555
Энтальпия газов на выходе из топки	$I''_m$	По I-υ таблице	кДж/м <sup>3</sup>	11477
Средняя суммарная теплоем. продуктов сгорания	$V_{c_{cp}}$	$\frac{Q_m \cdot I''_m}{\nu_a - \nu''_m}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$	$\frac{30218,4 \cdot 11477}{1983 - 555} = 13,12$
Объемная доля: Водяных паров	$r_{H_2O}$	Задано	–	0,18
Трехатомных газов	$r_{RO_2}$	Задано	–	0,08
Произведение	$pr_{ns}$	$p \cdot r_{ns}$	м·МПа	$0,01 \cdot 0,26 \cdot 26,93 = 0,71$
Коэффициент ослабления лучей: трехатомными газами	$k_z$	Принимаем	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	2,1
Коэффициент ослабления лучей топочной средой	$k$	$k_z \cdot r_n$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$2,1 \cdot 0,26 = 0,546$
Суммарная сила поглощения топочного объема	$kps$	$k \cdot p \cdot s$	–	$0,546 \cdot 0,01 \cdot 26,93 = 1,47$
Степень черноты факела	$a_\phi$	$1 - e^{-kps}$	–	$1 - e^{-1,47} = 0,77$
Степень черноты топки	$a_m$	$\frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi_\phi}$	-	$\frac{0,77}{0,77 + (1 - 0,77) \cdot 2,63} = 0,56$
Тепловая нагрузка стен топки	$q_F$	$\frac{B_p \cdot Q_m}{F_{cm}}$	кВт/м <sup>2</sup>	$\frac{0,79 \cdot 30218,44}{121,65} = 196,11$
Температура газов на выходе из топки	$\nu''_m$	По I-υ таблице	°C	447
Энтальпия газов на выходе из топки	$I''_m$	По I-υ таблице	кДж/м <sup>3</sup>	5747,6
Общее тепловосприятие топки	$Q''_m$	$\varphi \cdot (Q_m - I''_m)$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,986 \cdot (30218 - 5747,6) = 24118,2$
Средняя тепловая нагрузка лучевосприятия поверхности топки	$q^{cp}_л$	$\frac{B_p \cdot Q''_m}{H_l}$	кВт/м <sup>3</sup>	$\frac{0,79 \cdot 24118,2}{850} = 22,4$

В результате расчета топки можно сделать вывод, что расчетное значение температуры газов на выходе находится в пределах 447 градусов. Так как она не отличается от той, которую мы приняли ранее, более чем на 100 градусов, то расчет теплообмена в топке можно считать окончанным.

### 4.3.3 Расчет фестона

Фестон предназначен для организации свободного выхода из топки уходящих газов в поворотный газоход поверхностей нагрева. Испарительная поверхность образуется трубками заднего экрана, и располагается организованными пучками, соединенными общим коллектором.

Известно, что при расчете парогенератора серийного производства фестон после реконструкции остается без изменений, поэтому производим проверку поверочных расчетов, который сведен в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Поверочный расчет фестона

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Полная площадь поверхности нагрева	$H$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	45
Площадь поверхности труб боковых экранов в зоне фестона	$H_{дон}$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	9,6
Диаметр труб	$d$	По конструктивным размерам	мм	60 x 3
Количество труб в ряду	$z_1$	По конструктивным размерам	шт.	18
Количество рядов труб по ходу газов	$z_2$	По конструктивным размерам	шт.	6
Относительный поперечный шаг труб	$s_1/d$	По конструктивным размерам	-	4
Относительный продольный шаг труб	$s_2/d$	По конструктивным размерам	-	3,1
Размеры поперечного сечения газохода	$A$ $B$	По конструктивным размерам	м м	4,72 2,79
Площадь живого сечения для прохода газов	$F$	$A \cdot B - z_1 \cdot d \cdot A$	м <sup>2</sup>	$4,72 \cdot 2,79 - 18 \cdot 0,06 \cdot 4,72 = 8,1$
Эффективная толщина излучающего слоя	$s$	$0,9 \cdot \left( \frac{4S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) d$	м	$0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 4,3,1}{3,14} - 1 \right) \cdot 0,06 = 0,8$
Температура газов перед фестоном	$\nu'$	$\nu''_m$ – из расчета топки	°С	447
Энтальпия газов перед фестоном	$I'$	$I''_m$ – из расчета топки	кДж/ м <sup>3</sup>	5747,6
Температура газов за фестоном	$\nu''$	По выбору	°С	560
Энтальпия газов за фестоном	$I''$	По I- $\nu$ таблице	кДж/ м <sup>3</sup>	5403
Количество теплоты, отданное фестону	$Q_2$	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/ м <sup>3</sup>	$0,986 \cdot (5747,6 - 5403) = 339,6$
Температура кипения при давлении в барабане, $p_{бар} = 4.4$ МПа	$t_{кип}$	Задано	°С	284
Средняя температура газов	$\nu_{cp}$	$0,5 \cdot (\nu' + \nu'')$	°С	$0,5 \cdot (560 + 447) = 503$
Средний температурный напор	$\Delta t_{cp}$	$\nu_{cp} - t_{кип}$	°С	$503 - 301 = 202$

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5
Средняя скорость газов	$w_2$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_g}$	м/с	$\frac{(503+273) \cdot 10,22 \cdot 0,79}{8,0712 \cdot 273} = 2,843$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$41 \cdot 0,88 \cdot 0,88 \cdot 1,03 = 32,7$
Произведение	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	$0,1 \cdot 0,26 \cdot 0,8 = 0,0211$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_z$	Рис. 5–5 [2]	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	16,42
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps$	$k_z \cdot r_n \cdot p \cdot s$	–	$16,42 \cdot 0,26 \cdot 0,1 \cdot 0,8 = 0,34$
Степень черноты излучающей среды	$a$	$1 - e^{-kps}$	–	$1 - e^{-0,34} = 0,29$
Температурный перепад между температурой загрязненной стенки и газов в окне	$\Delta t$	Задано	°С	80
Температура загрязнения стенки трубы	$t_{cm}$	$t_{kun} + \Delta t$	°С	$301 + 80 = 381$
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	$\alpha_n \cdot a$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	28,9
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\zeta$	Принимаем	–	1
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\zeta(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$1 \cdot (28,9 + 32,7) = 61,6$
Поправка на диаметр труб	$C_d$	Задано	–	0,98
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	Принимаем	–	0,4
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\alpha_1 \cdot \psi$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$61,6 \cdot 0,4 = 24,5$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_{\phi}$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{24,5 \cdot 45 \cdot 202,3}{0,79 \cdot 1000} = 282,1$
Тепловосприятие настенных труб	$Q_{don}$	$\frac{k \cdot H_{доп} \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{24,5 \cdot 9,6 \cdot 202,3}{0,79 \cdot 1000} = 60,18$
Суммарное тепловосприятие газохода фестона	$Q_m$	$Q_{\phi} + Q_{don}$	кДж/м <sup>3</sup>	$282,1 + 60,18 = 342,28$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q - Q_m}{Q} \cdot 100$	%	$\frac{342,28 - 339,6}{342,28} = 0,77$

#### 4.3.4 Расчет пароперегревателя

Пароперегреватель выполнен в виде змеевиков с вертикальным расположением конвективных труб и рассчитывается в две ступени. Первая змеевиковая ступень состоит из труб с наружным диаметром и толщиной стенки 38 и 3 мм соответственно, а змеевики второй ступени из труб с наружным диаметром и толщиной стенки равные 42 и 3 мм соответственно. Стоит отметить, что поперечный шаг труб идентичен с продольным и равен 75 миллиметрам, в то время как продольный шаг равен 55 миллиметрам. Конструктивные характеристики представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Конструктивные размеры и характеристики пароперегревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Ступень
				I
Диаметр труб	$d/d_{вн}$	По конструктивным размерам	мм/мм	38/32
Количество труб в ряду	$z_1$	По конструктивным размерам	шт.	45
Количество рядов труб	$z_2$	По конструктивным размерам	шт.	17
Поперечный шаг труб	$s_1$	По конструктивным размерам	мм	128
Продольный шаг труб	$s_2$	По конструктивным размерам	мм	157
Относительный поперечный шаг труб	$s_1/d$	$s_1/d$	–	3,37
Относительный продольный шаг труб	$s_2/d$	$s_2/d$	–	4,1
Полная площадь поверхности нагрева	$H$	$\pi \cdot d \sum l$	м <sup>2</sup>	274,4
Средняя площадь живого сечения газохода	$F_{ср}$	$\frac{2F' \cdot F''}{F' + F''}$	м <sup>2</sup>	17
Количество параллельно включенных змеевиков	$m$	По конструктивным размерам	шт.	50
Площадь живого сечения для прохода пара	$f$	$\frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot m}{4}$	м <sup>2</sup>	0,4

До поступления пара в пароперегреватель пар представляет собой смесь сухого пара и воды во взвешенном состоянии, в пароперегревателе пароводяная смесь перегревается до температуры выше точки насыщения. Важно указать, что при выполнении расчета пароперегревателя, принимаем его с одной ступенью, так как на его расщечном трубопроводе установлен пароохладитель, который охлаждает поступающий пар [38].

Коэффициент теплопередачи гладкотрубных пучков перегревателя рассчитываем с учетом коэффициента тепловой эффективности  $\psi$ . Поверочный расчет пароперегревателя сведен в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Поверочный расчет пароперегревателя

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Диаметр труб	$d/d_{вн}$	По конструктивным размерам	мм	38/32
Площадь поверхности теплообмена	$H$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	291
Давление пара на входе в п/п	$p'$	Из барабана	МПа	4,4
Давление пара на выходе из п/п	$p''$	По заданию	МПа	4
Температура пара на входе в пароперегревателя	$t'$	По выбору	°С	256
Температура пара на выходе из пароперегревателя	$t''$	По заданию	°С	425
Удельная энтальпия пара на входе в п/п	$i'_n$	Задано	кДж/м <sup>3</sup>	3194
Удельная энтальпия пара на выходе	$i''_n$	По I–v таблице	кДж/м <sup>3</sup>	3240
Тепловосприятие парохладителя	$\Delta i_{no}$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	100
Тепловосприятие п/п	$Q$	$\frac{D}{B_p} (i''_n - i'_n + i_{no})$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{55,56}{0,79} \cdot (3240 - 3194 + 110) = 4503,7$
Средняя удельная тепловая нагрузка лучевосприятия поверхности топки	$q^l_{cp}$	Из расчета топки	кВт/м <sup>2</sup>	22,4
Коэффициент распределения тепловой нагрузки по высоте	$\eta_v$	Принимаем	–	1,3
Коэффициент распределения тепловой нагрузки между стенами	$\eta_{ст}$	Принимаем	–	1,1
Удельное лучистое тепловосприятие выходного окна топки	$q_l$	$q^l_{cp} \cdot \eta_v \cdot \eta_{ст}$	кВт/м <sup>2</sup>	$1,3 \cdot 1,1 \cdot 22,4 = 32,03$
Коэффициент распределения тепловой нагрузки по высоте	$\eta_v$	Принимаем	–	1,3

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Коэффициент распределения тепловой нагрузки	$\eta_{ст}$	Принимаем	–	1,1
Удельное лучистое тепловосприятие выходного окна топки	$q_l$	$q_{л\text{ ср}} \cdot \eta_{в} \cdot \eta_{ст}$	кВт/м <sup>2</sup>	1,3·1,1·22,4=32,03
Угловой коэффициент фестона	$x_{\phi}$	Рис. 5–1 [2]	–	0,7
Площадь поперечного сечения перед ступенью	$F_z'$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	14
Лучистое тепловосприятие п/п	$Q_l$	$\frac{q_l}{B_p} (1-x_{\phi}) \cdot F''$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{32,03}{0,79} (1-0,7) \cdot 14 = 170,42$
Конвективное тепловосприятие п/п	$Q_k$	$Q - Q_l$	кДж/м <sup>3</sup>	4503,7-170,42 = 4333,3
Температура газов на входе в ступень	$\nu'$	Из расчета фестона	°С	560
Энтальпия газов на входе в ступень	$I'$	Из расчета фестона	кДж/м <sup>3</sup>	5403
Энтальпия газов на выходе из п/п	$I''$	$I' - \frac{Q}{\phi} + \Delta\alpha \cdot I_{нрс}^0$	кДж/м <sup>3</sup>	$5403 \cdot \frac{4503,7}{0,986} + 0,01 \cdot 307,32 = 836,5$
Температура газов на выходе из п/п	$\nu''$	Табл. 1–4	°С	855
Средняя температура газов в п/п	$\nu_{ср}$	$0,5 \cdot (\nu' + \nu'')$	°С	$0,5 \cdot (560+855)=708$
Средняя скорость газов в п/п	$w_z$	$\frac{B_p \cdot \nu^0 \cdot (273+\nu_{ср})}{273 \cdot F_g}$	м/с	$\frac{0,79 \cdot 10,86 \cdot (273+708)}{273 \cdot 17} = 1,81$
Поправка на количество рядов труб	$C_z$	Принимаем	–	0,96
Поправка на геометрию пучка	$C_s$	Принимаем	–	0,94
Поправка на физ. характеристики потока при изменении температуры и состава	$C_{\phi}$	Принимаем	–	0,96
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_n$	Принимаем	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	40
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$	v	$40 \cdot 0,96 \cdot 0,94 \cdot 0,96 = 35$
Объем пара при средней температуре	$\nu_n$	Принимаем	м <sup>3</sup> /кг	0,0671
Средняя температура пара	$t_{ср}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$(256+425) \cdot 0,5 = 340,5$
Объем пара при средней температуре	$\nu_n$	Принимаем]	м <sup>3</sup> /кг	0,0671
Средняя скорость пара	$w_n$	$\frac{D \cdot \nu_n}{f}$	м/с	$\frac{55,56 \cdot 0,0671}{0,4} = 9,3$

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Эффективная толщина излучающего слоя	$s$	$0,9 \cdot \left( \frac{4S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) d$	м	$0,9 \cdot \left( \frac{4,6 \cdot 3,3}{3,14} - 1 \right) \cdot 0,032 = 0,53$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	$0,1 \cdot 0,25 \cdot 0,53 = 0,013$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_z$	Принимаем	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	10
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps$	$k_z \cdot r_n \cdot p \cdot s$	–	$10 \cdot 0,25 \cdot 0,1 \cdot 0,53 = 0,13$
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{cm}$	$t_{cp} + \frac{B_p Q}{H} \left( \frac{1}{\alpha_2} \right)$	°С	$340,5 \cdot \frac{0,79 \cdot 4503,7}{374,4} \cdot \frac{1}{1938} = 341$
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	Задано	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	34,8
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	68
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	Задано	–	0,8
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\xi_{ВП} \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\frac{0,8 \cdot 68 \cdot 1938}{68 + 1938} = 52,6$
Наибольшая разность температур	$\Delta t_{\delta}$	$v' - t''$	°С	$655 - 256 = 399$
Наименьшая разность температур	$\Delta t_m$	$v'' - t'$	°С	$560 - 425 = 135$
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{npt}$	$\frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln(\Delta t_{\delta} / \Delta t_m)}$	°С	$\frac{399 - 135}{\ln\left(\frac{399}{135}\right)} = 243,9$
Площадь поверхности нагрева прямоточного участка	$H_{npt}$	Задано	м <sup>2</sup>	145,5
Полная площадь поверхности нагрева ступени	$H$	Задано	м <sup>2</sup>	290
Полный перепад температур газового потока п/п	$\tau_{\delta}$	$v' - v''$	°С	$855 - 560 = 295$
Полный перепад температур потока пара	$\tau_m$	$t' - t''$	°С	$425 - 256 = 169$
Параметр	$P$	$\frac{\tau_m}{v' - t'}$	–	$\frac{169}{855 - 425} = 0,39$
Параметр	$R$	$\frac{\tau_B}{\tau_m}$	–	$\frac{295}{169} = 1,7$
Коэффициент перехода к сложной схеме	$\psi$	Принимаем	–	0,98

Окончание таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Температурный перепад	$\Delta t$	$\psi \cdot \Delta t_{нрм}$	°С	$0,98 \cdot 243,9 = 239$
Тепловосприятие фестоны по уравнению теплопередачи	$Q_m$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{52,6 \cdot 274,4 \cdot 239}{0,79 \cdot 1000} = 4370$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q - Q_m}{Q} \cdot 100$	%	$\frac{4370 - 4333,29}{4370} \cdot 100 = 0,84$

### 4.3.5 Расчет хвостовых поверхностей

Конвективные поверхности нагрева располагаются преимущественно в хвосте котлоагрегата или так называемой его хвостовой части. Хвостовые поверхности располагаются конструктивно от первой ступени подогревателя воздуха до второй ступени экономайзера. Все конструктивные характеристики экономайзера сведены в таблице 4.11.

