

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)

Политехнический институт

Факультет «Заочный»

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ  
РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Начальник ЦНИ филиала  
ПАО «ОГК-2» - Троицкая ГРЭС

\_\_\_\_\_ А.В.Баландин

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

М.П.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ ЭКИБАСТУЗСКОГО УГЛЯ НА  
КОТЛЕ П-57 СТ.№8 ТРОИЦКОЙ ГРЭС ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ  
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»

ЮУрГУ–13.04.01.2018.338.08.ПЗ.ВКР

Руководитель магистерской программы  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ Е.В. Торопов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Научный руководитель,  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор работы,  
магистрант группы ПЗ-389

\_\_\_\_\_ Д.С. Ткаченко

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Челябинск 2018

## АННОТАЦИЯ

Ткаченко Д.С. Повышение эффективности сжигания экибастузского угля на котле П-57 ст.№8 Троицкой ГРЭС путем замены горелочных устройств – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ; 2018, 136 с., 18 ил., библиогр. список – 60 наим., 3 прил., 8 листов чертежей ф.А1, 2 листа плаката ф.А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) магистранта изучена тема повышения эффективности сжигания экибастузского угля на котле П-57 путем замены горелочных устройств. Замена горелочных устройств позволит снизить расход топлива на котел, уменьшить количество выбросов оксидов азота и повысить коэффициент полезного действия котлоагрегата.

Выпускная квалификационная работа содержит разделы, в которых произведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений, рассмотрены характеристики основного и вспомогательного оборудования, выполнен тепловой расчет котла, произведен поверочный расчет горелочных устройств.

В работы проведены анализы основных направлений энергосбережения, рассмотрено влияние проекта на окружающую среду в плане экологии, вопросы безопасности жизнедеятельности, обоснована экономическая эффективность проекта.

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАМЕНЫ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ КОТЛА П-57 .....	9
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	12
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	14
4 ЗАМЕНА ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ КОТЛА П-57 .....	17
4.1 Описание основного и вспомогательного оборудования.....	17
4.1.1 Краткое описание турбинного оборудования .....	17
4.1.2 Краткое описание котла и котельного оборудования.....	20
4.2 Тепловой расчет котла П-57.....	29
4.2.1 Состав топлива .....	29
4.2.2 Расчет теоретического количества воздуха .....	30
4.2.3 Расчет теоретических объемов продуктов сгорания .....	30
4.2.4 Расчет действительных объемов продуктов сгорания.....	31
4.2.5 Теплосодержание воздуха и продуктов сгорания .....	31
4.2.6 Тепловой баланс парогенератора и расхода топлива .....	32
4.2.7 Расчет топки .....	34
4.2.8 Расчет фестона .....	37
4.2.9 Расчет ширмового пароперегревателя I ст. (ШПП 1).....	39
4.2.10 Расчет ширмового пароперегревателя II ст. (ШПП 2).....	41
4.2.11 Расчет конвективного пароперегревателя (КПП) .....	43
4.2.12 Расчет конвективного промежуточного ПП I ст. (Пром. П/П I ст.)... 46	46
4.2.13 Расчет конвективного промежуточного ПП II ст. (Пром. П/П II ст.) 49	49
4.2.14 Расчет переходной зоны (ПЗ) .....	51
4.2.15 Расчет водяного экономайзера (ВЭ).....	54
4.2.16 Расчет регенеративного воздухоподогревателя (РВП).....	56
4.2.17 Расчет паропарового теплообменника (ППТО) .....	58
4.3 Поверочный расчет горелочных устройств .....	61
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	65
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	67
6.1 Влияние топочного процесса на величину вредных выбросов в атмосферу.....	67
6.2 Расчет выбросов золы .....	68
6.3 Расчет выбросов окислов серы .....	69
6.4 Расчет выбросов окислов азота .....	69
6.5 Проверка соответствия высоты дымовой трубы .....	70
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ ПАРОВОДЯНОГО ТРАКТА КОТЛА П-57 .....	74
7.1 Краткая характеристика пароводяного тракта котла П-57.....	74
7.2 Описание приборов и обоснование схемы технологического контроля.... 75	75
7.2.1 Обоснование схемы технологического контроля .....	75
7.2.2 Приборы для контроля и измерения расхода и давления .....	76

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2.3 Приборы для измерения температуры .....	77
7.3 Автоматическое регулирование .....	78
7.4 Технологическая защита и сигнализация .....	79
<b>8 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ РАБОТЫ .....</b>	<b>81</b>
8.1 Методы сжигания твердого топлива.....	81
8.2 Типы пылеугольных горелок .....	83
8.3 Исследования образования NO <sub>x</sub> в пылеугольных котлах.....	85
8.4 Методы снижения оксидов азота на пылеугольных котлах.....	88
8.5 Определение оптимального варианта конструкции горелочных устройств	90
8.6 Анализ работы котла до и после замены горелочных устройств .....	91
8.7 Определение расхода топлива до и после замены горелочных устройств...	93
<b>9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>95</b>
9.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов ....	95
9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты .....	96
9.2.1 Воздух рабочей зоны .....	96
9.2.2 Вредные вещества воздуха рабочей зоны .....	97
9.2.3 Световая среда.....	98
9.2.4 Виброакустические факторы .....	99
9.2.5 Вибрация .....	101
9.3 Безопасность производительных процессов и оборудования.....	102
9.3.1 Требования к оборудованию .....	102
9.3.2 Обслуживание оборудования .....	103
9.3.3 Требования к персоналу .....	104
9.3.4 Электробезопасность.....	104
9.3.5 Пожаровзрывобезопасность .....	106
<b>10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....</b>	<b>111</b>
10.1 Техничко-экономический расчет .....	111
10.1.1 Смета капитальных затрат .....	111
10.1.2 Расчет текущих затрат .....	111
10.1.3 Срок окупаемости проекта.....	115
10.2 SWOT – анализ вариантов проектных решений .....	115
10.3 Планирование целей предприятия и проекта .....	116
10.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания .....	117
10.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей .....	117
10.3.3 Поле сил эффективности реализации проекта .....	118
10.3.4 Ленточный график Ганта .....	119
10.4 Основные технико-экономические показатели проекта.....	120
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>121</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....</b>	<b>122</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	
ПРИЛОЖЕНИЕ А Объемы продуктов сгорания в газоходах котла .....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Энтальпии воздуха и продуктов сгорания топлива.....	128

					Лист
					7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ

### ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является одной из важнейших отраслей народного хозяйства, от нормального функционирования которой во многом зависит развитие различных

					<i>13.04.01.2018.338.08 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

отраслей промышленности, сельского хозяйства, транспорта и жилищно-коммунального сектора, а также и стратегическая безопасности нашей страны.

Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов в странах с развитой экономикой стало основным направлением государственной энергетической политики. Постепенное истощение запасов органического топлива, рост цен на энергоносители, ухудшение экологической ситуации делают проблему все более острой. Поэтому возникает необходимость проведения государственной энергосберегающей политики. Указ Президента РФ №889 от 4 июня 2008 года предусматривает снижение к 2020 году энергоемкости внутреннего валового продукта РФ не менее чем на 40% по сравнению с 2007 годом [40].

В условиях старения энергетического оборудования все большую актуальность приобретают вопросы модернизации, организации рациональной работы, повышения надежности, снижения затрат на обслуживание котельных агрегатов.

Повышение эффективности использования топлива в установках, совершенствование технологических процессов с целью уменьшения расхода топлива является одной из важнейших задач экономии топливно-энергетических ресурсов страны.

Важными остаются вопросы экологической безопасности сжигания топлив. В 2014 году принят Федеральный закон № 219-ФЗ от 21 июля 2014 г. [7] и ряд других нормативных правовых актов, направленных на повышение экологической эффективности в электроэнергетики.

Улучшение экологической ситуации требует незамедлительной разработки и внедрения новых отечественных технологий сжигания топлива, освоения промышленного производства и эксплуатации современных высокоэффективных природоохранных технологий.

Согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года, целью энергетической политики России должно являться максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций[5].