Назначение экономайзера водяного достаточно простое и понятное – он необходим для достижения определенной температуры питательной воды путем её нагрева. Экономайзер выполнен из абсолютно гладких стальных труб, изогнутых в виде змеевиков с наружным диаметров и толщиной стенки 32 и 3 мм соответственно. Стоит отметить, что идентично пароперегревателю, поперечный шаг труб равен продольному и занимает по длине 75 мм, в то время как продольный занимает по своей длине 55 мм [38].

Таблица 4.11 – Конструктивные размеры и характеристики экономайзера

Величина	Обозначение	Единица	Ступень	
			I	II
Диаметр труб	$d/d_{вн}$	мм/мм	32	32
Количество труб в ряду	$z_1$	шт.	25	25
Количество труб в ряду	$z_2$	шт.	42	14
Поперечный шаг труб	$s_1$	мм	75	75
Продольный шаг труб	$s_2$	мм	50	55
Относительный поперечный шаг труб	$s_1/d$	–	2,3	2,3
Относительный продольный шаг труб	$s_2/d$	–	1,72	1,72
Площадь поверхности нагрева	$H$	–	1070	700
Размеры газохода	$A$	мм	5,4	5,4
	$B$	мм	2,53	2,53
Площадь поперечного сечения для прохода газов	$F$	м <sup>2</sup>	5,2	5,2



Подогреватель воздуха выполнен из стальных трубок, расположенных в строго шахматном порядке с наружным диаметром и толщиной стенки 40 и 1,5 мм соответственно. Характеристики первой ступени: поперечный шаг равен 60 мм, в то время как продольный достигает лишь 42 мм. Характеристики второй ступени: поперечный шаг равен 70 мм, в то время как продольный всего 40 мм. Конструктивные размеры воздухоподогревателя сведены в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Конструктивные размеры воздухоподогревателя

Величина	Обозначение	Единица	Ступень	
			I	II
Диаметр труб: наружный	$d$	мм	40	40
Диаметр труб: внутренний	$d_{вн}$	мм	37	37
Длина труб	$L$	м	3,0	3,0
Количество ходов по возд.	$n$	шт.	2	1
Количество труб в ряду	$z_1$	шт.	70	70
Количество труб в ряду	$z_2$	шт.	34	34
Поперечный шаг труб	$s_1$	мм	60	60
Продольный шаг труб	$s_2$	мм	42	42
Ширина сечения воздушного канала	$B$	мм	4,3	4,3
Средняя высота воздушного канала	$h$	мм	1,95	1,95
Площадь поперечного сечения для прохода воздуха	$F_{в}$	м <sup>2</sup>	8,4	8,4
Площадь поверхности нагрева	$H$	м <sup>2</sup>	1168	1168

Расчет воздухоподогреватель I ступени приведен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Поверочный расчет воздухоподогревателя I ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на выходе из ступени	$\nu''$	По предварительному выбору	°С	150
Энтальпия газов на выходе из ступени	$I''$	Табл. 1–4	кДж/м <sup>3</sup>	2377,8
Температура воздуха на входе в ступень	$t'$	По заданию	°С	30
Удельная энтальпия воздуха на входе в ВП I	$I'_B$	Табл. 1–3	кДж/м <sup>3</sup>	307,3
Отношение	$\beta''$	$\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{н.л.у} + \Delta\alpha_{II}$	–	1,2-0,1- -0,1+0,03=1,03

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Температура воздуха на выходе из ступени	$t''$	По выбору	°С	150
Энтальпия воздуха на выходе из ступени	$I_B^{0''}$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	1568
Тепловосприятие ступени	$Q$	$\left(\beta'' + \frac{\Delta\alpha_1}{2}\right) \cdot (I_B^{0''} - I_B^0)$	кДж/м <sup>3</sup>	$\left(1,03 \cdot \frac{0,03}{2}\right) \cdot (1568,1 - 307,3) = 1317,54$
Средняя температура воздуха	$t_{cp}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$0,5(30 + 150) = 90$
Удельная энтальпия воздуха при средней температуре	$I_{npc}^0$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	935,5
Удельная энтальпия газов на входе в ступень	$I'$	$I'' + \frac{Q}{\varphi} - \Delta\alpha \cdot I_{npc}^0$	кДж/м <sup>3</sup>	$2377,8 \cdot \frac{1317,54}{0,986} - 0,03 \cdot 935,5 = 3686,5$
Температура газов на входе в ступень	$\nu'$	Принимаем	°С	210
Средняя температура газов	$\nu_{cp}$	$0,5 \cdot (\nu' + \nu'')$	°С	$0,5 \cdot (210 + 150) = 180$
Средняя скорость газов	$w_2$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (273 + \nu_{cp})}{273 \cdot F_6}$	м/с	$\frac{0,79 \cdot 15,35 \cdot (273 + 180)}{273 \cdot 8,4} = 2,39$
Поправка на относительную длину пучка	$C_{l1}$	По выбору	–	1
Поправка на физические характеристики потока	$C_{\phi 1}$	По выбору	–	1,2
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{n1}$	По выбору	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	30
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\alpha_{n1} \cdot C_{l1} \cdot C_{\phi 1}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$30 \cdot 1 \cdot 1,2 = 36$
Средняя скорость воздуха	$w_8$	$\frac{B_p \cdot V^0 (\beta'' + \Delta\alpha/2)}{273 \cdot F_6 \cdot (273 + t)}$	м/с	$\frac{0,79 \cdot 15,35 \cdot (1,03 + \frac{0,03}{2})}{273 \cdot 8,4} \cdot (273 + 180) = 2,5$
Поправка на количество рядов труб	$C_{z2}$	По выбору	–	0,95
Поправка на геометрию пучка	$C_{s2}$	По выбору	–	0,95
Поправка на физические характеристики потока	$C_{\phi 2}$	По выбору	–	1,05
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{n2}$	По выбору	–	40
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi_{en}$	Табл. 6–3 [2]	–	0,85
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\xi_{ВП} \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$0,85 \cdot \frac{36 \cdot 35,9}{36 + 35,9} = 15,3$

Окончание таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Наименьшая разность температур	$\Delta t_m$	$v' - t''$	°С	210 – 150 = 60
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{прт}$	$\frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln(\Delta t_{\delta}/\Delta t_m)}$	°С	$\frac{120-60}{\ln(\frac{120}{60})}=86,6$
Полный перепад температур потока воздуха	$\tau_{\delta}$	$t'' - t'$	°С	150 – 30 = 120
Полный перепад температур газового потока	$\tau_m$	$v' - v''$	°С	210 – 150 = 60
Параметр	$P$	$\frac{\tau_m}{v' - t'}$	–	$\frac{60}{210-30}=0,33$
Параметр	$R$	$\frac{\tau_B}{\tau_m}$	–	$\frac{120}{60}=2$
Коэффициент	$\psi$	По выбору	–	0,65
Температурный перепад	$\Delta t$	$\psi \cdot \Delta t_{прт}$	°С	0,65·86,6=56,3
Тепловосприятие воздухоподогревателя по уравнению теплопередачи	$Q_m$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{15,7 \cdot 1180 \cdot 56,3}{0,79 \cdot 1000}=1307,02$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q - Q_m}{Q} \cdot 100$	%	$\frac{1317,54-1307,0}{1317,54} \cdot 100=0,84$

Поверочный расчет экономайзера I ступени произведен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Поверочный расчет экономайзера I ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в ступень	$v'$	По выбору	°С	330
Энтальпия газов на входе в ступень	$I'$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	5607,1
Температура газов на выходе из ступени	$v''$	Из ВП I	°С	210
Энтальпия газов на выходе	$I''$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	3686,5
Тепловосприятие ступени	$Q_z$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	1905,03
Температура воды на входе в ступень	$t'$	$t_{нс} + \frac{\Delta i_{но}}{4,19}$	°С	$150 + \frac{100}{4,19}=173,9$
Удельная энтальпия воды на входе ступень	$i'$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	988
Температура воды на выходе из ступени	$t''$	По заданию	°С	255

Продолжение таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Удельная энтальпия воды на выходе из ступени	$i''$	$i'' - \frac{Q_2 \cdot B_p}{D_{ЭК}}$	кДж/м <sup>3</sup>	$988 \cdot \frac{1905,03 \cdot 0,79}{57,22} = 1014,3$
Средняя температура воды	$t_{cp}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$0,5 \cdot (173,9 + 255) = 214$
Объем воды при средней температуре	$v_в$	По заданию	м <sup>3</sup> /кг	0,00102
Средняя скорость воды	$w_в$	$\frac{D \cdot v_в}{f}$	м/с	$\frac{57,22 \cdot 0,00102}{0,018} = 2,779$
Средняя температура газов в ступени	$v_{cp}$	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	$0,5 \cdot (330 + 210) = 270$
Средняя скорость газов в ступени	$w_г$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_г}$	м/с	$\frac{0,79 \cdot 15,35 \cdot (273 + 270)}{273 \cdot 5,2} = 3,67$
Средняя скорость газов в ступени	$w_г$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_г}$	м/с	$\frac{0,79 \cdot 15,35 \cdot (273 + 270)}{273 \cdot 5,2} = 3,67$
Поправка ряды труб	$C_z$	По выбору	—	0,9
Поправка на геометрию пучка	$C_s$	По выбору	—	0,85
Поправка на характеристики потока	$C_\phi$	По выбору	—	0,95
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{нк}$	По выбору	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	105
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	$\alpha_{нк} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$105 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot 0,95 = 76,3$
Эффективная толщина излучающего слоя	$s$	$0,9 \cdot \left( \frac{4S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) d$	м	$0,9 \cdot \left( \frac{3,6 \cdot 3,3}{3,14} - 1 \right) \cdot 0,032 = 0,4$
Суммарная поглощательная способность трехатомный газов	$pr_{нс}$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	$0,1 \cdot 0,22 \cdot 0,356 = 0,008$
Коэффициент ослабление лучей трехатомными газами	$k_г$	По выбору	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	70
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$k_{ps}$	$k_г \cdot r_n \cdot p \cdot s$	—	$70 \cdot 0,22 \cdot 0,1 \cdot 0,356 = 0,2$
Степень черноты излучающей поверхности	$a$	По выбору	°С	0,08
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{cm}$	$t_{cp} + \Delta t$	°С	$214 + 25 = 239$
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	По выбору	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	1,08
Коэффициент	$A$	По выбору	—	0,4
Глубина п/п по ходу газов	$l_n$	По конструктивным размерам	м	1,9

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2020.028.07 ПЗ

Лист

37

Окончание таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Глубина объема перед п/п	$l_{об}$	По конструктивным размерам	м	1,8
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha'_л)$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$1,02 \cdot (76,3+1,8)=79,66$
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\alpha_1/(1 + \varepsilon_0 \cdot \alpha_1)$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\frac{79,66}{1+0,025 \cdot 79,66}=24,97$
Наибольшая разность температур	$\Delta t_{\delta}$	$v' - t''$	°С	330-255=75
Наименьшая разность температур	$\Delta t_m$	$v'' - t'$	°С	210-173,9=36,1
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{прт}$	$\frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln(\Delta t_{\delta}/\Delta t_m)}$	°С	$\frac{75 - 36,1}{\ln(\frac{75}{36,1})} = 53,2$
Тепловосприятие ступени по уравнению теплопередачи	$Q_m$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{24,97 \cdot 70053,2}{0,79 \cdot 1000} = 1920,04$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q - Q_m}{Q} \cdot 100$	%	$\frac{1920,04 - 1905,03}{1920,04} = 0,78$

В результате расчета мы получили отличие теплового восприятия меньше допустимого, что позволяет считать расчет окончанным и перейти к расчету подогревателя воздуха 2 ступени, который произведен в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Поверочный расчет воздухоподогревателя II ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на выходе из ступени	$v''$	По предварительному выбору	°С	510
Энтальпия газов на выходе в ступень	$I''$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	12238
Температура воздуха на входе в ступень	$t'$	По заданию	°С	150
Удельная энтальпия воздуха на входе в ступень	$I'_e$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	1438
Температура воздуха на выходе из ступени	$t''$	По выбору	°С	250
Энтальпия воздуха на выходе из ступени	$I''_e$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	3107
Тепловосприятие ступени	$Q$	$(v'' + \Delta\alpha/2) \cdot (I''_e - I'_e)$	кДж/м <sup>3</sup>	2136

Продолжение таблицы 4.15

1	2	3	4	5
Удельная энтальпия воздуха при средней температуре	$I''_{nrc}$	По заданию	кДж/м <sup>3</sup>	2479
Удельная энтальпия газов на выходе из ступени	$I''$	$I'' + \frac{Q}{\varphi} - \Delta\alpha \cdot I''_{nrc}$	кДж/м <sup>3</sup>	8750
Температура газов на выходе из ступени	$v'$	По заданию	°С	340
Средняя температура газов	$v_{cp}$	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	425
Средняя скорость газов	$w_2$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_6}$	м/с	4,21
Поправка на относительную длину пучка	$C_{l1}$	По выбору	–	1
Поправка на физические характеристики потока	$C_{\phi 1}$	По выбору	–	1,1
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{n1}$	По выбору	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	29
Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны	$\alpha_1$	$\alpha_{n1} \cdot C_{l1} \cdot C_{\phi 1}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	31,9
Средняя скорость воздуха	$w_8$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (\beta'' + \Delta\alpha/2)}{273 \cdot F_6} \times (273 + t)$	м/с	6,8
Поправка на количество рядов труб	$C_{z2}$	По выбору	–	1
Поправка на геометрию пучка	$C_{s2}$	По выбору	–	0,96
Поправка на физические характеристики потока	$C_{\phi 2}$	По выбору	–	0,99
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{n2}$	По выбору	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	40
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	$\alpha_2$	$\alpha_{n2} \cdot C_{z2} \cdot C_{s2} \cdot C_{\phi 2}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	77,1
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi_{\text{вн}}$	По выбору	–	0,73
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\xi_{\text{вн}} \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	13,1
Наибольшая разность температур	$\Delta t_M$	$v'' - t'$	°С	190
Наименьшая разность температур	$\Delta t_6$	$v' - t''$	°С	260
Полный перепад температур потока воздуха	$\tau_6$	$t'' - t'$	°С	100
Полный перепад температур газового потока	$\tau_M$	$v' - v''$	°С	170

Окончание таблицы 4.15

1	2	3	4	5
Параметр	$P$	$\frac{\tau_M}{v' - t'}$	–	0,0028
Параметр	$R$	$\frac{\tau_B}{\tau_M}$	–	0,52
Коэффициент	$\psi$	Принимаем	–	1
Температурный перепад	$\Delta t$	$\psi \cdot \Delta t_{нрм}$	°С	150
Тепловосприятие ступени по уравнению теплопередачи	$Q_m$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/м <sup>3</sup>	3693
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q - Q_m}{Q} \cdot 100$	%	0,77

В результате поверочного расчета воздухоподогревателя II ступени расхождение расчетных тепловосприятий составило менее 2 %, из этого можно сделать вывод, что расчет можно считать окончанным и перейти к расчету экономайзера II ступени, который сведен в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Поверочный расчет экономайзера II ступени

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в ступень	$v'$	Из расчета перегревателя	°С	495,6
Энтальпия газов на входе в ступень	$I'$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	17015
Температура газов на выходе из ступени	$v''$	Из ВП II	°С	510
Энтальпия газов на выходе из ступени	$I''$	Из ВП II	кДж/м <sup>3</sup>	12238
Тепловосприятие ступени	$Q_2$	$\varphi \cdot (I' - I'' + \Delta \alpha \cdot I_{нрс}^0)$	кДж/м <sup>3</sup>	4680
Температура воды на входе в ступень	$t'$	Из расчета Э I	°С	186,3
Удельная энтальпия воды на входе в ступень	$i'$	По выбору	кДж/м <sup>3</sup>	975
Удельная энтальпия воды на выходе из ступени	$i''$	$i'' + \frac{Q_2 \cdot B_p}{D_{э2}}$	°С	1062
Температура воды на выходе из ступени	$t''$	По выбору	°С	230
Средняя температура воды	$t_{cp}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	225
Объем воды при средней температуре	$v_в$	По выбору	м <sup>3</sup> /кг	0,00120

Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4	5
Средняя скорость воды	$w_в$	$\frac{D \cdot v_B}{f}$	м/с	0,87
Средняя температура газов в ступени	$v_{cp}$	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	695
Средняя скорость газов в ступени	$w_г$	$\frac{B_p \cdot V^0 \cdot (273 + v_{cp})}{273 \cdot F_г}$	м/с	11,8
Поправка на количество рядов труб	$C_z$	По выбору	–	1
Поправка на геометрию пучка	$C_s$	По выбору	–	0,9
Поправка на физические характеристики потока	$C_\phi$	По выбору	–	0,98
Номинальный коэффициент теплоотдачи	$\alpha_{нк}$	По выбору	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	105
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	$\alpha_{нк} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$105 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,98 = 92,61$
Эффективная толщина излучающего слоя	$s$	$0,9 \cdot \left( \frac{4S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) d$	м	0,53
Суммарная поглощательная способность трехат. газов	$pr_{ns}$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·МПа	0,0023
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_e$	По выбору	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	13,5
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps$	$k_e \cdot r_n \cdot p \cdot s$	–	0,030
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{cm}$	$t_{cp} + \Delta t$	°С	257
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	По выбору	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	1,08
Температура в объеме камеры перед п/п	$v_k$	$v_k = v'$	°С	880
Коэффициент	$A$	По выбору	–	0,3
Глубина п/п по ходу газов	$l_n$	По конструктивным размерам	м	1,9
Глубина объема перед п/п	$l_{об}$	По конструктивным размерам	м	1,8
Отношение	$l_{об}/l_n$	$l_{об}/l_n$	–	0,95
Коэффициент теплоотдачи излучением с учетом объема перед п/п	$\alpha'_l$	$\alpha_l \left[ 1 + A \cdot \left( \frac{T_k}{100} \right)^{0,25} \cdot \left( \frac{l_{об}}{l_n} \right)^{0,07} \right]$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	1,7
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_l$	$\xi(\alpha_k + \alpha'_l)$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	94,3



Окончание таблицы 4.16

1	2	3	4	5
Исходный коэффициент загрязнения	$\varepsilon_0$	По выбору	–	0,0013
Поправка на диаметр труб	$C_d$	По выбору	–	0,8
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\alpha_1$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	94,3
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{\text{прт}}$	$\frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln(\Delta t_6 / \Delta t_m)}$	°С	446
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_m$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/м <sup>3</sup>	4693
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q - Q_m}{Q} \cdot 100$	%	0,3

### 4.3.6 Расчет невязки теплового баланса парогенератора

После расчет всех поверхностей нагрева произведем расчет невязки теплового баланса в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Расчет невязки теплового баланса парогенератора

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица	Расчет
Расчетная температура воздуха	$t_{г.в.}$	из расчета ВП	°С	250
Энтальпия горячего воздуха при расчетной температуре	$I_{г.в.}^0$	из расчета ВП	кДж/м <sup>3</sup>	1438
Количество теплоты, вносимое в топку воздухом	$Q_6$	$(\alpha_m - \Delta \alpha_m - \Delta \alpha_{\text{нлн}}) I_{г.в.}^0 + (\Delta \alpha_m + \Delta \alpha_{\text{нлн}}) I_{\text{прс}}^0$	кДж/м <sup>3</sup>	3340
Полезное тепловыделение	$Q_m$	$Q_p^p \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4}$	кДж/м <sup>3</sup>	29810,1
Лучистое тепловосприятие топки	$Q_{\text{л}}^m$	$\varphi \cdot (Q_m - I_m'')$	кДж/м <sup>3</sup>	28637,1
Расчетная невязка теплового баланса	$\Delta Q$	$Q_p \eta_{\text{не}} - (Q_{\text{л}}^m + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{не}} + Q_{\text{эж}}) \cdot (1 - 0,01q_4)$	кДж/м <sup>3</sup>	157,95
Невязка	–	$\frac{\Delta Q}{Q_p} \cdot 100$	%	0,52

Вывод: в поверочном расчете котлоагрегата КО-III-200 после проведения реконструкции были последовательно найдены температуры, энтальпии газов, тепловосприятие ступени, также произведена невязка теплового баланса. Произвели расчет следующих поверхностей котлоагрегата: топочного экрана, фестона, пароперегревателя I и II ступеней, экономайзера водяного типа I и II ступеней, подогревателя воздуха I и II ступеней.

Во время выполнения поверочного расчета для каждой поверхности приходится задаваться значением изменения температуры одной из сред, которые обмениваются теплотой. Такой способ определения теплового восприятия поверхности называется способом определения в первом приближении. По следующим значениям рассчитывается значение температуры другой среды. По полученным значениям температуры находят температурный напор и скорость потоков газа (или газовой смеси), а уже по ним определяют остальные необходимые величины для второго приближения. В случае, если принятое значение теплового восприятия расходится с расчетным, первое приближение начинают заново. Принимая новое значение. Такой способ последовательных приближений является верным для выполнения поверочного расчета любой поверхности, участвующей в тепловом восприятии.

В расчёте невязки теплового баланса парогенератора невязка составила 0,52 %, так как невязка составляет меньше 1 процента, то расчет парогенератора выполнен верно. После реконструкции путем замены горелочных устройств с пылеугольных на газовые комбинированные горелки зольность топлива становится значительно ниже, уменьшается механический недожог топлива, увеличивается КПД котельного агрегата, в связи с лучшим сжиганием топлива.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

## 5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

В технологическом решении представлен гидравлический расчет газопроводов, которые стало необходимо подвести к котельному агрегату в связи с тем, что котел был переведен угля на смесь газов природного – 70 % и коксового – 30 % [.

Суммарные потери давления определим по формуле (5.1):

$$\Delta p = \Delta p_{тр} + \Delta p_{м.с} \quad (5.1)$$

где  $\Delta p_{тр}$  – потери на трение, Па;

$\Delta p_{м.с}$  – потери местными сопротивлениями, Па.

Средняя скорость движения газа по газопроводу характеризуется величиной критерия Рейнольдса, определяемой по формуле (5.2) [3]:

$$Re = \frac{\omega \cdot D}{\vartheta}, \quad (5.2)$$

где  $\omega$  – скорость потока, м/с;

$D$  – диаметр трубопровода, м;

$\vartheta$  – коэффициент кинематической вязкости, м<sup>2</sup>/с

В расчетах сетей среднего и высокого давления изменение значения плотности и величины скорости движения газа необходимо учитывать, поэтому потери давления трением в таких газопроводах определяются по формуле (5.3):

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{P_0}{81\pi} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d} \cdot \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l, \quad (5.3)$$

где  $p_n$  и  $p_k$  – абсолютные давления газа в начале и в конце газопровода, МПа;

$l$  – длина газопровода, м;

$V$  – расход газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$d$  – внутренний диаметр газопровода, м.

Внутренний диаметр газопровода определяется по формуле (5.4):

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{AB\rho_0 Q_0^m}{\Delta p_{уд}}}, \quad (5.4)$$

где  $A$  – коэффициент, зависящий от категории сети;

$B, n, m$  – коэффициенты, зависящие от материала газопровода;

$Q_0^m$  – расчетный расход газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta p$  – необходимый перепад давления.

Для газопроводов среднего и высокого давления  $A = 626$ , для стальных труб безразмерные коэффициенты равны:  $B = 0,022$ ;  $m = 2$ ;  $n = 5$ .

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{V}{9\pi d \vartheta} = 0,0354 \cdot \frac{V}{d \vartheta}, \quad (5.6)$$

где  $\vartheta$  – коэффициент кинематической вязкости газа при нормальных условиях, м<sup>2</sup>/с;

$d$  – внутренний диаметр трубопровода, см;

$V$  – расход газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч.

А также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по формуле (5.7):

$$Re \left( \frac{n}{d} \right) < 23, \quad (5.7)$$

где  $n$  – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных труб - 0,01 см.

В зависимости от значения  $Re$  коэффициент гидравлического трения  $\lambda$ : для ламинарного режима движения газа при  $Re \leq 2000$  определяется по формуле (5.8):

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (5.8)$$

Для критического режима движения газа при  $Re = 2000-4000$  по формуле (5.9):

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333}, \quad (5.9)$$

При  $Re > 4000$ , а так же при  $4000 < Re < 100\,000$  для гидравлически гладкой стенки коэффициент  $\lambda$  определяется по формуле (5.10):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (5.10)$$

При  $Re > 100\,000$  коэффициент  $\lambda$  определяется по формуле (5.11):

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (5.11)$$

Для ряда потерь давления в местных сопротивлениях в газопроводах одного давления, одного диаметра, изготовленных из одного материала определяется по формуле (5.12):

$$\sum \Delta p_{м.с} = (\zeta_1 + \zeta_2 + \dots + \zeta_n) \cdot \frac{\rho_\varepsilon \cdot \omega^2}{2}, \quad (5.12)$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Так как скорость потока природного и косового газов, а также коэффициенты различных местных сопротивлений и потери на трения были найдены в расчете горелки (см. гл. 3), то расчет суммарных потерь давления значительно упрощается и сводится к нахождению местных сопротивлений газопроводов. Из расчета горелки потери на трение для природного и коксового газа составляют соответственно:  $\Delta p_{mp_n} = 630$  Па;  $\Delta p_{mp_k} = 223$  Па для их нахождения, воспользуемся формулой (5.12):

$$\Delta p_{m.c_n.} = 0,6 \cdot \frac{0,73 \cdot 55^2}{2} = 662,48 \text{ Па}$$

Для определения потерь в местных сопротивлениях в газопроводе косового газа, воспользуемся формулой (5.12):

$$\Delta p_{m.c_k.} = 1,2 \cdot \frac{0,73 \cdot 47,5^2}{2} = 791,14 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления для природного газа, найдем по формуле (5.1):

$$\Delta p_n = 639 + 662,48 = 1301,48 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления для коксового газа, найдем по формуле (5.1):

$$\Delta p_k = 223 + 791,14 = 1014,14 \text{ Па}$$

Для определения внутреннего диаметра газопровода природного газа воспользуемся формулой (5.4):

$$d_{p_n} = \sqrt[5]{\frac{626 \cdot 0,022 \cdot 0,101325 \cdot (1500 \cdot 10^9)^2}{6130 \cdot 10^6}} = 0,293 \text{ м}$$

Для определения внутреннего диаметра газопровода коксового газа воспользуемся формулой (5.4):

$$d_{p_k} = \sqrt[5]{\frac{626 \cdot 0,022 \cdot 0,101325 \cdot (3270 \cdot 10^9)^2}{820 \cdot 10^6}} = 0,383 \text{ м}$$

По ГОСТ 10704-91 диаметр газопровода природного газа – 325 x 5 мм; а диаметр газопровода косового газа – 426 x 6 мм [3].

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

## 6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основным законом, регулирующим область энергосбережения, является федеральный закон №261 «Энергосбережении и повышении энергетической эффективности», который был принят правительством России в 2009 году. Согласно этому закону основным видом сжигаемого топлива необходимо считать природный газ. Также закон предписывает предприятиям переходить на более эффективные методы управления технологическим процессом, в результате которых должно уменьшиться потребление топлива и других природных ресурсов, что благоприятно сказывается как на экологической обстановке, так и на финансовом благополучии предприятия [1].

Для производственно-отопительных котельных, как и для других предприятий, вопросы повышения энергоэффективности являются актуальными [12]. При нерационально подобранных режимах и постоянных утечках возникает сбой в работе. Очевидна необходимость поиска резервов и внедрения простых организационных и технических решений с целью обеспечения эффективного энергосбережения. Отсрочка выявления резервов и проведения мероприятий по энергосбережению может привести к значительному экономическому ущербу самого предприятия. Потенциал энергосбережения для производственно-отопительных котельных:

- повышение температуры питательной воды на входе в барабан котла;
- содержание в чистоте наружных и внутренних поверхностей нагрева котла;
- использование тепловыделений от котлов путем забора теплого воздуха из верхней зоны котельного зала и подачей его во всасывающую линию дутьевого вентилятора;
- перевод котельных на газовое топливо;
- автоматизация управления работой котельной;
- замена горелочных устройств;
- применение частотного привода для регулирования скорости вращения насосов, вентиляторов и дымососов [11].

Рассмотрим подробнее такой способ энергосбережения в котельных, как замена горелок на газовое топливо, а также автоматизация горелочного процесса, которые позволят повысить фактический КПД котла и снижение выбросов окислов азота [41].

После проведения реконструкции котел вместо угля будет работать на другом виде топлива (природный газ, коксовый газ), что повлекло за собой необходимость замены существующих пылеугольных горелочных устройств ГПК-14 на новые горелки марки ГКГ-15. Установка горелок позволит более качественно подготавливать топливную смесь, а также позволит расширить диапазон регулирования котла [14]. Достоинствами первого варианта – замены горелочных устройств являются также:

1. Снижение удельных затрат природного газа от 5% до 10% за счет оптимизации топочного процесса, снижения потерь тепла и повышения КПД;
2. Снижение уровня выбросов токсичных веществ  $NO_x$ ;  $CO$  — за счет повышения качества сгорания и снижения потребления газа;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

3. Снижение удельных затрат электроэнергии на привод тягодутьевых средств до 20% – за счет низкого аэродинамического сопротивления горелочного устройства;

4. Работа в широком диапазоне давления газа.

Мероприятия по автоматизации горения, использование на котлоагрегатах ручной регулировки режимов горения вызывает перерасход топливного газа за счет неоптимального соотношения «газ-воздух». Установка автоматизированной запорной арматуры на газопроводе и установка частотно-регулируемого привода на дутьевом вентиляторе и дымососе позволит осуществлять:

1. Автоматическую подготовку котлоагрегата к розжигу;
2. Автоматический розжиг горелок котла с переходом в режим минимальной мощности;
3. Управление нагрузкой и оптимизация соотношения топливо-воздух каждой из горелок котла, также управление тепловым режимом котла;
4. Регулирование температуры сетевой воды на выходе из котельной в зависимости от температуры наружного воздуха;
5. Защита, сигнализация и блокировка работы котла при неисправностях;
6. Управление с операторских станций технологическим оборудованием;
7. Обеспечение оперативно-технологического персонала информацией о параметрах теплового режима и состоянии технологического оборудования;
8. Регистрация в режиме реального времени параметров технологического процесса и действий оперативного персонала;
9. Протоколирование и архивирование информации, и дальнейшее представление архивной информации и результатов расчетов [21].

Экономия топлива достигается за счет повышения эффективности его сгорания, и, как следствие, сокращения потребления топлива на выработку необходимого количества тепловой энергии. Опыт внедрения мероприятий по замене горелок позволяет получить экономию от 3% до 6%. Экономия топлива при замене горелок составит по формуле (6.1):

$$\Delta B_2 = k_2 \cdot B \quad (6.1)$$

где  $B$  – годовое потребление топлива;

$k_2$  – коэффициент экономии топлива при замене горелок с учетом коэффициента снижения потребления топлива.

Произведем расчет экономии топлива при замене горелочных устройств по формуле (6.1):

$$\Delta B_2 = 0,03 \cdot 13457 = 403,71 \text{ тыс.м}^3$$

Автоматизация процесса горения, исходя из анализа результатов внедрения мероприятия, позволяет сократить потребление топлива на 4 - 10%, повысить безопасности процесса выработки тепловой энергии, уменьшить число аварийных остановов котлов на 80%.