Поэтому, поддержка и стимулирование внедрения малозатратных технологий сжигания органических топлив становится все более актуальным.

## **1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАМЕНЫ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ КОТЛА П-57**

Троицкая ГРЭС входит в ПАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (Филиал ПАО «ОГК-2» - Троицкая ГРЭС) и является

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

крупной конденсационной электростанцией общесистемного назначения. Электростанция входит в Челябинскую энергосистему.

Площадка ГРЭС расположена на Южном Урале в 120 км южнее г. Челябинска на левом берегу водохранилища реки Уй, на расстоянии 8 км к юго-востоку от города Троицк вниз по течению реки. На расстоянии 1 км к северо-западу от промплощадки Троицкой ГРЭС расположен жилой поселок ГРЭС.

Строительство электростанции было начато в 1954 году и осуществлялось поэтапно в три очереди:

I очередь электрической мощностью 300 МВт (3×100 МВт);

II очередь электрической мощностью 1200 МВт (4×300 МВт);

III очередь электрической мощностью 1000 МВт (2×500 МВт).

Пуск первой очереди состоялся в 1960 году, пуск последнего блока третьей очереди в 1976 году.

В настоящее время на площадке Троицкой ГРЭС ведутся пуско-наладочные работы энергоблока мощностью 660МВт (ст.№10).

Основным топливом для I-III очередей ГРЭС является Экибастузский уголь, энергоблока ст.№10 – Кузнецкий каменный уголь. Растопочное топливо – мазут.

Источником технического водоснабжения станции является водохранилище на реке Уй.

Золоотвал ГРЭС расположен на озере Шубаркуль (Республика Казахстан) на расстоянии 25 км к юго-востоку от ГРЭС.

В настоящее время суммарная установленная электрическая мощность ГРЭС (с учетом перемаркировки оборудования, а также вывода из эксплуатации энергоблоков ст.№4,5,6,7 и 9) составляет 1400 МВт. Установленная тепловая мощность 515 Гкал/ч.

Тепловая схема КТЦ-1 – с поперечными связями. В КТЦ-1 установлено шесть энергетических котлов типа ПК-14 и три паровые турбины типа Т-85-90/2,5.

Тепловая схема КТЦ-2 – блочная. Установлено три энергоблока мощностью 278 МВт каждый (после маркировки). В состав каждого блока двухкорпусной котел типа Пп-950-25-545/545 (ПК-39) и паротурбинная установка типа К-300-240.

Также установлено два энергоблока мощностью 500 МВт каждый (после перемаркировки 485 МВт). В составе каждого блока однокорпусной котел типа Пп-1650-25-545/545 (П-57) и паротурбинная установка типа К-500-240-2.

Кроме этого, установлен энергоблок ст.№10 электрической мощностью 660МВт, установленная тепловая мощность блока 200 Гкал/час. В составе блока однокорпусной котел типа НГ-2100-25.4-УМ фирмы «НВС-Harbin Boiler Company Ltd» и паротурбинная установка типа CLN-660-24.2-566-566 фирмы «НВТ-Harbin Turbine Company Ltd».

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2018.338.08 ПЗ

Энергосбережение и ресурсосбережение является одной из важнейших задач при развитии любого производства, в связи с этим необходимо модернизировать производственное оборудование, для снижения потребления энергии и ресурсов. Возникает и другая глобальная проблема такая, как загрязнение атмосферы.

Среди факторов, увеличивающих расход топлива в котельных можно выделить: физический и моральный износ котельных установок; отсутствие или плохую работу системы автоматики; несовершенство горелочных устройств; несвоевременную наладку теплового режима котла; образование отложений на поверхностях нагрева; плохую теплоизоляцию; неоптимальную тепловую схему; отсутствие экономайзеров-подогревателей; неплотности газоходов [43].

Горелочные устройства любых конструкций предназначены для ввода в топку котла топлива и воздуха, с последующим их перемешиванием и обеспечением устойчивого горения топливовоздушной смеси.

Структура и расположение факела в топочном объеме определяет наличие или отсутствие перекосов-неравномерностей температур и газового состава, а, следовательно, неравномерностей плотности теплового потока по ширине, глубине и высоте топки. Неравномерность обогрева параллельно работающих труб панелей контуров циркуляции и пароперегревателя может привести к выходу их из строя как вследствие нарушений характеристик циркуляции или гидродинамики, так и вследствие интенсификации процессов образования внутритрубных отложений, шлакования и отложений на наружной поверхности труб, а также коррозионных процессов [54].

Горение топлива – химическая реакция соединения горючих элементов топлива с окислителем при высокой температуре, сопровождающийся интенсивным выделением теплоты. В качестве окислителя используют кислород воздуха. При сжигании топлива входящие в его состав горючие элементы соединяются с кислородом воздуха. При этом происходит преобразование химической энергии топлива в тепловую, которая идет на нагрев продуктов сгорания топлива. В процессе горения углеводородного топлива образуется множество других попутных веществ и токсичных газов, которые загрязняют атмосферу [31].

Если проблема ограничения выбросов летучей золы и диоксида серы решается на тепловых электростанциях путем очистки дымовых газов, то выбросы  $\text{NO}_x$  могут быть уменьшены за счет специальной организации топочного процесса [29].

Существующие горелочные устройства котла П-57 являются физически и морально устаревшими, в результате чего эффективность работы их работы низкая, что приводит к высокому расходу топлива и низкому КПД котла.

Установка современных горелочных устройств ВТИ (вихревые лопаточно-лопаточного типа, двухпоточные по вторичному воздуху) позволит качественно

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				



подготавливать смесь топлива и воздуха, т.е. обеспечит надежность и экономичность работы котла, а также приведет к снижению выбросов NO<sub>x</sub>.

## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Выпускная квалификационная работа выполнена согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года [5], а также «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года [6].

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Главными векторами перспективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса, предусмотренными энергетической стратегией России на период до 2020 года, являются: переход на путь инновационного и энергоэффективного развития; изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов; создание конкурентной рыночной среды; интеграция в мировую энергетическую систему. Поддержка и стимулирование стратегических инициатив в энергетике являются основой для реализации крупных энергетических проектов в будущем [5].

Цель стратегии социально-экономического развития Челябинской области – рост благосостояния и качества жизни населения за счет динамичного развития и повышения конкурентоспособности экономики Челябинской области [6].

Для достижения этих целей необходима активная политика энергосбережения, использование новых перспективных технологий и энергоэффективного оборудования.

При выполнении выпускной квалификационной работы была использована следующая учебно-методическая и нормативно-справочная литература:

Раздел «Энергосбережение» выполнен в соответствии с «Федеральным законом РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [2].

Тепловой расчет котла выполнен согласно литературе [33], [50].

Расчет горелочных устройств выполнен согласно литературе [45] и ОСТ 24.030.26-72 Вихревые пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками. Методы расчета и проектирования [18].

Раздел «Вопросы экологии» выполнен согласно литературе [37] и в соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ [3].

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовались следующие основные нормативные документы: ГОСТ 12.0.002.-80 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы» [8]; СанПин 2.2.4.548-96 «Технические требования к микроклимату производственных помещений» [19]; ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [11]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [10];

СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Правила проектирования» [20]; ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум, общие требования безопасности» [12]; СН 3223-85 «Санитарные нормы допустимых уровней шума на рабочих местах» с изменениями и дополнениями от 29.03.1998 года №122-б/245-1[21];

ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. «Оборудование производственное. Ограждения защитные» [15]; ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ – 1.01.86 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит» [16]; ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования» [17].

Раздел «Экономика и управление» выполнен согласно литературе [23].

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

### **3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ**

Горелочные устройства являются важнейшим элементом котельного агрегата. Правильный выбор горелочного устройства, рациональная установка его на агрегате, соблюдение условий эксплуатации решающим образом влияют на эффективность и экономичность, а также на работоспособность всего котельного агрегата [43].

Особенностью малотоксичных горелок являются конструктивные детали, регулирующие интенсивность и последовательность смешения топлива с потоками воздуха.

Малотоксичные горелки должны:

					<i>13.04.01.2018.338.08 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- затормозить подмешивание богатого кислородом вторичного воздуха к воспламенившейся топливо-воздушной смеси в корне факела;
- интенсифицировать тепло- и массообмен между струей топливо-воздушной смеси и высокотемпературными топочными газами, содержащими небольшое количество кислорода;
- обеспечить эффективное сжигание топлива при минимально возможной доле первичного воздуха (для пылеугольных горелок);
- снизить пик температуры в ядре горения без ущерба для стабильности воспламенения и эффективности выгорания топлива.

Энергетические компании в США и в Европе борьбу с оксидами азота начинают с установки малотоксичных горелок. Это объясняется тем, что, во-первых, на угольных котлоагрегатах в топках с твердым шлакоудалением образуются топливные оксиды азота, количество которых определяется содержанием кислорода на начальном участке факела, в зоне горения летучих. Во-вторых, на действующих котлоагрегатах замена старых изношенных горелок новыми (малотоксичными) при сохранении числа и расположения горелок является сравнительно малозатратным мероприятием, которое не затрагивает поверхностей нагрева под давлением, и может быть реализовано во время очередного капитального ремонта.

Значительных успехов в разработке малотоксичных горелок сжигающих высокозольный уголь добились специалисты Технологического Центра известной котлостроительной фирмы «Бабкок Энеджи» (Babcock Energy Limited), расположенной в г. Ренфрю (Шотландия). Разработанная ими аксиальная вихревая горелка (рисунок 3.1) обеспечивает раннее воспламенение разделенного на несколько струй потока аэросмеси и сгорание большей части летучих в зоне, обедненной кислородом. Раздельное регулирование (на стадии наладки) крутки и расходов вторичного воздуха по внутреннему и наружному каналам обеспечивает ступенчатое сжигание внутри факела каждой отдельной горелки. При этом по периферии факела поддерживается окислительная среда, чтобы не вызвать коррозию топочных экранов [43].

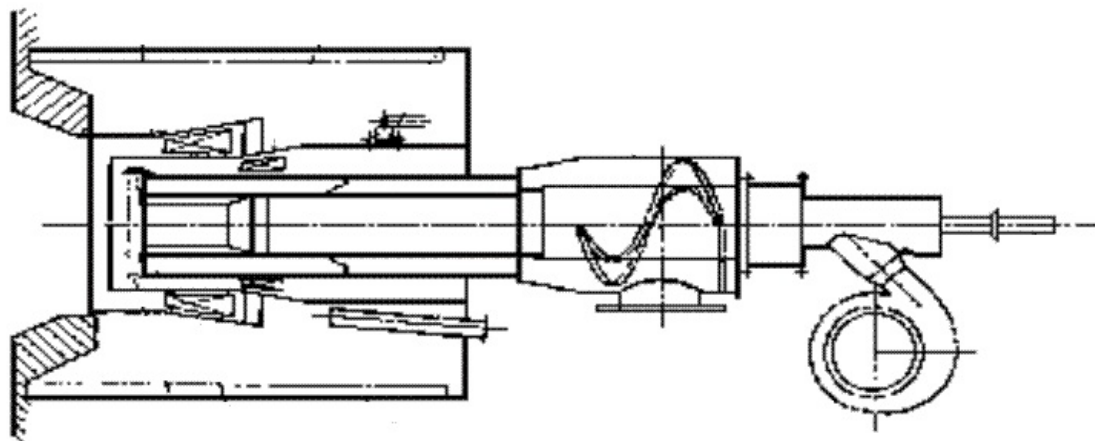


Рисунок 3.1 – пылеугольная горелка фирмы «Бабкок Энеджи»

						Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

Разработанная аксиальная вихревая горелка обеспечивает раннее воспламенение разделенного на несколько струй потока аэросмеси и сгорание большей части летучих в зоне, обедненной кислородом. Раздельное регулирование (на стадии наладки) крутки и расходов вторичного воздуха по внутреннему и наружному каналам обеспечивает ступенчатое сжигание внутри факела каждой отдельной горелки. При этом по периферии факела поддерживается окислительная среда, чтобы не вызвать коррозию топочных экранов [40].

В настоящее время российскими специалистами ВТИ разработаны малотоксичные вихревые горелочные устройства (рисунок 3.2).

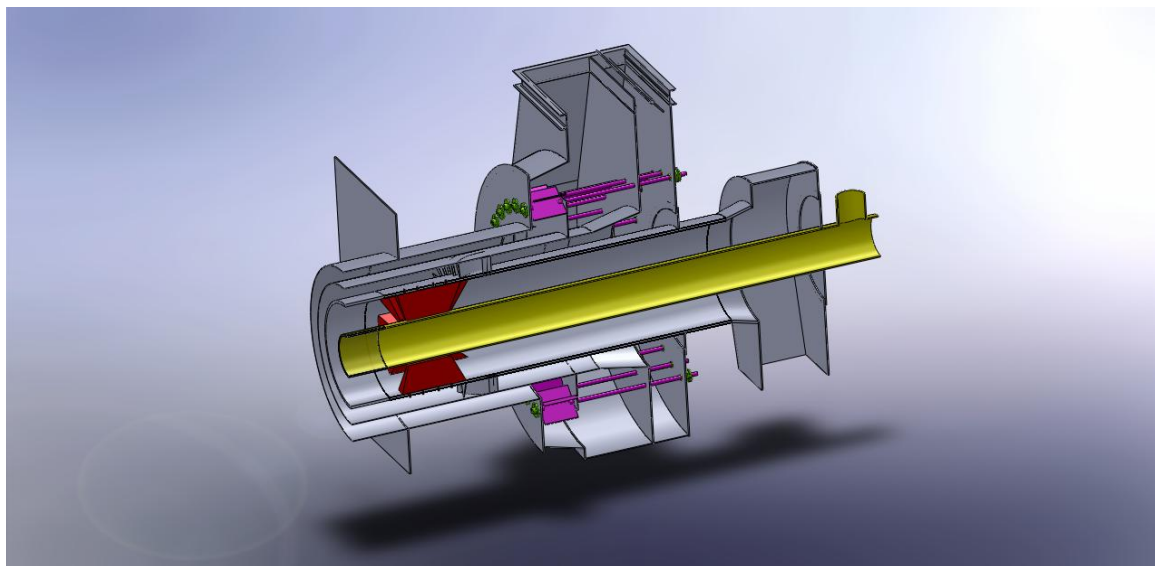


Рисунок 3.2 – пылеугольная горелка ВТИ

Горелка двухпоточная по вторичному воздуху с регулируемой круткой по внешнему каналу. По внутреннему каналу установлен аксиальный закручивающий аппарат. Канал аэросмеси прямоточный. В канале аэросмеси установлены специальные местные сопротивления – «рассекатели», позволяющие концентрировать пыль. Всего их установлено 8 штук.

Наличие двух потоков по вторичному обеспечивает стадийный подвод окислителя по длине факела, что уменьшает концентрацию кислорода на начальном участке факела и, соответственно, снижает концентрацию оксидов азота.

Согласно проведенному анализу [40] установка горелочных устройств фирмы Babcock Energy требует масштабной реконструкции топки котлоагрегата, что приведет к значительным финансовым затратам.

Конструкция малотоксичных вихревых горелочных устройств, разработанных российскими специалистами ВТИ, позволяет установить их в действующие амбразуры в период капитального ремонта.

В результате чего целесообразно остановить свой выбор на отечественных малотоксичных горелках ВТИ.

## **4 ЗАМЕНА ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ КОТЛА П-57**

### **4.1 Описание основного и вспомогательного оборудования**

В состав блока 500 МВт ст.№8 входит однокорпусной котел типа Пп-1650-25-545/545 (П-57), паротурбинная установка типа К-500-240-2, регенеративный воздухоподогреватель, электрофильтр, дутьевой вентилятор, дымосос.