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

В энергосбережении существует такой способ экономии топлива, как подключение системы автоматизации по контролю процесса горения при внедрении системы автоматики, для нахождения экономии топлива воспользуемся формулой (6.2):

$$\Delta B_A = k_A \cdot B \quad (6.2)$$

Вычислим экономию топлива при внедрении системы автоматики по выражению (6.2):

$$\Delta B_A = 0,04 \cdot 13457 = 5\,380,28 \text{ тыс.м}^3$$

Вывод: при реализации мероприятий по энергосбережению замена газопроводов для парового котельного агрегата достигается значительная. Практика реконструкции производственно-отопительных котельных показывает, что замена пылеугольных горелок на горелки марки ГКГ-15 и автоматизация процесса горения, в связи с переводом котла на газовое топливо является технически обоснованным и экономически оправданным мероприятием.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49



## 7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

### 7.1 Расчет выброса окислов азота

Наиболее выраженными и сильными влияющими факторами на окружающую среду являются шесть типов процессов, связанных с энергетической деятельностью человека. Первым типом является производство тепловой и других видов энергии. Вторым типом является транспортировка на механизмах и посредством трубопроводов. Третий тип – непосредственно переработка энергии в другие виды. Четвертый вид преобразования – это сжигание топлива в любом его агрегатном состоянии. Но нельзя забывать, что важнейшим фактором считают развитие энергетической промышленности вследствие появления рабочих циклов атомных электростанций, а также возведения новых и эксплуатация уже действующих гидроэлектростанций, именуемых ГЭС. Все эти виды факторов воздействия называют антропогенными [32].

В ходе выполнения работ по замене горелочных устройств паровых котельных агрегатов возникает возможность проведения дополнительных мероприятий, обеспечивающих уменьшение вредных выбросов из котельной и улучшение состояния окружающей среды. Проведение этих мероприятий предполагает прежде всего знание основных характеристик вредных веществ [32].

При сжигании газообразных топлив в атмосферу кроме углекислоты  $CO_2$  и относительно небольшого количества продуктов неполного сгорания (угарного газа  $CO$  и метана  $CH_4$ ) поступают окислы азота  $NO_x$ .

Окислы азота являются очень токсичными соединениями и образуются в результате прямого окисления азота в ядре факела пламени при горении всех видов топлива. Количество выбрасываемых окислов азота по массе примерно равно выбросу золы и в 3-5 раз меньше, чем количество сернистого ангидрида [47].

Содержание окислов азота в дымовых газах тепловых электростанций находится примерно в таких пределах: при сжигании природного газа – 0,14-0,6 г/м<sup>3</sup>, при сжигании каменных углей – 0,49-1,03 г/м<sup>3</sup>.

В таблице 7.1 демонстрируется степень влияния окислов азота на человеческий организм.

Таблица 7.1 Степень вредного влияния окислов азота на человеческий организм

Длительность и характер воздействия	Содержание $NO_x$ в воздухе, %
Несколько часов без защитного воздействия	0,0008
Признаки легкого отравления	0,001
Серьезное отравление, через 30 минут	0,005
Опасно для жизни при кратковременном действии	0,015

Природная среда в определенных пределах может самоочищаться, так как в результате естественных процессов циркуляции некоторое количество вредных веществ поглощается.

Вследствие этого состояние окружающей среды поддерживается на некотором среднем уровне. Однако возможности природы в этом отношении ограничены.

В теплоэнергетике принято считать, что природный газ считается безвредным относительно других видов сгораемого топлива, поскольку при его сжигании выделяется только один вид вредных веществ – окислы азота. Не смотря на это, при образовании окислов азота разрушается материал оборудования, что приводит к его быстрому износу. Что касается человека, то для его организма окислы азота могут быть вредны и достаточно губительны, оказывая серьезный вред на организм человека, так как вредят дыхательной системе и приводят к серьезным заболеваниям легких и бронхов [47].

Главный фактор, влияющий на количество возникающих в топке азота – температура в ядре факела. При температурах порядка 1800-1900 °С и наличии свободного кислорода концентрация окислов азота, образующихся в факеле, превышает допустимую в свежем воздухе [47].

В результате процесса горения природного газа в топке котлоагрегата образуется окись азота с процентной долей 0,95. На оставшиеся 5 процентов приходится содержание окислов (двуокиси) азота, которые способны образовываться только путем долгого охлаждения во время выброса в атмосферу за счет разницы температур уличного воздуха и внутри горелочного устройства.

Насколько известно из химии, окись азота не растворима в воде. Поэтому немаловажным остается тот факт, после растворения в воде очистка котельного оборудования от других окислов создает немало технических усилий и сложностей, поэтому с точки зрения экономики является затратным и нерентабельным мероприятием.

Действительный суммарный объем продуктов сгорания природного газа определяем при среднем коэффициенте избытка воздуха  $\alpha_{cp}$  по формуле, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0 + V_{H_2O}^0 \quad (7.1)$$

Воспользуемся формулой (7.1):

$$V_2 = 0,82 + 6,26 + (1,1 - 1) \cdot 7,88 + 1,86 = 9,728 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Расчетный объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива рассчитываем по формуле (7.2), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V_p = \frac{P_{н.у.} \cdot V_2 \cdot T}{P \cdot T_{н.у.}} \quad (7.2)$$

Воспользуемся формулой (7.2):

$$V_p = \frac{760 \cdot 9,728 \cdot (273 + 155)}{740 \cdot 273} = 15,66 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Расход топлива  $B = 6 \text{ м}^3/\text{с}$  – для одного котла (из поверочного расчета гл. 4)

Для зимнего периода вычислим расход топлива при работе 3 котлов по выражению (7.3):

$$B_p = n \cdot B$$

где  $n$  – число работающих котлов.

Воспользуемся формулой (7.3):

$$B_{pz} = 3 \cdot 6 = 18 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания определим по формуле (7.4),  $\text{м}^3/\text{с}$ :

$$V = V_p \cdot B_p \quad (7.4)$$

Для зимнего периода рассчитаем объем продуктов сгорания по формуле (7.4):

$$V_z = 15,66 \cdot 18 = 281,88 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для летнего периода необходимо найти расход топлива при работе 1 котла, так как в это время потребности пара на производстве снижаются, вычислим расход по выражению (7.3):

$$B_{пл} = 1 \cdot 6 = 6 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для летнего периода рассчитаем объем продуктов сгорания по формуле (7.4):

$$V_l = 15,66 \cdot 6 = 93,96 \text{ м}^3/\text{с}$$

Выброс окислов азота рассчитывается по  $\text{NO}_2$  по формуле (7.5):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (7.5)$$

где  $\beta_1$  – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления; для природного газа  $\beta_1 = 0,85$ ;

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

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

$\beta_3$  – 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  $Q_n^p = 30,3755 \text{ МДж}/\text{м}^3$ .

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Для котлов паропроизводительностью более 70 т/ч используем формулу (7.6):

$$k = \frac{12 \cdot D_{\phi}}{200 + D_n} \quad (7.6)$$

где  $D_{\phi}$  – фактическая паропроизводительность, т/час;

$D_n$  – номинальная паропроизводительность, т/час.

Воспользуемся формулой (7.6):

$$k = \frac{12 \cdot 178}{200 + 200} = 5,34$$

Для зимнего периода выброс окислов азота рассчитывается по формуле (7.5):

$$(M_{NO_2})_z = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 5,34 \cdot 18 \cdot 30375,5 \cdot 1 = 84,4 \text{ г/с}$$

Для летнего периода выброс окислов азота рассчитывается по формуле (7.5):

$$(M_{NO_2})_л = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 5,34 \cdot 6 \cdot 30375,5 \cdot 1 = 28,1 \text{ г/с}$$

## 7.2 Поверочный расчет дымовой трубы

Даже при отсутствии определенной доли токсинов в выбросах из дымовой трубы энергетических комплексов, абсолютно любой газ проходит через рассеивание в слое атмосферы. Из-за этого возникает проблема снижения концентрации выбросов.

Уже долгое время основным способом для решения этой проблемы является использование дымовых труб в качестве рассеивателей огромного потока газа в более высокие слои атмосферы, что даёт возможность частичного смешивания выбросов с воздухом, благодаря чему значение выбросов на уровне человеческого дыхания снижается до допустимого.

Для расчета трубы, которая установлена на котельной в качестве дымовой выясним значение высоты этой трубы и значение диаметра устья, равным соответственно 50 и 5 метров.

Критериями санитарного состояния среды и качества атмосферного воздуха России являются предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе или в воде водоемов. ПДК в воздухе определяют в высоте 1,5 м от земли, т. е. на уровне зоны дыхания человека.

Различают среднесуточные ПДК, назначение которых заключается в том, чтобы исключить возможность воздействия вредных веществ на человека в течение длительного времени. Для веществ, обладающих раздражающими воздействиями или резкими запахами в дополнение к среднесуточным устанавливаются максимально-разовые ПДК [47].

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Среднесуточная концентрация устанавливается отбором проб воздуха и их анализа в течение суток (24 ч), а максимально-разовая – в течение 20 мин. ПДК основных вредных веществ, выбрасываемых с дымовыми газами котельных, установлены в соответствии с СП 2.2.1.1312-03 и представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Значения максимально-разовых и среднесуточных ПДК

Загрязняющее вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>		
	На рабочем месте	В населенном пункте	
		Максимально - разовая	Среднесуточная
Пыль нетоксичная	2	0,500	0,150
Сернистый ангидрид ( $SO_2$ )	10	0,050	0,050
Углерода окись ( $CO$ )	20	3,000	1,000
Азота окись ( $NO$ )	–	0,400	0,060
Азота двуокись ( $NO_2$ )	5	0,085	0,085
Сажа (копоть)	–	0,150	0,050
Пятиокись ванадия ( $V_2O_5$ )	–	–	0,002
Бензопирен ( $C_{20}H_{12}$ )	–	–	$1 \cdot 10^{-7}$

При расчете рассеивания выбросов максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое  $C_m$  не должна превосходить максимально-разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе,  $C_m < ПДК$  [47].

Расчет выбросов окислов азота производим по  $NO_2$ . Максимально-разовая предельно допустимая концентрация окислов азота в атмосфере  $ПДК_{мр} = 0,085$  мг/м<sup>3</sup>. Максимальная приземная концентрация окислов азота содержащихся в дымовых газах определяется по формуле (7.6):

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_l \cdot \Delta T}}, \quad (7.6)$$

где  $\Delta T$  – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

$T_d$  – температура дымовых газов,  $T_d = 155$  °С;

$T_e$  – температура воздуха, для летнего режима:  $T_e^л = 22,8$  °С, для зимнего режима:  $T_e^з = -15,5$  °С

$\Delta T = T_d - T_e$ ; для летнего периода:  $\Delta T^л = 132,2$  °С, для зимнего периода:  $\Delta T^з = 170,5$  °С

$H$  – высота дымовой трубы,  $H = 50$  м;

$V_l$  – продуктов сгорания топлива,  $V_l = 93,96$  м<sup>3</sup>/с;

$V_3$  – продуктов сгорания топлива,  $V_3 = 281,88$  м<sup>3</sup>/с;

$M_l$  – расход выбрасываемого в атмосферу вещества,  $M_l = 28,1$  г/с;

$M_3$  – расход выбрасываемого в атмосферу вещества,  $M_3 = 84,4$  г/с;

$A$  – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, для европейской территории России и Урала севернее 52° с.ш.,  $A = 160$ ;

$m$  и  $n$  – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

$F$  – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных примесей  $F = 1$ .

Для дальнейшего расчета необходимо узнать значения вспомогательного коэффициента  $f$  определяем по формуле (7.7):

$$f = \frac{10^3 \cdot w_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (7.7)$$

Параметр  $v_m$  рассчитаем по формуле (7.8):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}}, \quad (7.8)$$

где  $D_0$  – диаметр устья источника выброса,  $D_0 = 3$  м;

$w_0$  – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника.

Средняя скорость газовой смеси на выходе находим по формуле (7.9):

$$w_0 = \frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot D_0^2}, \quad (7.9)$$

Для летнего периода воспользуемся формулой (7.9):

$$w_{0л} = \frac{4 \cdot 93,96}{3,14 \cdot 3^2} = 13,3 \text{ м/с}$$

Для зимнего периода воспользуемся формулой (7.9):

$$w_{0з} = \frac{4 \cdot 281,88}{3,14 \cdot 3^2} = 39,9 \text{ м/с}$$

Для летнего периода для нахождения коэффициента  $f$  воспользуемся выражением (7.7):

$$f_l = \frac{10^3 \cdot 13,3^2 \cdot 3}{50^2 \cdot 132,2} = 1,6$$

Для летнего периода применим формулу (7.8):

$$v_{мл} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{93,96 \cdot 132,2}{50}} = 4,08$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Для зимнего периода воспользуемся формулой (7.7):

$$f_3 = \frac{10^3 \cdot 39,9^2 \cdot 3}{50^2 \cdot 170,5} = 11,2$$

Для зимнего периода воспользуемся формулой (7.8):

$$v_{мл} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{281,88 \cdot 170,5}{50}} = 6,4$$

Коэффициент  $m$  рассчитывается по формуле (7.10):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (7.10)$$

При расчете зимнего и летнего периодов  $v_m \geq 2$ , следовательно:  $n = 1$   
Для летнего периода коэффициент  $m$  находим по формуле (7.10):

$$m_l = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,6} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,6}} = 0,84$$

Для зимнего периода коэффициент  $m$  вычисляем по выражению (7.10):

$$m_3 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{11,2} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{11,2}} = 0,57$$

Для летнего периода максимальная приземная концентрация окислов азота определяется по формуле (7.6):

$$C_{мл} = \frac{160 \cdot 28,1 \cdot 1 \cdot 0,84 \cdot 1}{50^2 \cdot \sqrt[3]{93,96 \cdot 132,2}} = 0,065 \text{ мг/м}^3$$

Для зимнего периода максимальная приземная концентрация окислов азота вычисляется по формуле (7.6):

$$C_{мз} = \frac{160 \cdot 84,4 \cdot 1 \cdot 0,57 \cdot 1}{50^2 \cdot \sqrt[3]{281,88 \cdot 170,5}} = 0,084 \text{ мг/м}^3$$

Вывод: при существующей высоте дымовой трубы содержание окислов азота в дымовых газах не превышает ПДК, а точнее составляет меньше 0,085 мг/м<sup>3</sup>, при условии, что расчеты были произведены без учета фоновой концентрацией  $C_{ф}$ .

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

## 8 СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ КОТЛА КО-III-200

### 8.1 Современная автоматика. Описание автоматики котла КО-III-200

По правилам технической эксплуатации теплоэнергетическое оборудование должно быть автоматизировано. Чтобы отслеживать параметры работы котельной необходима установка контрольно-измерительных приборов, таких как манометр, термометр, расходомер, уровнемер и т. д. Для обеспечения безопасной, надежной и экономичной работы котельные агрегаты обеспечены системами автоматического регулирования, защиты, сигнализация и контрольно-измерительными приборами [39].

На котле КО-III-200 предусматривается автоматизация следующего основного технологического оборудования:

Система газоснабжения котла, включающая в себя:

– газопроводы природного и коксового газов к горелкам – установка регулирующих затворов с электроприводами Арматэк-ПС и отсечных запорных быстродействующих клапанов со взводным механизмом МЭО-100/63-0,63 и электромагнитом УИМ-0331;

– трубопроводы безопасности по природному газу перед каждой горелкой установка электромагнитных клапанов EVA04 108;

– трубопроводы безопасности по коксовому газу перед каждой горелкой – установка электромагнитных клапанов GSR Ventitechnik 49-TH;

– газопроводы розжига запально-защитного устройства к каждой горелке, установка электромагнитного клапана EVPC 108 на общем газопроводе к запально-защитному устройству котла. Установка запально-сигнализирующих устройств ЗСУ-ПИ-45-03 на каждую горелку котла;

– воздухопроводы к горелкам – установка регулирующих затворов с электроприводами МЭО 250/63-0,25У-99 [31].