#### **4.1.1 Краткое описание турбинного оборудования**

Турбина паровая К-500-240-2 ХТГЗ четырехцилиндровая, с сопловым парораспределением, конденсационная, без регулируемых отборов пара, с одним промперегревом, номинальной мощностью 500 000 кВт с числом оборотов 3 000 об/мин предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТГВ-500 завода «Электротяжмаш» и работает в блоке с котлом типа П-57 завода им. Орджоникидзе.

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Турбина имеет 9 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды в подогревателях низкого давления, деаэраторе, подогревателях высокого давления и для питания паром приводных турбин питательных насосов.

Схема предусматривает установку двух питательных насосов с конденсационными турбоприводами. Пар для них отбирается из отбора 11,2 ата. Кроме регенеративных отборов турбина допускает отбор на сетевые подогреватели для покрытия теплофикационных нужд.

Максимальная теплофикационная нагрузка при работе основного и пикового бойлеров составляет 25 Гкал/час.

Основной подогреватель питается паром VII отбора при  $P=1,6$  ата. Пиковый подогреватель паром V отбора при  $P=5,3$  ата. Турбина представляет собой одно-вальный четырехцилиндровый агрегат с четырьмя выхлопами пара на два конденсатора (два выхлопа на каждый конденсатор).

Свежий пар из котла двумя трубами подводится к двум отдельно стоящим блокам парораспределения, расположенным симметрично относительно продольной оси турбины. Каждый блок состоит из одного стопорного и 4-х регулирующих клапанов.

Конденсационная установка состоит из 2-х конденсаторов воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов 1 и 2 подъема, циркуляционных насосов и водяных фильтров.

Конденсаторы типа К-11520 с центральным отсосом воздуха, однопоточные по охлаждающей воде, с поверхностью охлаждения каждый 11 520 м<sup>2</sup>.

Воздухоудаляющее устройство, обеспечивающее нормальный процесс теплообмена в конденсаторе, состоит из 2-х основных пароструйных эжекторов (рабочего и резервного), пускового пароструйного эжектора, циркуляционной системы, водоструйного пускового эжектора конденсаторов для быстрого поднятия вакуума в конденсаторах при пуске турбины до 550 – 600 мм.рт.ст. Расход пара на эжектора составляет 5,5 т/час при давлении перед соплами 5 кгс/см<sup>2</sup>. Источником питания эжекторов служит пар из выпара деаэратора 7 ата и пар постороннего источника. Для подачи воды к эжектору устанавливается электронасос производительностью 1 100 м<sup>3</sup>/час.

Турбоагрегат обслуживается двумя группами конденсатных насосов:

1. Двумя насосами 1 ступени с  $Q = 1\ 600$  м<sup>3</sup>/час и напором 90 мм.в.ст. каждый (один рабочий, один резервный);

2. Двумя насосами 2 ступени  $Q = 1\ 600$  м<sup>3</sup>/час и напором 220 мм.в.ст. (один рабочий, один резервный), подающими конденсат через регенеративные подогреватели в деаэратор 7 ата.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды (конденсата турбины) паром из промежуточных ступеней турбины и состоит из 5-и подогревателей низкого давления, деаэратора, 3-х подогревателей высокого давления, холодильников эжектора лабиринтового пара и основных эжекторов, а также дренажных насосов. Подогреватели низкого давления №№ 1,2,3,4 и 5 по-

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

верхностного типа, вертикальные; подогреватели низкого давления №№ 4 и 5 отличаются наличием в них встроенного пароохладителя.

Три подогревателя высокого давления осуществляют последовательный подогрев питательной воды после деаэратора 7 ата.

Каждый подогреватель высокого давления снабжен охладителем конденсата греющего пара, охладителем греющего пара подогревателя, уравнильным сосудом для присоединения датчика регулятора уровня с сигнализирующим прибором.

Характеристики паровой турбины К-500-240-2 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики паровой турбины К-500-240-2

Параметр	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Номинальная мощность	кВт	500 000
Максимальная мощность	кВт	535 000
Расход первичного пара:		
номинальный	т/час	1 590
максимальный	т/час	1 650
Расход вторичного пара	т/час	1 364
Давление первичного пара	ата	240
Температура первичного пара	°С	540
Давление вторичного пара перед ЦСД	ата	37,2
Температура вторичного пара перед ЦСД	°С	540

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3
Давление пара на выходе из ЦВД	ата	41,5
Температура пара на выходе из ЦВД	°С	294
Давление пара в конденсаторе	ата	0,0357
Температура охлаждающей воды:		
номинальная	°С	12
максимальная	°С	33
Расход охлаждающей воды	т/час	51 480
Удельный расход тепла при номинальной нагрузке	ккал/кВтч	1 840
Количество нерегулируемых отборов	шт.	9
Парораспределение		сопловое
Количество блоков парораспределения	шт.	2
Число регулирующих клапанов	шт.	4x2
Число цилиндров	шт.	4
Число ступеней ЦВД	шт.	10
Число ступеней ЦСД	шт.	11



Число ступеней ЦНД	шт.	5x2
Число конденсаторов	шт.	2
Число выхлопов в конденсатор	шт.	2x2
Критические обороты системы роторов:		
I кр	об/мин	1 300
II кр	об/мин	2 140
III кр	об/мин	2 230
1У кр	об/мин	4 290
У кр	об/мин	4 430
У1 кр	об/мин	4 700

#### 4.1.2 Краткое описание котла и котельного оборудования

Прямоточный котельный агрегат типа Пп-1650-25-545/545 (П-57) изготовлен Подольским машиностроительным заводом им. Орджоникидзе (рисунок 4.1) предназначен для работы в моноблоке 500 Мвт с турбиной К-500-240. Котел спроектирован применительно к сжиганию экибастузского каменного угля и выполнен по Т-образной корпусной компоновке.

Топочная камера призматическая, прямоугольного сечения (размеры топки в плане по осям труб составляют 9,84×21,84 м, отметка потолка 53,5 м), открытая, полностью экранирована вертикальными панелями из плавниковых труб, оборудована 24 пылеугольными вихревыми горелками (рисунок 4.2), расположенными встречно в два яруса на боковых стенах топки, имеет твёрдое шлакоудаление.

В топочной камере с размерами 10x22 м в свету размещены радиационные поверхности нагрева нижней радиационной части (НРЧ) и средней радиационной части (СРЧ). Панели боковых стен СРЧ-1 разделены в фестоны.

						Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

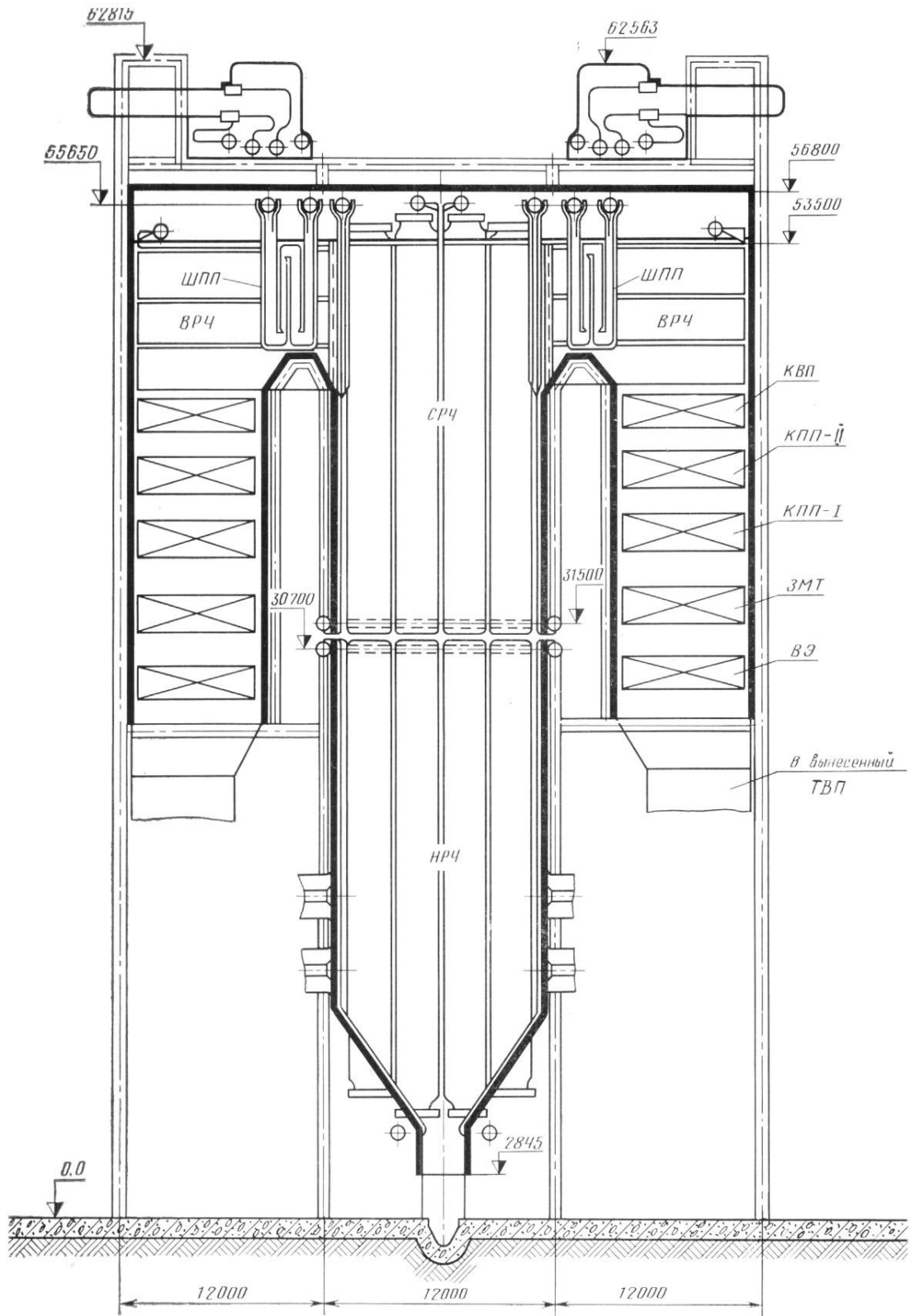


Рисунок 4.1 – Продольный разрез котла П-57

В горизонтальном газоходе (между топкой и конвективной шахтой), экранированном трубами верхней радиационной части и потолка, расположены ширмы 1 и 2 ступени; на потолочном перекрытии котла располагаются паропаровые теплообменники.

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Экраны топочной камеры состоят из отдельных панелей, сваренных из плавниковых труб диаметром 32×6 мм. Панели между собой не сварены.

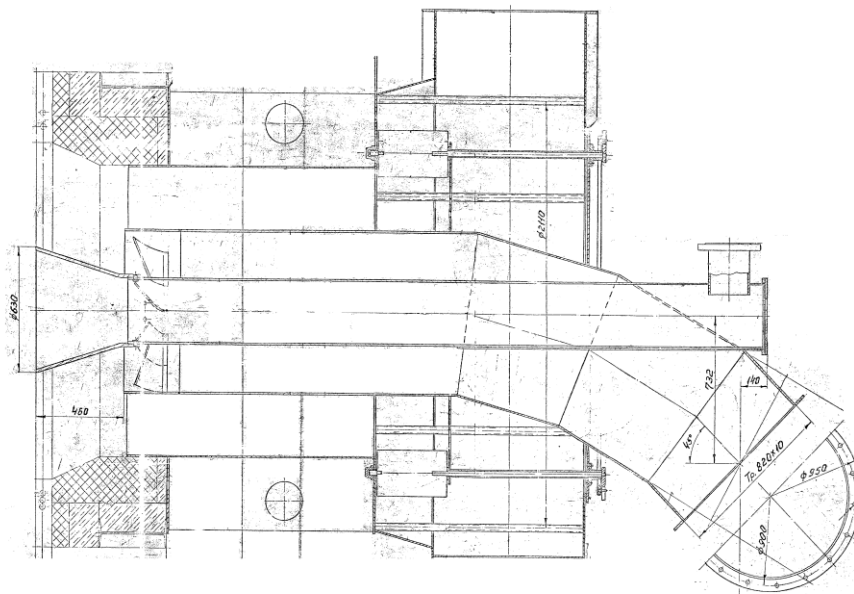


Рисунок 4.2 – Пылеугольная вихревая горелка

В двух конвективных шахтах по ходу газов расположены пакеты первичного пароперегревателя, вторичного пароперегревателя 2 и 1 степени, переходной зоны и водяного экономайзера.

Пароводяной тракт котла из 2-х несмешивающихся параллельных потоков с автономными системами регулирования, причем одна нитка проходит ближайшую к фронту половину поверхностей нагрева топки и конвективной шахты, другой поток – вторую половину.

Первичный тракт состоит из следующих поверхностей нагрева (по ходу среды):

- водяной экономайзер (ВЭ);
- нижняя радиационная часть I и II ход (НРЧ-I, НРЧ-II);
- переходная зона (ПЗ);
- средняя радиационная часть I и II (СРЧ-I, СРЧ-II);
- потолочный экран (ПЭ);
- паропаровой теплообменник (ППТО);
- верхняя радиационная часть (ВРЧ);
- ширмовый пароперегреватель I и II степени (ШПП-I, ШПП-II);
- конвективный пароперегреватель (КПП).

Тракт вторичного пара состоит из паропарового теплообменника (ППТО) и конвективного промежуточного пароперегревателя I и II ступеней (КПП I и II).

Для возможности пуска блока на скользящих параметрах первичный тракт котла разделен на 2 части встроенной задвижкой, установленной после ППТО. Растопочный сепаратор рассчитан на давление 20 ата и имеет диаметр 2 400 мм.

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Характеристики котла П-57 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики котла П-57

Параметр	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Производительность	т/час	1650
Давление пара за котлом	ата	255
Температура свежего пара	°С	545
Расход пара на пароперегреватель	т/час	1364
Давление на входе в пароперегреватель	ата	42
Давление на выходе из пароперегревателя	ата	40,1
Температура пара на входе в пароперегреватель	°С	302
Температура пара при выходе из пароперегревателя	°С	545
Температура питательной воды	°С	277
Давление питательной воды перед котлом	ата	308
Температура холодного воздуха	°С	30
Температура уходящих газов	°С	131
Температура горячего воздуха	°С	340
Коэффициент избытка воздуха в топке		1,2
Растопочное топливо		мазут
Емкость первичного тракта, общая	м <sup>3</sup>	218
Емкость первичного тракта до ВЗ	м <sup>3</sup>	174
Емкость вторичного тракта	м <sup>3</sup>	196
Вес трубной системы	т	2 690
Общий вес котла	т	7 500
Поверхность нагрева первичного тракта	м <sup>2</sup>	29 140
Поверхность нагрева вторичного тракта	м <sup>2</sup>	8 407
Габаритные размеры котла		
Ширина котла по осям колони	м	36
Глубина котла по осям колони	м	24
Высота котла (с ПШТО)	м	63
Высота топки	м	49
Топочная камера котла в свету:		
ширина по фронту	м	10
глубина	м	22
Высота горизонтального газохода	м	6,5

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3
Ширина горизонтального газохода в свету	м	34
Высота конвективной шахты	м	20
Ширина конвективной шахты по фронту и свету	м	7,3

Глубина конвективной шахты в свету	м	22
Объем топки	м <sup>3</sup>	9 764

Для подогрева воздуха используются четыре регенеративных воздухоподогревателя (РВП) с диаметром ротора 9,8 м установленные на собственном каркасе. Характеристики регенеративных воздухоподогревателя представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики регенеративного подогревателя воздуха

Наименование	Единицы измерения	Значение
Количество на один блок	шт	4
Поверхность нагрева	м <sup>2</sup>	57000
Диаметр ротора	мм	9800
Количество слоев набивки	-	3 горячих, 1 холодный
Толщина листов набивки	мм	0,7
Высота набивки	мм	2330
Скорость вращения ротора	об/мин	1,2
Сечение для проходов газов	м <sup>2</sup>	30
Сечение для прохода воздуха	м <sup>2</sup>	27,25
Сопротивление по газу	кг/м <sup>2</sup>	40÷50
Сопротивление по воздуху	кг/м <sup>2</sup>	60÷70
Общий вес ротора	т	255
Тип электродвигателя		ДП-52-У2 постоянного тока

Воздух, необходимый для горения, вентиляции мельницы и сушки топлива, подается через 4 РВП в общий короб, из которого распределяется по котлу. Для преодоления аэродинамического сопротивления мельниц, сепараторов и горелочных устройств перед каждой пылесистемой установлены центробежные вентиляторы горячего дутья ВГДН-17, которые работают независимо друг от друга, каждый на свою пылесистему.

Характеристики вентилятора горячего дутья ВГДН-17 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристики вентилятора горячего дутья ВГДН-17

Наименование	Единицы измерения	Значение
Диаметр рабочего колеса	мм	1700
Расчетная частота вращения	об/мин	970
Предельная частота вращения	об/мин	1200
Максимальная допустимая температура	°С	400

тура горячего воздуха		
Тип электродвигателей	-	5АИЗ15М6

На котле установлена система пылеприготовления с прямым вдуванием, с установкой 8-ми молотковых мельниц с центробежными сепараторами.

Характеристики молотковой мельницы ММТ-2600/2550/590 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Характеристики молотковой мельницы ММТ-2600/2550/590

Наименование	Единицы измерения	Значение
Производительность	т/ч	40
Количество на блок	шт.	8
Диаметр ротора	мм	2600
Длина ротора	мм	2550
Число оборотов	об/мин	590
Тип электродвигателей	-	ДАЗО-1910-10
Число дисков на роторе ММТ	шт.	16
Число бил на одном диске	шт.	8
Число бил на одной ММТ	шт.	128

В качестве золоулавливающей установки установлен электрофильтр ЭСГ 2х4-66х40х40х75х150х6 фирмы Альстом (рисунок 4.3).

Конструкция электрофильтра представляет собой металлический герметический корпус прямоугольного сечения, состоящий из каркаса корпуса, панелей стен, панелей горячей крыши, входной и выходной воронок и бункеров. Электростатический фильтр имеет четыре электрических роля по ходу газа, при этом каждое поле запитано от отдельного трансформатора, расположенного на холодной крышке электростатического электрофильтра.

Внутри электрофильтра подвешены продольные ряды осадительных электродов пластинчатого типа, образующие осадительную систему, между которыми расположены коронирующие электроды спирального типа, образующие коронирующую систему, подвешенную на опорных изоляторах.

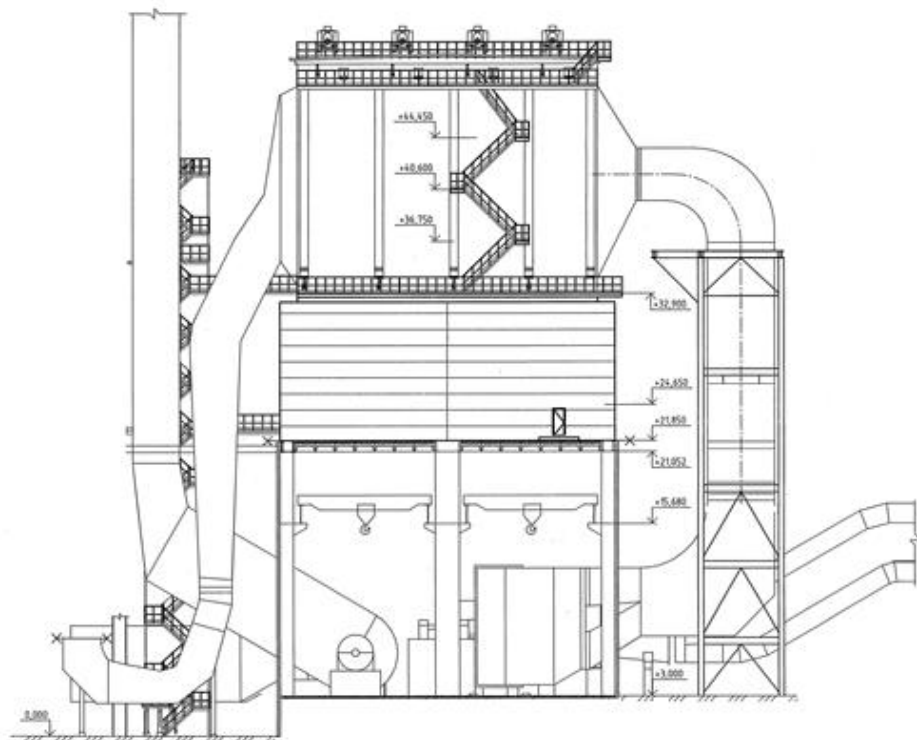


Рисунок 4.3 – Электрофильтр ЭСГ 2х4-66х40х40х75х150х6

Характеристики электрофильтра ЭСГ 2х4-66х40х40х75х150х6 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Характеристики электрофильтра ЭСГ 2х4-66х40х40х75х150х6

Наименование	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Расход газа на входе	м <sup>3</sup> /ч	1 584
Расход газа на входе при НУ	нм <sup>3</sup> /ч	1 000
Температура газа на входе	°С	140
Количество секций	шт.	2
Количество полей	шт.	4
Активная площадь осаждения	м <sup>2</sup>	35 640
Гидравлическое сопротивление	Па	≤ 250
Коронирующие электроды, тип:	-	Рамные, спиральные
Диаметр проволоки спирали	мм	2,7
Количество приводов встряхивания коронирующих электродов	шт.	8

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3
Осадительные электроды	-	GS-750
Размеры электрода	мм	15 000/750/1,5

Количество приводов встряхивания осадительных электродов	шт.	8
Площадь активного сечения	м <sup>2</sup>	396
Средняя скорость газа в активном сечении	м/с	1,1
Агрегат питания типа TR100kv/1400ma	шт.	8
Потребляемая мощность электроприёмников электрофильтра:		
агрегаты питания	кВт	145
электрообогрев	кВт	136
приводы встряхивания	кВт	6
Тип золоудаления	-	гидрозолоудаление
Расход газа на входе	м <sup>3</sup> /ч	1 584
Температура газа на входе	°С	140
Концентрация пыли на входе	г/нм <sup>3</sup>	≤ 69,6
Концентрация на выходе	г/нм <sup>3</sup>	0,400

На данном котле установлен дымосос ДОД-43 Барнаульского котельного завода.

Характеристики осевых дымососов ДОД-43 приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Характеристики дымососов ДОД-43

Наименование	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Количество на блок	шт.	2
Производительность	тыс.м <sup>3</sup> / час	1335/1520
Полное давление	кгс/м <sup>2</sup>	352/462
Потребляемая мощность	кВт	1570/2500
Максимальный КПД	%	82,5
Диаметр рабочих колес	мм	4300
Маховой момент ротора	кгс/м <sup>2</sup>	95000
Число оборотов ротора	об/мин	370
Максимальное допустимое число оборотов ротора	об/мин	375
Способ регулирования производительности	-	Направляющим аппаратом
Максимально допустимая температура газов	°С	200

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3
Количество рабочих колес	шт.	2
Количество рабочих лопаток	шт.	18
Количество направляющих аппаратов	шт.	2

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ					



Количество лопаток направляющего аппарата	шт.	13
Тип электродвигателя	-	ДАЗО-АО2-21-49-66

Для подачи воздуха в котел на котле установлен дутьевой вентилятор ВДОД-31,5 Барнаульского котельного завода.