В графической части (Лист 5) представлена схема автоматизации реконструированного котла КО-III-200. Стоит отметить, что все приборы изготавливаются российскими заводами. Также, если значения относительной влажности колеблются в диапазоне 30-80 %, а температура окружающей среды установится не меньше 5 °С и не больше 50 °С, то система будет работать устойчиво.

К тому же значение напряжения питания регуляторов достигает 220 В, а значение частоты 50 Гц.

Паровые котлы КО-III-200, работающие на газообразном топливе среднего давления, управляются комплексом АМК-1-П1. Блок управления котлоагрегатом АМК-1-П1 осуществляет контроль и управление паровыми котлами в соответствии с действующими нормативными документами, обеспечивая при этом:

– полуавтоматический пуск или остановку котла дистанционно (по команде оператора с клавиатуры лицевой панели, контроллера);

– автоматическую проверку герметичности газовых клапанов (опрессовка);

– регулирование соотношения «топливо-воздух»;

– регулирование давления пара в барабане котла [26].

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



Система автоматического регулирования обеспечивает защиту срабатывания, а также звуковое и индикаторное информирование (сигнализация) о неполадках в котлоагрегате:

- скачки значения давления газа, находящегося перед горелкой и изменение значения давления воздуха;
- отклонение от установленного значения давления пара в барабане котлоагрегата и давления мазутной смеси, перед её попаданием в горелочное устройство;
- скачки уровня воды в барабане котлоагрегата;
- немедленное информирование на панель управления в случае погасания факела в топке котлоагрегата [26].

Система автоматического регулирования и контроля также отвечает за постоянное предоставление значений основных параметров работы технологического процесса: температуры топлива; давления всех возможных видов сред – воздуха, топлива, пара; уровня воды в барабане котлоагрегата.

Система автоматического регулирования также обеспечивает связь с устройством, установленным на внешнем контуре, которое чаще всего представлено компьютером [39].

Помимо этого, систему можно запрограммировать на ведение журнала с дополнительным фиксированием тайминга и видов событий основных процессов: пуск и остановка котлоагрегата), а также записывать информацию о неполадках и внештатных ситуациях, о предысториях и причинах аварий и параметров, значения которых были изменены. В систему также может быть установлен определенный код доступа (пароль), доступный только допущенным до управления личностям на случай попытки взлома системы [31].

Более совершенные системы оснащаются автоматической самодиагностикой с занесением в журнал изменений, а также регулированием по частоте электроприводов, используемых для вентилирующих устройств и дымососов.

На случай ремонта или аварийного отключения системы автоматического регулирования и контроля допускается ручное управление.

Температура дымовых газов, давление пара в барабане котла, уровень воды в барабане котла и расход пара на выходе из котла выводятся на регистрирующий прибор «Термодат-17МЗ», описание приборов учета:

НА – аппаратура, предназначенная для ручного дистанционного управления, снабженная устройствами для сигнализации, установленная по месту;

ЕС – электрический сигнал регулятора: функция - автоматическое регулирование, управление. Установлен по разрезу отвечает за исправную работу (включение/выключение) вентилятора вторичного воздуха и за исправную работу (включение/выключение) дымососа;

ЕVP – исполнительный механизм, закрывает регулирующий клапан-отсекатель: функция – построение обозначение преобразователей сигналов и вычислительных устройств;

PE – первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения давления (разрежения), установленный по месту в совокупности с PI по месту и соединенные с PISA на щите;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

PI – прибор для измерения давления (разрежения) показание информации, установленный по месту;

PA – Прибор для измерения давления (разрежения) установленный по месту, сигнализация перед клапан-отсекатель;

PISA – прибор для измерения давления (разрежения) показание информации, сигнализация, включение, отключение, переключение блокировка, установленный по месту или на щите;

TE – относится к группе чувствительных элементов для измерения температуры, устанавливается по месту вместе с TSA на щите;

TI – прибор для измерения температуры показание информации, установленный по месту;

TISA – прибор для измерения температуры показание информации, сигнализация, включение, отключение, переключение блокировка, установленный по месту или на щите;

BE – первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для контроля погасания факела в котле бесшкальный [26].

## 8.2 Функции автоматики по контролю и управлению технологическим оборудованием

Автоматизированная система обеспечивает контроль параметров технологических процессов и централизованное управление проектируемым оборудованием из операторной котлоагрегатов, а также управление оборудованием по месту со щитов розжига горелок. Автоматизированная система выполняет определенные функции, рассмотрим их в пунктах ниже [31].

### 8.2.1 Информационные функции

Информационные функции включают:

– отображение на пультах и панелях оперативного контура щита управления котлами текущего состояния технологического процесса: отображение технологических параметров и технологической, аварийной сигнализации и сигнализации индикаторов положения запорно-регулирующей арматуры;

– регистрацию заданных контролируемых технологических параметров.

Также предусмотрена светозвуковая сигнализация в операторной при отклонении от норм следующих параметров:

– повышение и понижение давления природного газа перед горелкой;

– повышение и понижение давления коксового газа перед горелкой;

– погасание факела всех горелок котла [26].

На щитах розжига световая сигнализация наличия факела запальника и горелки предусмотрена на блоках розжига БРЗ-04-М1 и сигнализаторе горения ЛУЧ-1АМ.

Сигнализация классифицируется по следующим видам:

– предупредительная технологическая сигнализация об отклонении параметров за соответствующие уставки;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

- сигнализация состояния технологического оборудования;
- аварийная сигнализация об отклонении параметров за пределы аварийных значений и о срабатывании защит.

### 8.2.2 Функции технологических защит

Технологические защиты обеспечивают экстренный автоматический перевод защищаемого оборудования в безопасное состояние в случае возникновения аварийной ситуации. Защитные блокировки запрещают выполнение операций, приводящих к возникновению аварийных ситуаций.

Защиты, действующие на остановку котла:

- повышение уровня в барабане котла;
- понижение уровня в барабане котла;
- отключение всех дутьевых вентиляторов;
- отключение всех дымососов;
- одновременное понижение давления природного и коксового газа после регулирующих клапанов до отвода к горелкам;
- погасание факелов всех горелок в топке;
- невоспламенение или погасание факела газовой горелки;
- прекращение и запрет подачи топлива в горелку в случае полного закрытия шиберов на линии подвода воздуха к горелке.

Защиты, действующие на снижение нагрузки котла на 50 % номинальной:

- отключение одного из двух дутьевых вентиляторов;
- отключение одного из двух дымососов;
- понижение и повышение давления природного газа после регулирующего клапана до отвода к горелкам;
- повышение температуры острого пара за котлом;
- понижение давления коксового газа после регулирующего клапана до отвода к горелкам;
- понижение давления доменного газа после регулирующего клапана до отвода к горелкам [8].

Устанавливаются дополнительные программируемые блокировки:

- в случае незакрытия хотя бы одного механизма подвода топлива с электроприводом или, наоборот, полного закрытия шиберов на линии подвода воздуха к горелочным устройствам, а также в случаях отсутствия в запальном устройстве факела или наличия неистинного сигнала от датчика горелки должен автоматически включаться запрет на подачу любого топлива к котлоагрегату;
- в случае открытого второго запорного устройства недопускается закрытие первого запорного устройства;
- запрет розжига горелок при растопке котла без вентиляции топки;
- открытие общего запорного устройства на запальном газопроводе к запально-защитного устройства при открытом положении хотя бы одного первого по ходу газа запорного устройства с электроприводом перед любым запально-защитным устройством [31].

						13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			60

### 8.2.3 Функции ручного регулирования

Функции ручного регулирования обеспечивают поддержание в заданном диапазоне давления газа и воздуха перед горелками в различных режимах работы котла. А проект предусмотрено ручное управление положением следующей регулирующей арматуры:

- затворы по природном газе перед каждой горелкой;
- затворы на коксовом газе перед каждой горелкой;
- затворы на воздухопроводах перед каждой горелкой.

### 8.2.4 Функции местного регулирования и дистанции управления

Дистанционное управление обеспечивает управление отдельными электроприводами запорно-регулирующей арматуры по командам оператора. Дистанционного управления осуществляется с учетом имеющихся защит и блокировок за исключением проверки срабатывания предохранительно-запорный клапан перед растопкой котла. Управление запорно-регулирующей арматурой производится дистанционно из операторской котлов, а также со щитов розжига горелок и вручную по месту [8].

Управление запорно-регулирующей арматурой со щитов розжига горелок возможно только при установке переключателей SA2.1 и SA2.2 монтируемых на пульте в операторской котлов, в положение ЩРГ-1,2 [26].

### 8.3 Эксплуатация и назначение сигнализатора

На производстве установлен индикатор оксида углерода – сигнализатор СОУ-1, необходимый для информирования персонала о превышении ПДК оксида углерода в воздухе, которому предоставлен доступ к системе автоматического контроля и регулирования котлоагрегатом для включения (выключения) исполнительных устройств. Сигнализатор выполнен в соответствии со всем нормативными актами, удовлетворяет всем гостам и стандартам. Сигнализатор выполнен в виде стационарного типа с непрерывным режимом работы, который установлен на запор пробы на принципе проникновения одного вещества в другое при их соприкосновении – диффузионный принцип. Особенностью данного устройства системы автоматики является наличие двух пороговых значений концентрации для срабатывания [31].

При достижении концентрации вредного вещества (в данном случае оксида углерода) значения  $20 \text{ мг/м}^3$  происходит срабатывание датчика уровня «Порог 1».

При достижении концентрации вредного вещества (в данном случае оксида углерода) значения  $100 \text{ мг/м}^3$  происходит срабатывание датчика уровня «Порог 2».

Прибор имеет три варианта информирования:

1) Первый вариант основывается на непрерывном освещении, который характеризует нормальную работу оборудования.

2) Второй вариант, при котором то загорается, то исчезает индикатор светового типа красного цвета, сигнализирует о достижении концентрации вредного вещества отметки  $20 \text{ мг/м}^3$  – срабатывание датчика уровня «Порог-1».

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

3) Третий вариант, при котором загорается и не исчезает индикатор светового типа красного цвета и появляется прерывистая звуковая сигнализация, говорит о достижении концентрации вредного вещества отметки  $100 \text{ мг/м}^3$  – срабатывание датчика уровня «Порог-2».

Уровень шума сигнализации при включении датчика уровня «Порог-2» составляет 60 децибелов при нахождении не ближе 1 метра. Прибор состоит из устройства обработки сигнала и датчика электрохимии (электрохимического). Передняя панель прибора информирования состоит из двух индикаторов (индикатора «ВКЛ» при стабильной работе, индикатора «ГАЗ» при превышении выброса ПДК), а также кнопки «СБРОС» для отключения всех имеющихся на приборе исполнительных устройств.

С правой стороны на сигнализаторе установлена вилка с возможностью подключения к ней дополнительных внешних устройств, в то время как с левой стороны располагается шнур на 220В и сетевой предохранитель. Целью их работы служит аналоговая обработка сигнала, изменяющегося прямопропорционально с концентрацией вредного вещества в воздухе (в данном случае оксида углерода).

Электросигнал с датчика электрохимии передается в устройство обработки и сравнивается с установленным порогом срабатывания [39].

## 8.4 Контрольно-измерительный приборы

Для измерения температуры, давления в трубопроводах используются преобразователи температуры и давления, которые в свою очередь, передают показания на контроллер. Далее прибор считывает, анализирует все параметры, приходящие на него и выдает исполнительные сигналы на соответствующие агрегаты.

### 8.4.1 Установка манометров, преобразователей и реле давления

Для измерения давления до и после котла в подающем трубопроводе и на обратном, до и после каждого сетевого, циркуляционного и подпиточного насосов, до и после фильтра, на трубопроводе сырой воды до и после фильтра, грязевика устанавливаются технические манометры МП4-У с диапазоном  $0 \dots 6 \text{ кгс/см}^2$ .

Под воздействием измеряемого давления измерительная мембрана деформируется и изменяет электрическое сопротивление в одном из плеч измерительного тензомоста преобразователя. В дальнейшем изменение сопротивления с помощью электронной схемы преобразуется в информационный параметр входного сигнала в виде электрического тока или напряжения [26].

Части преобразователей, соприкасающиеся с измеряемой средой, изготовлены из нержавеющей стали. Для автоматизации работы насосов и защиты их от «сухого хода» перед сетевыми, подпиточными и насосами сырой воды, а так же для автоматизации устанавливают реле давления Danfoss KPI 35 0,2 – 7,5 бар.

Внутри прибора имеется гибкая пластина, положение которой изменяется под воздействием потока воды. Чем активнее поток, тем большим будет ее изгиб.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Этот элемент соединен с двумя пружинами, которые реагируют на изменение позиции пластины. В результате замыкаются и размыкаются контакты пары электрических цепей, срабатывающих на заданные пользователем пределы давления. Одна пружина настроена на максимальное значение давления в автономной сети, вторая на разницу между верхним и нижним пределами давления. Устройство подключают к гидроаккумулятору.

Когда давление достигает минимального показателя, установленного для реле, мембрана внутри гидробака ослабевает, контакт под второй пружинной срабатывает, и насос включается. Постепенно давление нарастает, доходит до верхнего предела, после этого размыкается контакт под первой пружинной, что выключает насос [31].

#### **8.4.2 Установка термометров, термопреобразователей**

Для измерения температуры воды на входе и выходе котла, в подающем и обратном трубопроводах устанавливаются биметаллические общетехнические термометры ТБ с диапазоном температур от 0 °С до 120 °С.

Для измерения температуры воды перед котлом и в подающем и обратном трубопроводах устанавливаются преобразователи температур КТПТР-0,1 с диапазоном от 0 до 180 °С. Для контроля температуры воды в котле устанавливаем термостаты накладные N-TCN-RE Watts. Накладной контактный термостат Watts предназначен для контроля температуры теплоносителя в системах отопления. Он устанавливается на трубопроводах систем отопления и отключает насосы, горелки, электротермическими приводами и т. д. при достижении установленной температуры. Функционирование термостата основано на принципе теплового расширения жидкости, находящейся в котле [39].

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В выпускной квалификационной работе рассматривается Нижнетагильская ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК, в которой установлено паровой котел ТП-9, Комбашен, водогрейный котел Рилей-Стокер, а также три паровых котла КО-III-200.

Рабочая зона оператора котла: тепловой щит с приборами контроля и средствами воздействия на работу котлов и другого вспомогательного оборудования, площадки, помосты, лестницы. На оператора котельной в процессе работы действуют опасные и вредные факторы. Для безопасной эксплуатации котельного зала должны обеспечиваться безопасные условия труда [4].

В соответствии с ГОСТ 12.0.003 – 2015. «Опасные и вредные производственные факторы», опасный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной острого заболевания или внезапно резкого ухудшения здоровья, смерти. Вредный производственный фактор – фактор среды трудового процесса, воздействие которого на работающего при определенных условиях может вызвать профессиональное заболевание, снижение работоспособности [6]. При эксплуатации котельных агрегатов могут произойти травмоопасные или аварийные ситуации, которые могут оказывать воздействие на организм человека, т. е., оператора котельной, либо на состояние окружающей среды. Причинами травм может быть:

- электрический ток, источником поражения которого могут быть незащищенные и неизолированные провода непосредственно на пульте управления;
- воздействие на легкие человека природного газа и продуктов его сгорания;
- возможный взрыв котла с вероятностью пожара (из-за нарушения режима работы основного и вспомогательного оборудования), травмы, вызванные действием взрывной волны, летящими осколками, пламенем, паром, горячей водой;
- нагретые элементы трубопроводов и других поверхностей нагрева котла;
- падения вследствие плохой освещенности площадок, помостов и лестниц или падение на скользкий пол, на который были разлиты воды, топливо, масло.

Во время работы котельных агрегатов возможны следующие аварийные ситуации:

- повреждение паропровода, взрыв барабана котла, нарушение герметичности газопроводов и газоходов котла. Пар с температурой 150 °С и давлением 1,4 Мпа, воздействуя на человека, может вызвать сильные ожоги и привести к смертельному исходу;
- взрыв газозооушной смеси в газоходе или топке котла, приводящие к разрушению обмуровки и выбрасыванию пламени и горячей воды;
- отравление окисью углерода или другими продуктами сгорания в воздухе, так же, в случае неисправной вентиляции или плохого притока воздуха в горелки (острое отравление окисью углерода может вызвать головокружение, головные боли, тошноту, потерю сознания, смерть);
- замыкание электропроводки или других агрегатов котельной;
- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, передвигаемые изделия;

- прекращение подачи воды или электроэнергии;
- стихийные бедствия или другие не связанные с работой котельной случаи;
- пожар [22].

Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять соответствующие меры:

- при обслуживании вращающихся механизмов не должно быть развевающихся частей одежды, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов;
- при необходимости нахождения вблизи горячих частей оборудования следует принять меры по защите от ожогов и действия высоких температур (ограждение оборудования, вентиляция, теплая спецодежда);
- при нахождении в помещениях с действующим технологическим оборудованием (за исключением щитов управления) необходимо носить защитную каску для защиты головы от ударов случайными предметами;
- оператор котельной должен работать в спецодежде и применять средства защиты, выдаваемые в соответствии с действующими отраслевыми нормами [4].

### **9.1 Опасные и вредные факторы**

Опасные и вредные факторы, которые могут воздействовать на персонал котельной в процессе работы:

- пар, который может стать причиной ожогов;
- оборудование (например, котлы, которые, при неправильной эксплуатации, могут стать причиной взрыва.);
- пыль и вредные газы, которые выделяются при сгорании топлива ( $ПДК_{HNO_3} > 2 \text{ мг/м}^3$ ) [34]. Попадая в организм человека, газы могут вызвать отравление, а пыль к поражению дыхательных путей;
- повышение температуры поверхности котлов и трубопроводов, которое может привести к ожогам;
- недостаточная освещенность рабочих мест ( $< 300\text{-}500 \text{ лк}$ ) ;
- повышенный уровень шума ( $> 70 \text{ дБ}$ );
- овышенный уровень тепловых излучений, вибрации ( $> 92 \text{ дБ}$ ) ( $> 70 \text{ Вт/м}^2$ ) на рабочих местах;
- повышенная или пониженная температура на рабочих местах;
- поражение электрическим током и др.

Для безопасного обслуживания оборудования предусмотрено: изоляция тепло-выделяющего оборудования; рабочее и аварийное освещение.

Котлоагрегаты и вспомогательное оборудование оснащено в соответствии с действующими нормами и правилами, необходимыми технологическими защитами, включающими звуковую и световую сигнализации при отклонении технологических параметров от нормы.

Причинами аварии могут быть:

- некачественное проведение строймонтажных работ;
- нарушение техники безопасности и пожарной безопасности;
- теракты и вандализм [34].

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65



В целях максимального снижения вероятности аварий проектом предусмотрены технические мероприятия, обеспечивающие безаварийные и безопасные условия эксплуатации котельной:

- герметизация технологических процессов;
- автоматизация технологических процессов;
- блокировка оборудования и сигнализация при нарушениях;
- защита сооружений, аппаратов, трубопроводов от электричества;
- молниезащита [40].

Организационные и технические мероприятия, направленные на предупреждение аварийных случаев предусматривают:

- соблюдение норм технологического проектирования;
- регулярное проведение технического освидетельствования и профилактического осмотра;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- автоматизированный контроль параметров работы оборудования, блокировку и сигнализацию при отклонении от нормального режима эксплуатации;
- разработку планов и мероприятий по локализации и ликвидации аварий в котельной и топливном хозяйстве;
- подготовку обслуживающего персонала к действиям в ЧС.

Вредные производственные факторы при эксплуатации котельной на газе отсутствуют. Для повышения качества защиты от вредных и опасных факторов использованы следующий нормативный документ: ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы» [6].

## 9.2 Обеспечение пожарной и взрывобезопасности

Согласно ФЗ №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 27 декабря 2018 года), котельная энергетического цеха относится к классу «Г». За работой и обслуживанием котельных агрегатов, насосным оборудованием, трубопроводами пара и горячей воды следят операторы котельной.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории:

- 1) повышенная взрывопожароопасность (А);
- 2) взрывопожароопасность (Б);
- 3) пожароопасность (В1 - В4);
- 4) умеренная пожароопасность (Г);
- 5) пониженная пожароопасность (Д).

Категория «Г», присвоенная зданию означает наличие в нем негорючих веществ и материалов, находящихся в горячем или раскаленном состоянии, процесс горения которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр или пламени, и горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

По обеспечению взрывобезопасности предусмотрены устройства технической защиты котла и контрольно-измерительные приборы.

Чтобы избежать взрыва котла и разрушения газоходов применяют следующие меры:

- осуществляется контроль на пульте управления котла с остановкой звуковой и световой сигнализации;
- производится вентилирование топки и газоходов перед пуском котла и газоходов после остановки котла в соответствии с правилами эксплуатации;
- устанавливается взрывной клапан на газоходе;
- устанавливается автоматика на линии, подающей воду в котле, чтобы при падении давления в магистрали производилось автоматическое отключение котла;
- своевременно производятся текущие и капитальные ремонты;

Во избежание взрыва котла в местах затрудненной циркуляции газов устанавливаем взрывные клапаны мембранного типа ГОСТ 108.812.03-82/01 ПГВУ 091-80. Взрывной клапан данного исполнения устанавливается внутри или снаружи здания на газоходах, с давлением до 150 кПа (0,15 кг/см<sup>2</sup>). Материал диафрагмы – алюминий со швом. Такие клапаны устанавливаются в топочных камерах котельных установок, работающих как под разрежением, так и при избыточном давлении [42].

### 9.3 Тепловое излучение

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения (материалов, изделий и др.) должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м <sup>2</sup>
50 и более	Не более 35
25 – 50	Не более 70
Не более 25	Не более 100

Допустимые величины интенсивности теплового облучения оператора котельной не должны превышать 140 Вт/м<sup>2</sup>. При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз [4].

#### 9.3.1 Теплоизоляция

Тепловая изоляция предназначена для обеспечения заданной температуры теплоносителя при условии безостановочного движения теплоносителя, также нужна как средство, предохраняющее обслуживающий персонал от ожогов.

Все типы котлов требуют теплоизоляцию и звукоизоляцию. Необходимо закрыть газоходы, трубопроводы, воздухопроводы, паровой коллектор, пароперегреватель, теплообменники, стенки и крышу котла, смотровой люк, электрофильтры теплоизоляцией.

Материалы, применяемые для изоляции котельного оборудования, должны обладать следующими качествами: высокими теплоизоляционными свойствами, механической прочностью при высоких температурах, достаточной гибкостью в условиях значительного изменения температуры, возможностью использования для многослойной изоляции [4].

Достижение оптимальной эффективности всей установки в целом жесткие требования, обусловлены высокими рабочими температурами и особенностями конструкции котлов.

## **9.4 Безопасность производственных процессов и оборудования**

### **9.4.1 Общие требования безопасности для оператора котельной**

Для безопасности оператора, запрещается:

- производить по время работы котельных агрегатов электрогазосварочные и другие ремонтные работы;
- во время работы котельных агрегатов операторам выполнять работы, не связанные с непосредственным обслуживанием котельной установки или за пределами помещения котельной;
- использовать при работе внутри котла керосиновые и бензиновые лампы;
- допускать в котельную посторонних лиц или выполнение несанкционированных работ;
- хранить, сушить в котельной посторонние предметы, спецодежду, какие-либо материалы;
- перекрывать вентиляционные проемы, форточки и другие места притока воздуха в котельную;
- производить растопку котла со спущенной водой или при замерзшей воде в системе;
- спускать воду из котла до полного прекращения горения топлива;
- тушить огонь, заливая топку водой [6].

### **9.4.2 Действия в аварийных ситуациях**

При эксплуатации котельных возможны следующие аварийные ситуации:

- пожар, взрыв котла, трубопроводов газа или других агрегатов котельной;
- короткое замыкание электропроводки или в других агрегатах котельной;
- прекращение подачи воды и электроэнергии.

При аварии на газовом оборудовании необходимо немедленно доложить о случившемся диспетчеру газовой службы. Ликвидировать последствия аварии и осуществлять последующий пуск котельной в работу можно только по письменному распоряжению начальника цеха.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Во всех случаях необходимо произвести экстренную остановку котельной. Отключить электропитание. Перекрыть в котлах подачу жидкого топлива или газа. Перекрыть соответствующие вентили паропроводов и трубопроводов горячей воды. В случае пожара вызвать пожарную службу и использовать первичные средства пожаротушения для локализации пожара, эвакуировать в безопасное место персонал, оказать необходимую медицинскую помощь пострадавшим, вызвать скорую помощь. Доложить о случившемся руководителю участка, цеха.

## 9.5 Мероприятия по взрывной, взрывопожарной, пожарной безопасности

К системе мероприятий по взрывной, взрывопожарной, пожарной безопасности и технике безопасности котельного участка ТЭЦ относятся:

- применение только сертифицированного газового оборудования, комплектующих изделий и материалов;
- наличие контроля загазованности по метану и оксиду углерода;
- наличие пожарной сигнализации;
- прекращение подачи газа на котел во всех случаях;
- качественное выполнение монтажа газового оборудования организацией, имеющей соответствующие допуски;
- проведение испытаний газопровода на прочность и герметичность;
- квалифицированное обслуживание оборудования организацией, имеющей необходимые допуски по обслуживанию оборудования и обученный персонал;
- учет в проекте требований действующих норм и правил по взрывной, взрывопожарной безопасности и технике безопасности и промышленной санитарии;
- осуществление монтажа, эксплуатации и ремонта оборудования и трубопроводов, а также содержание помещений в соответствии с действующими нормами и правилами.

Возможной аварийной ситуацией в случае механического повреждения газопроводов или негерметичности фланцевых соединений является утечка или выброс газа и, как следствие возможное возгорание или взрыв.

Для предотвращения аварийной ситуаций эксплуатирующая организация разрабатывает и утверждает инструкции по безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов, по производству ремонтных работ, по взрывопожарной безопасности и промышленной санитарии в которых учитывается:

- оперативные схемы трубопроводов (схемы и инструкции вывешиваются на рабочих местах и выдаются обслуживающему персоналу на руки под расписку).

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.028.07 ПЗ					

## 10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

АО «Теплоэнергооборудование» осуществляет монтаж, ремонт, изготовление и наладку турбинного, котельного основного и вспомогательного оборудования и трубопроводов предприятий энергетики, черной и цветной металлургии и химической промышленности.

АО «Теплоэнергооборудование» разрабатывает новые способы повышения энергоэффективности котельного оборудования с целью снижения расхода топлива, тем самым стремится максимально полно использовать природные ресурсы, экономно расходовать их с наименьшими потерями при существующем уровне развития техники и технологии и при таком объеме негативного воздействия, который окружающая среда способна самостоятельно переработать. Оребрение конвективной части котельного агрегата ПТВМ-100 является одним из способов повышения энергоэффективности водогрейных котлов, так как снижает расход топлива. Необходимо произвести расчёт затрат, связанных с установкой оребрения конвективной части котельного агрегата, а также выявить разницу в текущих затратах до и после реконструкции.

### 10.1 Технико-экономический расчет

Для расчета экономической эффективности при реконструкции определим срок окупаемости проекта реконструкции 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 конвективной части котельного агрегата

При расчете капитальных затрат на реконструкцию горелочных устройств и системы автоматики котельного агрегата воспользуемся локальным сметным расчетом №17-0416-04-08-48, выполненным проектно-сметным отделом АО «Теплоэнергооборудование». Капитальные затраты на реконструкцию конвективной части котла  $K$  вычислим по формуле (10.2), тыс. руб.:

$$K = K_{разр} + K_{подг} + K_{дем} + K_{обор} + K_{монт} + K_{пуск} + K_{закл} + K_{мех}, \quad (10.2)$$

где  $K_{разр}$  – затраты на разработку проекта, тыс. руб.;

$K_{подг}$  – затраты на подготовительные работы, тыс. руб.;

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

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$K_{обор}$  – затраты на изготовление и закупку оборудования, тыс. руб.;

$K_{монт}$  – затраты на монтажные работы, тыс. руб.;

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

$K_{закл}$  – затраты на заключительные работы, тыс. руб.;

$K_{мех}$  – затраты на аренду механизмов, тыс. руб.

Затраты на разработку проекта  $K_{разр}$  включают в себя заработную плату проектировщика на разработку 1 проекта по замене горелочных устройств и усовершенствованию системы автоматики.

$K_{разр} = 100$  тыс. руб. (по данным отдела кадров) [48].

Затраты на подготовительные работы  $K_{подг}$  определим по формуле (10.3), тыс. руб.:

$$K_{подг} = \sum K^{1-3}_{подг}, \quad (10.3)$$

где  $K^1_{подг}$  – установка подмостей, тыс. руб.;

$K^2_{подг}$  – установка м/к для выполнения работ при капитальном ремонте котла, тыс. руб.;

$K^3_{подг}$  – уборка ремонтной площадки от м/лома, мусора, тыс. руб.

Установка подмостей  $K^1_{подг}$  включают в себя ознакомление с технической документацией, осмотр котла перед ремонтом, подготовка рабочей площадки и рабочих мест – прокладка сварочных кабелей, газовых шлангов, устройство проемов и ограждений – выполнение мероприятий по ОТ и ПБ, установку подмостей всех видов на брусках и досках, которые крепятся на крючьях, хомутах, ригелях, балках, фермах, трубопроводах и т.п. (высота установки до 25м):

$K^1_{подг} = 0,98$  тыс. руб. [48];

Установка м/к для выполнения работ при капитальном ремонте котла  $K^2_{подг}$  включает в себя установку кронштейнов, рам и прочих металлоконструкций – для крепления временных площадок и такелажных приспособлений, для выполнения демонтажных и монтажных работ массой до 100 кг:

$K^2_{подг} = 1,10$  тыс. руб. [48];

Уборка ремонтной площадки от м/лома, мусора  $K^3_{подг}$  включает в себя сборку мусора и погрузку в а/транспорт:

$K^3_{подг} = 0,74$  тыс. руб. [48].

Воспользуемся формулой (10.3):

$$K_{подг} = 0,98 + 1,10 + 0,74 = 2,82 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтажные работы  $K_{дем}$  определим по формуле (10.4), тыс. руб.:

$$K_{дем} = K^1_{дем} + K^2_{дем}, \quad (10.4)$$

где  $K^1_{дем}$  – демонтаж металлоконструкций и горелочных устройств, тыс. руб.;

$K^2_{дем}$  – резка демонтированных металлоконструкций в металлолом на габаритные части, тыс. руб.;

$K^1_{дем} = 20,88$  тыс. руб. [48];

$K^2_{дем} = 2,03$  тыс. руб. [48].

Воспользуемся формулой (10.4):

$$K_{дем} = 20,88 + 2,03 = 22,91 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на изготовление и закупку оборудования  $K_{обор}$  определим по формуле (10.5), тыс. руб.:

$$K_{обор} = K_{авт} + K_{гор}, \quad (10.5)$$

где  $K_{авт}$  – затраты на закупку системы автоматики, тыс. руб.;

$K_{гор}$  – затраты на изготовление горелочных устройств ГКГ-15, тыс. руб.

Затраты на закупку системы автоматики  $K_{авт}$  включают в себя стоимость комплекта контрольно-измерительных приборов: пара датчиков – термопреобразователей, реле давления, регулирующий клапан температуры горения, также датчик погасания факела. Все контрольно-измерительные приборы подключается к шкафу управления горением, который также включен в стоимость комплекта автоматики. По данным отдела автоматизации [48].

$K_{авт} = 127,23$  тыс. руб. (по данным сметного отдела) [48].

Затраты на изготовление горелочных устройств  $K_{гор}$  определим по формуле (10.6), тыс. руб.:

$$K_{гор} = C_{гор} \cdot n, \quad (10.6)$$

где  $C_{гор}$  – стоимость изготовления одной горелки ГКГ-15, тыс. руб./шт.;

$n$  – количество изготавливаемых горелок ГКГ-15, шт.

$C_{гор} = 43,26$  тыс. руб./шт. [48];

$n = 6$  шт. [48].