Характеристики дутьевого вентилятора ВДОД-31,5 приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Характеристики дутьевого вентилятора ВДОД-31,5

Наименование	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Тип	-	ВДОД-31,5
Завод-изготовитель	-	Барнаульский котельный завод
Количество на блок	шт.	2
Производительность	тыс.м <sup>3</sup> / час	800/850
Полное давление	кгс/м <sup>2</sup>	567/637
Потребляемая мощность	кВт	1540/2000
Максимальный КПД	%	82,7
Диаметр рабочих колес	мм	3176
Маховой момент ротора	кгс/м <sup>2</sup>	2300
Число оборотов ротора	об/мин	595
Максимальное допустимое число оборотов ротора	об/мин	600
Способ регулирования производительности	-	Направляющим аппаратом
Количество рабочих колес	шт.	2
Количество рабочих лопаток	шт.	18
Количество направляющих аппаратов	шт.	2
Количество лопаток направляющего аппарата	шт.	14
Тип электродвигателя	-	ДАЗО-1916-10

Для удаления дымовых газов установлена железобетонная дымовая труба. Характеристики дымовой трубы приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Характеристики дымовой трубы

Наименование	Единицы измерения	Значение
Высота	м	250

Верхний внутренний диаметр	м	8,5
Диаметр фундамента	м	41
Температура отводимых газов	<sup>0</sup> С	112-136

## 4.2 Тепловой расчет котла П-57

Расчет производят для оценки показателей экономичности и надежности агрегата при работе на заданном топливе, выявления необходимых реконструктивных мероприятий, выбора вспомогательного оборудования и получения исходных материалов для проведения расчетов: аэродинамического, гидравлического, температур металла и прочности труб, коррозии. При конструктивном расчете определяют размеры топки и размеры поверхностей нагрева отдельных элементов агрегата, необходимые для обеспечения номинальной паропроизводительности [33], [50].

Исходные данные для теплового расчета котла приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Исходные данные для теплового расчета котла

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
1	2	3	4
Производительность по первичному пару	$D_{перв}$	т/ч	1650
Производительность по вторичному пару	$D_{втор}$	т/ч	1364
Давление первичного пара на выходе	$P_{перв}^{ВЫХ}$	кгс/см <sup>2</sup>	255
Давление вторичного пара на выходе	$P_{втор}^{ВЫХ}$	кгс/см <sup>2</sup>	42
Температура первичного пара на выходе	$t_{перв}^{ВЫХ}$	<sup>0</sup> С	545
Температура вторичного пара на выходе	$t_{втор}^{ВЫХ}$	<sup>0</sup> С	545
Температура вторичного пара на входе	$t_{втор}^{ВХ}$	<sup>0</sup> С	302
Температура питательной воды	$t_{пв}$	<sup>0</sup> С	272
Температура уходящих газов	$t_{ух.г}$	<sup>0</sup> С	131
Температура холодного воздуха перед РВП	$t_{хв}$	<sup>0</sup> С	30
Топливо			Экибастузский уголь

### 4.2.1 Состав топлива

Топливо – Экибастузский уголь  $Q_p^H = 4120$  ккал/кг

Элементарный состав топлива:

$$C^P = 44,9 \%$$

$$H^P = 2,96 \%$$

$$O^P = 6,5 \%$$

$$N^P = 0,84 \%$$

						Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

$$S^P = 0,9 \%$$

$$A^P = 35,9 \%$$

$$W^P = 8,0 \%$$

Для топок с твердым шлакоудалением доля золы топлива уносимой газами принимаем  $a_{\text{ун}} = 0,95$  [3].

#### 4.2.2 Расчет теоретического количества воздуха

Определим теоретический объем сухого воздуха, необходимый для полного сгорания 1 кг топлива при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$  по формуле (4.1):

$$V_g^o = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375S^P) + 0,265H^P - 0,033O^P \quad (4.1)$$

$$V_g^o = 0,0889 \cdot (44,9 + 0,375 \cdot 0,9) + 0,265 \cdot 2,96 - 0,033 \cdot 6,5 = 4,59 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

#### 4.2.3 Расчет теоретических объемов продуктов сгорания

Теоретические объёмы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива и при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$ :

Теоретический объем азота вычисляем по формуле (4.2):

$$V_{N_2}^o = 0,79V^o + 0,8 \frac{N^P}{100} \quad (4.2)$$

$$V_{N_2}^o = 0,79 \cdot 4,59 + 0,8 \cdot \frac{0,8}{100} = 3,62 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

Теоретический объем трехатомных газов рассчитывается по формуле (4.3):

$$V_{RO_2}^o = 1,866 \frac{C^P + 0,375S^P}{100} \quad (4.3)$$

$$V_{RO_2}^o = 1,866 \frac{44,9 + 0,375 \cdot 0,9}{100} = 0,84 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

Теоретический объем водяных паров определяется по формуле (4.4):

$$V_{H_2O}^o = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,016 \cdot V_g^o \quad (4.4)$$

$$V_{H_2O}^o = 0,111 \cdot 2,96 + 0,0124 \cdot 8,0 + 0,016 \cdot 4,59 = 0,5 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4.2.4 Расчет действительных объемов продуктов сгорания

Определим объемы продуктов сгорания в газоходах котла, полученные результаты сводим в таблицу (ПРИЛОЖЕНИЕ А).

#### 4.2.5 Теплосодержание воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия или теплосодержание теоретического объема воздуха и продуктов сгорания, отнесенные к  $1\text{ м}^3$  сжигаемого топлива при температуре воздуха или продуктов сгорания  $t$  рассчитываются по формулам (4.5) и (4.6):

$$I_{\text{в}}^{\circ} = V^{\circ} (ct)_{\text{в}}; I_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2} (cv)_{\text{N}_2}; I_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ} = V_{\text{H}_2\text{O}} (cv)_{\text{H}_2\text{O}}; I_{\text{N}_2}^{\circ} = V_{\text{N}_2} (cv)_{\text{N}_2} \quad (4.5)$$

$$I_{\Gamma}^{\circ} = I_{\text{RO}_2} + I_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ} + I_{\text{N}_2}^{\circ} \quad (4.6)$$

где  $(ct)_{\text{в}}$ ,  $(cv)_{\text{RO}_2}$ ,  $(cv)_{\text{H}_2\text{O}}$ ,  $(cv)_{\text{N}_2}$  – удельные энтальпии воздуха, трёхатомных газов, водяных паров и азота соответственно в  $\text{кДж/м}^3$ . Результаты расчета энтальпий теоретического объема воздуха при сжигании экибастузского угля сведены в таблицу 4.11.

Таблица 4.11 — Энтальпии теоретического объема газов и воздуха при сжигании угля

$t, \text{C}^{\circ}$	$I_{\text{в}}^{\circ}$ , ккал/кг	$I_{\text{RO}_2}$ , ккал/кг	$I_{\text{N}_2}^{\circ}$ , ккал/кг	$I_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ}$ , ккал/кг	$I_{\Gamma}^{\circ}$ , ккал/кг
1	2	3	4	5	6
30	48	10	33	5	48
100	609,09	144,23	470,96	75,25	690,44
200	1225,53	302,40	944,82	152,00	1399,22

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5	6
300	1849,77	472,92	1426,28	231,50	2130,70
400	2487,78	651,84	1914,98	313,00	2879,82
500	3144,15	839,16	2414,54	397,50	3651,20
600	3809,70	1034,04	2924,96	484,50	4443,50
700	4493,61	1233,96	3446,24	574,50	5254,70
800	5182,11	1438,08	3974,76	667,00	6079,84
900	5888,97	1647,24	4514,14	763,00	6924,38
1000	6600,42	1858,92	5060,76	861,50	7781,18

1100	7321,05	2064,72	5614,62	962,50	8641,84
1200	8050,86	2282,28	6172,10	1066,00	9520,38
1300	8785,26	2500,68	6707,86	1172,00	10380,54
1400	9528,84	2720,76	7272,58	1279,50	11272,84
1500	10277,01	2942,52	7840,92	1389,50	12172,94
1600	11029,77	3165,96	8412,88	1501,00	13079,84
1700	11782,53	3390,24	8992,08	1614,50	13996,82
1800	12539,88	3616,20	9571,28	1729,00	14916,48
1900	13306,41	3842,16	10150,48	1845,00	15837,64
2000	14072,94	4068,96	10733,30	1963,00	16765,26
2100	14844,06	4296,60	11319,74	2081,50	17697,84
2200	15615,18	4524,24	11906,18	2201,00	18631,42
2300	16390,89	4752,72	12496,24	2321,5	19570,46

Энтальпии продуктов сгорания при  $\alpha > 1$  определяются по формуле (4.7):

$$I_G = I_G^o + (\alpha - 1)I_B^o + I_{зл}, \text{ ккал/кг} \quad (4.7)$$

где  $\alpha$  - коэффициент избытка воздуха на выходе из соответствующего газохода.