Воспользуемся формулой (10.6):

$$K_{гор} = 43,26 \cdot 6 = 259,56 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения затрат на изготовление горелочных устройств типа ГКГ-15 и автоматики воспользуемся формулой (10.5):

$$K_{обор} = 259,56 + 127,23 = 386,79 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения затрат на монтажные работы  $K_{монт}$  используем выражение (10.7), тыс. руб.:

$$K_{монт} = \sum K^{1-5}_{монт}, \quad (10.7)$$

где  $K^1_{монт}$  – монтаж горелочных устройств ГКГ-15, тыс. руб.;

$K^2_{монт}$  – зачистка монтажных сварных стыков, тыс. руб.;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$K^3_{\text{монт}}$  – МПД монтажных сварных стыков, тыс. руб.;  
 $K^4_{\text{монт}}$  – УЗК монтажных сварных стыков, тыс. руб.;  
 $K^5_{\text{монт}}$  – наложение и приварка заплат на газоходы, тыс. руб.

$K^1_{\text{монт}} = 20,88$  тыс. руб. [48];  
 $K^2_{\text{монт}} = 0,73$  тыс. руб. [48];  
 $K^3_{\text{монт}} = 0,68$  тыс. руб. [48];  
 $K^4_{\text{монт}} = 0,25$  тыс. руб. [48];  
 $K^5_{\text{монт}} = 2,18$  тыс. руб. [48].  
Воспользуемся формулой (10.7):

$$K_{\text{монт}} = 20,88 + 0,73 + 0,68 + 0,25 + 2,18 = 24,72 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на пуско-наладочные работы  $K_{\text{пуск}}$  определим по формуле (10.8), тыс. руб.:

$$K_{\text{пуск}} = \sum K^{1-3}_{\text{пуск}}, \quad (10.8)$$

где  $K^1_{\text{пуск}}$  – тепловые (пуско-наладочные и балансовые) испытания парового котла, тыс. руб.;

$K^2_{\text{пуск}}$  – тепловые (пуско-наладочные) испытания парового котла, тыс. руб.;

$K^3_{\text{пуск}}$  – определение вредных газовых выбросов от топливосжигающих устройств, тыс. руб.

Тепловые (пуско-наладочные и балансовые) испытания котла  $K^1_{\text{пуск}}$  состоят из определения объема работ и ознакомления с технической документацией:

$K^1_{\text{пуск}} = 0,41$  тыс. руб. [48];

Тепловые (пуско-наладочные) испытания парового котла  $K^2_{\text{реж}}$  включают в себя составление схемы измерений, установку приборов, составление программы испытаний, проведение измерений, а также проведение испытаний по наладке:

$K^2_{\text{пуск}} = 12,44$  тыс. руб. [48];

Определение вредных газовых выбросов от топливосжигающих устройств  $K^3_{\text{пуск}}$  включает в себя анализ дымовых газов прибором «Анкат-310»:

$K^3_{\text{пуск}} = 0,30$  тыс. руб. [48].

Воспользуемся формулой (10.8):

$$K_{\text{пуск}} = 0,41 + 12,44 + 0,30 = 13,15 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на заключительные работы  $K_{\text{закл}}$  определим по формуле (10.9), тыс. руб.:

$$K_{\text{закл}} = \sum K^{1-4}_{\text{закл}}, \quad (10.9)$$

где  $K^1_{\text{закл}}$  – разборка подмостей, тыс. руб.;

$K^2_{\text{закл}}$  – разборка м/к для выполнения работ при капитальном ремонте, тыс. руб.;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73



$K^3_{закл}$  – уборка ремонтной площадки от м/лома, мусора, тыс. руб.

$K^4_{закл}$  – ввод котла в эксплуатацию, тыс. руб.

Разборка подмостей  $K^1_{закл}$  включает в себя разборку подмостей на брусках и досках, которые закреплены на крючьях, хомутах и балках:

$K^1_{закл} = 0,98$  тыс. руб. [48];

$K^2_{закл}$  включает в себя установку рам и прочих металлоконструкций:

$K^2_{закл} = 1,10$  тыс. руб. [48].

$K^3_{закл}$  включает в себя сборку мусора и погрузку в а/транспорт:

$K^3_{закл} = 0,74$  тыс. руб. [48];

Ввод котла в эксплуатацию  $K^4_{подг}$  включает в себя опрессовку газовоздушных трактов, опробование запорной и регулирующей арматуры, составление и оформление документации для сдачи котла после ремонта:

$K^4_{подг} = 0,14$  тыс. руб. [48]

Воспользуемся формулой (10.9):

$$K_{закл} = 0,98 + 1,10 + 0,74 + 0,14 = 2,96 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на аренду механизмов  $K_{мех}$  определим по формуле (10.10), тыс. руб.:

$$K_{мех} = \sum K^{1-2}_{мех}, \quad (10.10)$$

где  $K^1_{мех}$  – аренда автомобильного крана с водителем на 80 часов, тыс. руб.;

$K^2_{мех}$  – аренда грузового автомобиля с водителем на 30 часов, тыс. руб.

$K^1_{мех} = 97,52$  тыс. руб. [48];

$K^2_{мех} = 21,66$  тыс. руб. [48].

Воспользуемся формулой (10.10):

$$K_{мех} = 97,52 + 21,66 = 119,18 \text{ тыс. руб.}$$

Воспользуемся формулой (10.2), тыс. руб.:

$$K = 100,00 + 2,82 + 22,91 + 386,79 + 24,72 + 13,15 + 2,96 + 119,18 = 672,63 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета капитальных затрат на реконструкцию котельного агрегата приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Смета капитальных затрат на реконструкцию котельного агрегата

Статьи затрат	Сумма, тыс. руб.
1	2
1. Разработка проекта	100,00
2. Подготовительные работы	2,82
3. Демонтажные работы	22,91

Продолжение таблицы 10.1

1	2
4. Изготовление и закупка оборудования	
Комплект автоматики	127,23
Горелочные устройства	259,56
Итого:	386,89
5. Монтажные работы	24,72
6. Пуско-наладочные работы	13,15
7. Заключительные работы	2,96
8. Аренда механизмов	119,18
Итого	672,63

### 10.1.2 Расчет текущих затрат по вариантам технических решений

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

**1 вариант** - работа котельного агрегата КО-III-200 до реконструкции

**2 вариант** - работа котельного агрегата КО-III-200 после реконструкции.

В результате проведения реконструкции увеличится КПД котла и уменьшится расход топлива на 40 м<sup>3</sup>/час (в п.3 глава 4). Расходы воды и электроэнергии, затраты на текущий ремонт, заработная плата всего персонала, а также отчисления на социальное страхование после реконструкции не изменяются. Поэтому чтобы посчитать экономию текущих затрат вследствие реконструкции  $\Delta I$ , вычислим годовую экономию топлива и разницу между амортизационными отчислениями до и после проекта реконструкции. Экономия текущих затрат вследствие реконструкции  $\Delta I$  найдем по формуле (10.11), тыс. руб/год:

$$\Delta I = \Delta I_m + \Delta I_a, \quad (10.11)$$

где  $\Delta I_m$  – годовая экономия затрат на топливо, тыс. руб.;

$\Delta I_a$  – годовая экономия от разницы амортизационных отчислений.

Годовая экономия затрат на топливо  $\Delta I_m$  определяется по формуле (10.12):

$$\Delta I_m = I_{m1} - I_{m2}, \quad (10.12)$$

где  $I_{m1}$  – годовые затраты на топливо до реконструкции, тыс. руб.;

$I_{m2}$  – годовые затраты на топливо после реконструкции, тыс. руб.

Годовые затраты на топливо при эксплуатации котла до реконструкции  $I_{m1}$  и после реконструкции  $I_{m2}$  определим по формуле (10.13), тыс. руб./год:

$$I_n = B_n \cdot T_z \cdot C_{мон}, \quad (10.13)$$

где  $B_n$  – расход топлива, м<sup>3</sup>/ч;

$T_z$  – число часов работы котла за год;

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$C_{mon}$  – цена топлива (смесь природного и коксового газов), руб./м<sup>3</sup>.

$B_1 = 2\,992$  м<sup>3</sup>/ч (из п.2 главы 4);

$B_2 = 2\,952$  м<sup>3</sup>/ч (из п.2 главы 4);

$T_2 = 7\,200$  ч (из п.4 главы 3);

$C_{mon} = 3,28$  руб./м<sup>3</sup> (по договору с поставщиком газа) [48].

Воспользуемся формулой (10.13):

$$I_1 = 2\,992 \cdot 7200 \cdot 3,28 = 70\,659,08 \text{ тыс. руб./год}$$

$$I_2 = 2\,952 \cdot 7200 \cdot 3,28 = 69\,714,43 \text{ тыс. руб./год}$$

Воспользуемся формулой (10.12):

$$\Delta I_m = 70\,659,08 - 69\,714,43 = 944,65 \text{ тыс. руб./год}$$

Годовая экономия от разницы амортизационных отчислений  $\Delta I_a$  определяется по формуле (10.14):

$$\Delta I_a = I_{a2} - I_{a1}, \quad (10.14)$$

где  $I_{a1}$  – амортизация до реконструкции котла КО-III-200, тыс. руб.;

$I_{a2}$  – амортизация после реконструкции котла КО-III-200, тыс. руб.

Амортизационные отчисления до реконструкции  $I_{a1}$  и после проведения реконструкции  $I_{a2}$  найдем по выражению (10.15):

$$I_{a n} = H_a \cdot K_{обор. n}, \quad (10.15)$$

где  $H_a$  – норма амортизации, %;

$K_{обор. n}$  – стоимость оборудования, тыс.руб.

Норма амортизации  $H_a$  до реконструкции и после проведения реконструкции горелочных устройств и автоматики одинакова и принимается равной 10% [19].

Стоимость оборудования до реконструкции включает в себя стоимость шести существующих горелочных устройств.

$K_{обор.1} = 36$  тыс. руб. (по данным бухгалтерского отдела) [48].

Стоимость оборудования включает в себя шесть новых горелок ГКГ-15 и комплект системы автоматики.

$K_{обор.2} = 386,79$  тыс. руб (из п.1.1 главы 10).

Воспользуемся формулой (10.15):

$$I_{a1} = 0,1 \cdot 36 = 3,6 \text{ тыс.руб/год}$$

$$I_{a2} = 0,1 \cdot 386,79 = 38,68 \text{ тыс.руб/год}$$

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Воспользуемся формулой (10.14):

$$\Delta I_a = 38,68 - 3,6 = 35,08 \text{ тыс.руб./год}$$

Воспользуемся формулой (10.11):

$$\Delta I = 944,65 + 35,08 = 979,73 \text{ тыс. руб./год}$$

## 10.2 Срок окупаемости проекта

При реконструкции котельного агрегата демонтировано 90 кг стальных поверхностей (глава 4, п.2) и горелочных устройств в количестве 6 шт. суммарной массой 510 кг, продаваемых по цене лома (7,50 руб. /кг) [48].

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

$$K_{ликв} = 7,5 \cdot 600 = 4,50 \text{ тыс. руб. [48]}$$

Срок окупаемости проекта реконструкции рассчитывается по формуле (10.1):

$$T = \frac{672,63 - 4,50}{979,73} = 0,68 \text{ года} = 8 \text{ месяцев}$$

Вывод: расчетный срок окупаемости проекта составит 8 месяцев  $< T_n$  ( $T_n$  – принятый за номинальный срок окупаемости равный 5 лет), следовательно, проект экономически целесообразен.

## 10.3 Планирование сметы текущих затрат

Общие годовые текущие затраты складываются из годовых затрат на топливо, электроэнергию, воду, заработную плату персонала, амортизации и прочих расходов.

Общие годовые текущие расходы на котельный агрегат  $I$ , определяются по формуле (10.16), тыс.руб.:

$$I = I_m + I_e + I_{з.п.} + I_{пр} + I_{а.}, \quad (10.16)$$

где  $I_m$  – годовые затраты на топливо после реконструкции котла, тыс. руб;

$I_e$  – годовые затраты на подпитку теплопотребляющей системы котельного агрегата, тыс. руб.;

$I_{з.п.}$  – годовые затраты на заработную плату персонала, участвующего в обслуживании котельного агрегата, тыс. руб.;

$I_{пр}$  – годовые затраты на прочие суммарные расходы, включающие затраты на охрану труда, технику безопасности, пожарную и сторожевую охрану, приобретение спецодежды, и другие неучтенные расходы, тыс. руб.;

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$I_a$  – годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.

1) Годовые затраты на топливо после реконструкции котла:

$$I_m = I_{m2} = 69\,714,43 \text{ тыс. руб./год (из главы 10 п.1)}$$

2) Годовые затраты на подпитку теплопотребляющей системы котельного агрегата КО-III-200  $I_e$ , определяются по формуле (10.17), тыс. руб.:

$$I_e = C_e \cdot G^{zod}_e, \quad (10.17)$$

где  $C_e$  – стоимость воды, руб./м<sup>3</sup>;

$G^{zod}_e$  – годовой расход воды, м<sup>3</sup>.

$C_e = 2,78$  руб/ м<sup>3</sup> (по договору с поставщиком) [48];

$G^{zod}_e = 36\,000$  м<sup>3</sup> (из главы 3 п.5) [48].

Воспользуемся формулой (10.17):

$$I_e = 2,78 \cdot 36\,000 = 99,72 \text{ тыс. руб.}$$

Воспользуемся формулой (10.13):

$$I_e = 2,78 \cdot 36\,000 = 99,72 \text{ тыс. руб./год}$$

3) Годовые затраты на заработную плату персонала, участвующего в обслуживании котельного агрегата  $I_{з.п.}$  определяются по формуле (10.18), тыс. руб.:

$$I_{з.п.} = C_{р.з.п.} \cdot n_{чел} \cdot 12, \quad (10.18)$$

где  $C_{р.з.п.}$  – размер зарплаты персонала, которые обслуживают котельный агрегат КО-III-200, тыс. руб./мес.;

$n_{чел}$  – количество работников (обслуживающий персонал), человек.

$C_{р.з.п.} = 25$  тыс. руб./мес. (по данным бухгалтерского отдела) [48].

$n_{чел} = 10$  человек (по данным бухгалтерского отдела) [48].

Воспользуемся формулой (10.18):

$$I_{з.п.} = 25 \cdot 10 \cdot 12 = 3\,000 \text{ тыс. руб}$$

4) Годовые затраты на прочие суммарные расходы, включающие затраты на охрану труда, технику безопасности, пожарную и сторожевую охрану, приобретение спецодежды, и другие неучтенные расходы  $I_{пр.}$ , тыс. руб.:

$I_{пр.} = 280$  тыс. руб. (по данным бухгалтерского отдела) [48].

5) Годовые амортизационные отчисления:

$I_a = 38,68$  тыс.руб. ( п.1.2, глава 10);

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Воспользуемся формулой (10.16):

$$I = 69\,714,43 + 97,30 + 3\,000 + 280 + 38,68 = 73\,130,41 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость 1 Гкал теплоты рассчитаем по формуле (10.17), тыс. руб./Гкал:

$$\beta = \frac{I}{Q_{год}}, \quad (10.17)$$

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

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

$I = 73\,133,73$  тыс. руб. (глава 10 п.3).

$Q_{год} = 645\,602,40$  Гкал (из главы 3 п.5).

Воспользуемся формулой (10.16):

$$\beta = \frac{73\,130,41}{645\,602,40} = 0,11 \text{ тыс.руб/Гкал}$$

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	69 714,43
Подпиточная вода	тыс. руб./год	97,30
Заработная плата персонала	тыс. руб./год	3 000,00
Прочие расходы	тыс. руб./год	280,00
Амортизационные отчисления	тыс. руб./год	38,68
Итого	тыс. руб./год	73 130,41
Себестоимость 1 Гкал теплоты	тыс. руб/Гкал	0,11

#### 10.4 SWOT – анализ вариантов технических решений

Оценить возможные риски при реконструкции котельного агрегата позволит SWOT – анализ, широко используемый в стратегическом управлении и менеджменте и являющийся 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). КО-III-200 позволит снизить вредное влияние на окружающую среду за счет снижения выбросов продуктов сгорания, что благоприятно скажется в будущем на работе котельной, так как происходит контроль снижения норм предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных выбросов в атмосферу.

SWOT-анализ должен дать представление о ситуации и указать, в каких направлениях нужно действовать, используя сильные стороны, при этом максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабые стороны. SWOT-анализ составляется для двух вариантов: без проведения реконструкции котельного агрегата и непосредственно после проведения реконструкции. В таблице 10.3 сведена оценка возможных рисков без проведения реконструкции котла.

Таблица 10.3 – SWOT – анализ работы котла КО-III-200 без проведения реконструкции

<p><b>S:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– опыт работы персонала с существующими горелочными устройствами;</li> <li>– возможность потратить деньги на увеличение заработной платы сотрудников предприятия.</li> </ul>	<p><b>W:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– потребность в замене горелочных устройств в связи с износом;</li> <li>– при работе существующих горелочных устройств может происходить неполное сгорание топлива;</li> <li>– высокая аварийность в связи с отсутствием системы автоматизации процесса горения;</li> <li>– большой расход топлива;</li> <li>– высокие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.</li> </ul>
<p><b>O:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– устойчивый спрос на тепловую энергию.</li> </ul>	<p><b>T:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышение негативного воздействия на окружающую среду;</li> <li>– повышение цен на энергоресурсы и на их транспортировку.</li> </ul>

Для сравнения двух состояний котельного агрегата в таблице 10.4 приведена оценка возможных рисков после проведения реконструкции котельного агрегата путём замены горелочных устройств и установки системы автоматики.

Таблица 10.4 – SWOT – анализ работы котла КО-III-200 после проведения реконструкции

<p><b>S:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– уменьшается расход тепла на собственные нужды позволяет снизить затраты на энергоресурсы;</li> <li>– увеличение КПД котельного агрегата за счет установки эффективных горелочных устройств;</li> <li>– установка системы автоматики позволит обеспечить бесперебойную подачу топлива в горелочные устройства, а так же их автоматический быстрый запуск;</li> <li>– повышается безопасность работы обслуживающего персонала с реконструируемым котельным агрегатом.</li> </ul>	<p><b>W:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– необходимость повышения квалификации персонала при работе с новым автоматизированным оборудованием.</li> </ul>
<p><b>O:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– удовлетворение нужд потребителей в результате бесперебойного и стабильного снабжения тепловой энергией.</li> </ul>	<p><b>T:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– рост цен на редкие запчасти системы автоматики.</li> </ul>

Вывод: реконструкция котлоагрегата КО-III-200 является целесообразным мероприятием так как после реконструкции мы имеем больше благоприятных возможностей и сильных сторон.

## 10.5 Планирование целей предприятия и проекта

### 10.5.1 Планирование целей проекта на дереве целей при реконструкции конвективной части котлоагрегата КО-III-200

Дерево целей представляет собой структурную модель, которая показывает соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня или миссия предприятия делится на проектные цели его подразделений и операционные цели. На рисунке изобразим дерево целей проекта реконструкции котельного агрегата КО-III-200.

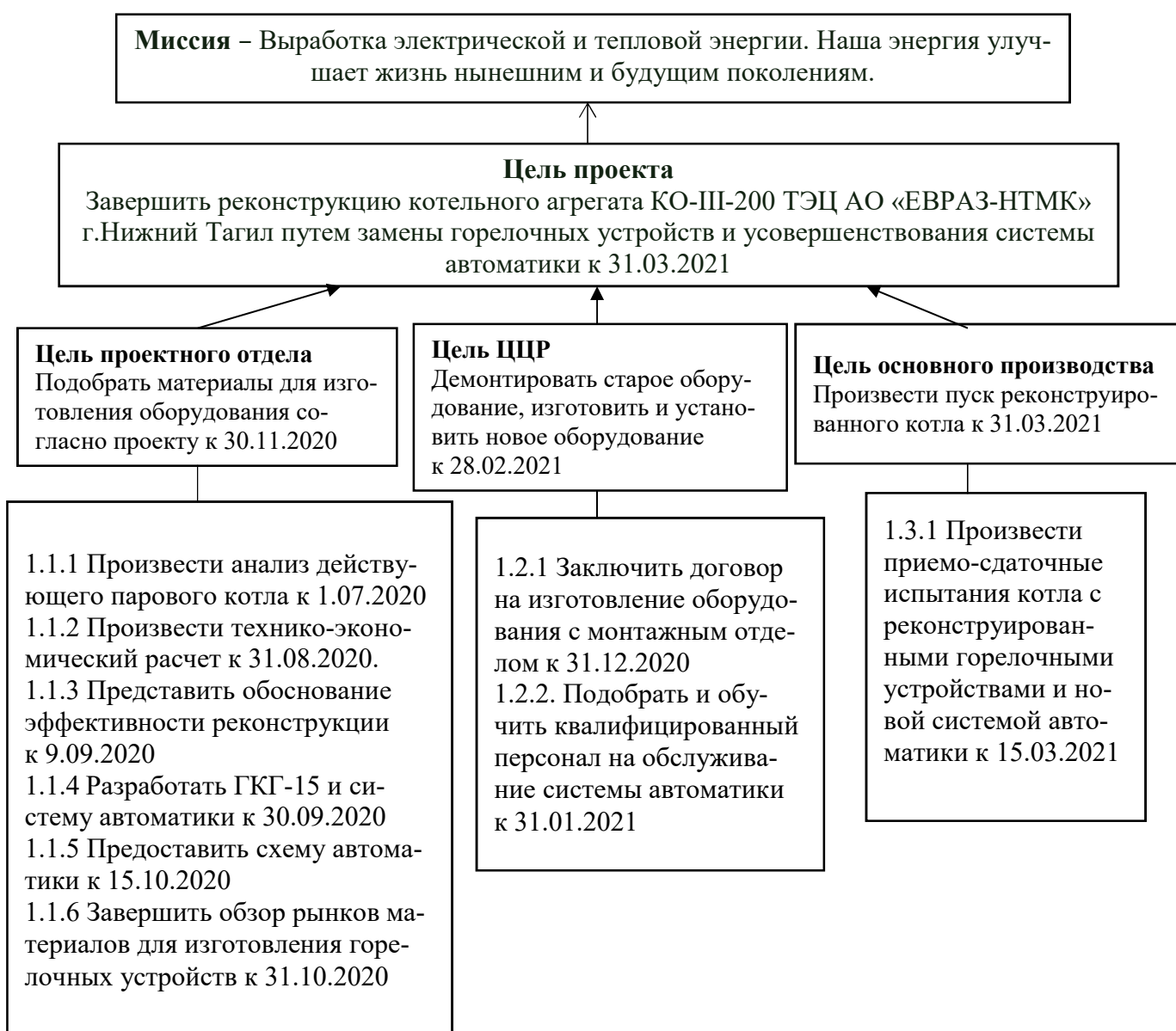


Рисунок 10.2 - Дерево целей проекта реконструкции котла КО-III-200



## 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. График Ганта представлен в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – График Ганта

Элемент работы	Исполнитель	Кол-во исполнителей	2020 год, месяц		2021 год, месяц	
			07-09	10-12	01-02	02-03
Произвести анализ действующего парового котла	Проектный отдел	2				
Произвести технико-экономический расчет	Проектный отдел	3				
Представить обоснование эффективности реконструкции	Проектный отдел	2				
Разработать новые горелочные устройства ГКГ-15 и автоматизацию процесса горения	Проектный отдел	2				
Предоставить схему автоматики	Проектный отдел	5				
Обзор рынков материалов для изготовления горелочных устройств	Проектный отдел	2				
Подобрать материалы для изготовления горелок согласно проекту	Проектный отдел	3				
Заклучить договор на изготовление оборудования с монтажным отделом	ГИП	1				
Подобрать или обучить квалифицированный персонал на обслуживание системы автоматики	Отдел кадров	2				
Демонтировать старое оборудование, изготовить и установить новое оборудование	Монтажный отдел	14				
Провести приемосдаточные испытания котла с реконструированными горелочными устройствами и новой системой автоматики и произвести пуск	Начальник производства	1				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Над исполнением этапов и работ следят исполнители: инженеры проектного отдела, отдел кадров (отвечает за подбор квалифицированных специалистов), монтажный отдел под наблюдением начальника производства (производят монтажные и демонтажные работы и пуск котла с реконструированными горелочными устройствами и новой системой автоматики после приемосдаточных испытаний). Количество исполнителей каждого этапа работ проекта зависит от вида работ, их сложности, а также от количества человек, которые работают в каждом из исполнительных отделов.

Вывод: после проведенной реконструкции котла КО-III-200 снизятся текущие затраты на топливо по сравнению с нереконструированным паровым котлом. Согласно ленточному графику проект реконструкции конвективной части котельного агрегата КО-III-200 должен быть реализован в течение 9 месяцев.

### 10.7 Основные энергетической, экологической и экономической эффективности проекта

В таблице 10.6 сведены показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта выпускной квалификационной работы.

Таблица 10.6 – Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение показателей
Показатели энергетической эффективности и энергосбережения:		
1. Годовая экономия топлива	м <sup>3</sup> /год	288 000
Показатели экологической эффективности:		
1. Снижения концентрации выбросов окислов азота	г/м <sup>3</sup>	0,0003
Показатели экономической эффективности:		
1. Капитальные затраты	тыс. руб.	672,63
2. Текущие затраты	тыс. руб./год	73 130,41
3. Экономия текущих затрат	тыс. руб./год	979,73
4. Себестоимость 1 Гкал теплоты	тыс. руб/Гкал	0,11
5. Срок окупаемости проекта	лет	0,68

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был рассмотрен вариант реконструкции с заменой горелочных устройств в паровых котла КО-III-200 в производственно-отопительной котельной ТЭЦ АО «ЕВРАЗ» НТМК.

В главе обзор литературных источников была рассмотрена учебная, методическая и нормативно-справочная литература, которая нужна для написания выпускной квалификационной работы.

В разделе энергосбережения были описаны основные энергосберегающие мероприятия в котельных.

В работе представлен тепловой расчет котла с новыми горелками собственного производства ГКГ-15. Далее, в самом техническом решении мы рассмотрели подвод газопроводов природного и коксового газов, в связи с необходимостью.

В выпускной квалификационной работе приведено описание функциональной схемы автоматизации данного вида котельного агрегата.

В главе экологии для трубы с высотой  $H = 50$  м и диаметром  $D = 3$  м была рассчитана приземная концентрация окислов азота, которая удовлетворяет условиям  $C_m \leq ПДК = 0,085$  мг/м<sup>3</sup>.

В главе безопасной жизнедеятельности рассмотрены мероприятия по пожаро-взрывобезопасности, по электробезопасности, по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

Произведены экономические расчеты, из чего можно сделать вывод, что выбранный мной вариант реконструкции котельного агрегата с заменой горелочных устройств и усовершенствование системы автоматики котла КО-III-200 на ТЭЦ АО «ЕВРАЗ» НТМК является эффективным и экономически целесообразным. Срок окупаемости проекта составил 8 месяцев.

В графической части представлены чертежи плана котельной, продольного и поперечного разреза котла, разрез горелочного устройства ГКГ-15, функциональной схемы КИПиА котла, плаката технического решения и экономико-управленческой части.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 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.

2 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ. Об охране окружающей среды. – М.: Собрание законодательства Российской Федерации. – 2016.

3 ГОСТ 110704-91. Трубы электросварные прямошовные. – М.: Государственный стандарт, 2007.

4 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Государственный стандарт, 2016.

5 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Издательство стандартов, 2015

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 ГОСТ 21.208-2013. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – М: Стандартиформ, 2015. – 27 с.

9 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М.: Минрегион России, 2017. – 115 с.

10 СП 89.13330.2012 Котельные установки. – М.: Минрегион России, 2018. – 115 с.

11 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. – М: Стандартиформ, 2015.

12 Распоряжение УКС «ЕВРАЗ» НТМК «Энергетической стратегии комбината до 2030 года» от 15 февраля 2010 г.

13 Млынчик, В.И. Методика определения потенциала энергосбережения и перечня типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности/ В.И. Млынчик, А.Е. Ерастов, И.А. Вишневская. – Санкт-Петербург: СРО НП «Три Э», 2018. – 75 с.

14 Клименко, А.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и в теплотехнологиях: учебник для вузов / Данилов О. Л., Гаряев А. Б., Яковлев И. В. и др./ под ред. Клименко А. В. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 424 с.

15 Ривкин, С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара/ С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергия, 2016. – 424 с.

16 Митор В.В. Тепловой расчет котельных агрегатов: нормативный метод/ В.В. Митор и др./ под ред. Кузнецова Н.В. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.

17 Соколов Б.А. Котельные установки и их эксплуатация/ Б.А. Соколов. – М.: Академия, 2015. – 432 с.

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

18 Эстеркин, Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособ. для техникумов/ Р.И. Эстеркин. – Л.: Энергоатомиздат, 2015. – 280 с.

19 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.

20 Виссарионов, В.И. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: учебное пособие/ В.И. Виссарионов. – М./ Изд-во МЭИ, 2019. – 86 с.

21 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях/ О.Л. Данилов. – М.: Изд-во МЭИ, 2017. – 131 с.

22 Ерёмин, В.Г. Безопасность жизнедеятельности в энергетике: учебник для студ. высш. учеб. заведений/ В. Г. Ерёмин, В. В. Сафронов, А.Г. Схиртладзе, Г.А.Харламов. – М.: Издательский центр «Академия», 2018. – 400 с.

23 Жиргалова, Т.Б. Теоретические основы теплотехники: Техническая термодинамика: учебное пособие для самостоятельной работы / Т.Б. Жиргалова, И.В. Катаевская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006. – 74 с.

24 Калиниченко, А.В. Справочник инженера по контрольно-измерительным приборам и автоматике / А.В. Калиниченко. – М.: Инфа- Инженерия, 2018. – 564 с.

25 Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики/ Г.А. Липатников, М.С. Гузеев. – М.: Изд-во ДВПИ им. Куйбышева, 2017. – 19 с.

26 Плетнев Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 254 с.

27 Полонский, В.М. Энергосбережение / В.М. Полонский, М.С. Трутнева. – М.: Изд-во Издательство Ассоциации строительных вузов, 2015. – 160 с.

28 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды/ П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2017. – 336 с.

29 Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – М.: Издательство МЭИ, 2018. – 414 с.

30 Луканин В.Н. Теплотехника: учеб. для вузов/ В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер/ под ред. В.Н. Луканина. – М.: Высшая школа, 2018. – 201 с.

31 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов/ А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2019. – 512 с.

32 Грибанов А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И.Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2020. – 22 с.

33 Краецкая, О.Ф. Экология промышленных технологий/ О.Ф. Краецкая, И.Н. Прокопеня. – Минск: БНТУ, 2015. – 107 с.

34 Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности/ С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков. – М.: Высшая школа, 2017. – 616 с.

35 Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А. Чиж. – Минск.: Техноперспектива, 2018. – 176 с.

36 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок. – <http://minjust.consultant.ru/>

						13.03.01.2020.028.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			86

- 37 Котлы газовые промышленные: производство, устройство, срок эксплуатации – <http://fb.ru/>
- 38 Горелки комбинированные газовые промышленные. – <https://intech-gmbh.ru/>
- 39 Контрольно-инмерительные приборы и автоматика. – <https://xn----dtbwbd2a7e.xn/>
- 40 Повышение эффективности сжигания газового топлива. – <https://www.science-education.ru/>
- 41 Мероприятия по повышению энергоэффективности паровых котлов. – <https://www.rosteplo.ru/>
- 42 Требования пожаробезопасности к котлам. – <https://studme.org/>
- 43 Актуальные проблемы энергетики. – <https://rep.bntu.by/>
- 44 Промышленные паровые котлы. – <https://energomir.su/>
- 45 Сайт свободная энциклопедия Wikipedia - <https://ru.wikipedia.org/>
- 46 ТЭЦ ЕВРАЗ-НТМК. – <https://www.evraz.com/ru/company/assets/evraz-ntmk/>
- 47 Экология при эксплуатации котельных. – <http://www.ecoindustry.ru/>
- 48 АО «Теплоэнергооборудование». – <http://teploenergooborudovanie.ru/> (Локальный сметный расчет №17-0416-04-08-48)

					13.03.01.2020.028.07 ПЗ	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		