Полученные значения энтальпий воздуха при  $\alpha > 1$ , а также  $\Delta I$  – разность двух соседних по вертикали значений  $I$  заносим в таблицу (ПРИЛОЖЕНИЕ Б).

#### 4.2.6 Тепловой баланс парогенератора и расхода топлива

Тепловой баланс составляем в расчете на 1 кг располагаемой теплоты топлива  $Q_P$ . Считая, что предварительный подогрев топлива за счет внешнего источника теплоты отсутствует.

Результаты расчета теплового баланса парогенератора и расхода топлива сведены в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет теплового баланса парогенератора и расхода топлива

Наименование	Расчет
1	2
Располагаемая теплота топлива	$Q_P = Q_H^P = 4120 \text{ ккал/кг} = 17238 \text{ кДж/кг}$
Потеря теплоты от химической неполноты сгорания	$q_3=0$ [50].
Доля золы в шлаке	$a_{шл}=1 - a_{ун} = 1 - 0,95 = 0,05$
Потеря теплоты от механической неполноты сгорания	$q_4=1,5$ [50].
Энтальпия уходящих газов	$I_{вх} = 1208 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия холодного воздуха	$I_{х.в} = 182,12 \text{ кДж/кг}$

Потеря теплоты с уходящими газами	$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} 100 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx(PВП)} \times I_{x.e.}) \times (100 - q_4)}{Q_p} =$ $= \frac{(1208 - 1,37 \times 182,12) \times (100 - 1,5)}{17238} = 5,48 \%$
Потеря теплоты от наружного охлаждения	$q_5 = 0,2 [50].$
Теплоемкость золы при температуре 600 °С	$(c\vartheta)_{zl} = 559,28 \text{ кДж/кг}$
Потеря теплоты со шлаком	$q_{6 \text{ шл}} = \frac{Q_{6 \text{ шл}}}{Q_p} 100 = \frac{a_{\text{шл}} (c\vartheta)_{zl} A^r}{Q_p}$ $q_{6 \text{ шл}} = \frac{0,05 \cdot 559,28 \cdot 35,9}{17238} = 0,06 \%$
Сумма тепловых потерь в котле	$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{6 \text{ шл}}$ $\Sigma q = 5,48 + 0 + 1,5 + 0,2 + 0,06 = 7,24\%$
Коэффициент полезного действия котла (брутто)	$\eta_k^{\text{бp}} = 100 - \Sigma q = 100 - 7,24 = 92,76 \%$
Коэффициент сохранения теплоты	$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_k^{\text{бp}} - q_5} = 1 - \frac{0,2}{92,76 - 0,2} = 0,998$
Производительность котла по первичному пару	$D_{\text{перв}} = 458,3 \text{ кг/с}$
Производительность котла по вторичному пару	$D_{\text{втор}} = 378,8 \text{ кг/с}$
Давление первичного пара на выходе (за котлом)	$P_{\text{пп}} = 25 \text{ МПа}$
Температура перегретого пара	$t_{\text{пп}} = 545 \text{ }^\circ\text{C}$
Удельная энтальпия перегретого пара	$I_{\text{пп}} = 3320,35 \text{ кДж/кг}$
Давление питательной воды	$P_{\text{пв}} = 30,8 \text{ МПа}$
Температура питательной воды	$t_{\text{пв}} = 272 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 4.12

1	2
Удельная энтальпия питательной воды	$I_{\text{пв}} = 1190 \text{ кДж/кг}$
Давление вторичного пара на выходе (ГПП)	$P_{\text{вп}}^{\text{вых}} = 4,01 \text{ МПа}$
Температура вторичного пара на выходе (ГПП)	$t_{\text{вп}}^{\text{вых}} = 545 \text{ }^\circ\text{C}$
Удельная энтальпия вторичного пара на выходе (ГПП)	$I_{\text{вп}}^{\text{вых}} = 3548,2 \text{ кДж/кг}$
Давление вторичного пара на входе (ХПП)	$P_{\text{вп}}^{\text{вх}} = 4,2 \text{ МПа}$
Температура вторичного пара на	$t_{\text{вп}}^{\text{вх}} = 302 \text{ }^\circ\text{C}$

входе (ХПП)	
Удельная энтальпия вторичного пара на входе (ХПП)	$I_{вп}^{вх} = 2958,5 \text{ кДж/кг}$
Полезно используемая теплота в котле	$Q_k = D_{перв}(I_{нн} - I_{не}) + D_{втор}(I_{ввх}^{вх} - I_{вв}^{вх})$ , <i>МВт</i> $Q_k = 458,3(3320,35 - 1190) + 378,8(3548,2 - 2958,5) = 1199,7 \text{ МВт}$
Расход топлива, подаваемого в топку котла	$B = \left( \frac{Q_k}{\frac{Q_p \cdot \eta_k}{100}} \right) 1000 = \left( \frac{1199,7}{\frac{17238 \cdot 92,76}{100}} \right) 1000 = 75,03 \text{ кг/с} = 270,1 \text{ т/ч}$
Расчетный расход топлива с учетом мех. недожога топлива	$B_p = B \cdot \left( 1 - \frac{q_4}{100} \right) = 75,03 \cdot \left( 1 - \frac{1,5}{100} \right) = 73,9 \text{ кг/с} = 266 \text{ т/ч}$

#### 4.2.7 Расчет топки

Произведем расчет топки котла. Результаты расчета топки котла сведены в таблицу 4.13.

Таблица 4.13 – Расчет топки котла

Наименование	Расчет
1	2
Активный объем топочной камеры	$V_T = 9780 \text{ м}^3$
Полная площадь поверхности стен топки	$F_{ст} = 3262,8 \text{ м}^2$

Продолжение таблицы 4.13

1	2
Количество ярусов горелок	$m = 2 \text{ шт}$
Количество горелок на первый ярус	$n_1 = 12 \text{ шт}$
Количество горелок на второй ярус	$n_2 = 12 \text{ шт}$
Высота до первого яруса горелок от начала “объема топки”	$h_{Г1} = 5,85 \text{ м}$
Высота до второго яруса горелок от начала “объема топки”	$h_{Г2} = 9,85 \text{ м}$
Эффективная толщина излучающего слоя пламени	$s = 3,6 \frac{V_T}{F_{ст}} = \frac{9780}{3262,8} = 10,7 \text{ м}$
Полная высота топки	$H_T = 49 \text{ м}$

						Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

Расход топлива на горелку	$B_{зop} = \frac{B}{(n_1 + n_2)} = \frac{270,1}{(12 + 12)} = 11,25 \text{ т/ч}$
Высота расположения горелок	$h_{зop} = \frac{n_1 \cdot B_{зop} \cdot n_{Г1} + n_2 \cdot B_{зop} \cdot n_{Г2}}{(n_1 + n_2) \cdot B_{зop}}$ $h_{зop} = \frac{12 \cdot 11,25 \cdot 5,85 + 12 \cdot 11,25 \cdot 9,85}{(12 + 12) \cdot 11,25} = 7,85 \text{ м}$
Относительный уровень расположения горелок	$x_{зop} = \frac{h_{зop}}{H_T} = \frac{7,85}{49} = 0,16$
Параметр забалластированности топочных газов	$r_V = \frac{V_T \cdot (1 + r)}{V_{N_2}^o + V_{RO_2}} = \frac{5,893 \cdot (1 + 0)}{3,62 + 0,84} = 1,321 \text{ м}^3 / \text{м}^3$
Параметр М	$M = M_o \cdot (1 - 0,4 \cdot x_{зop}) \cdot \sqrt[3]{r_V}$ где $M_o$ – коэффициент. Для пылеугольных топок с твердым шлакоудалением при встречном расположении горелок $M_o = 0,46$ [33]. $M = 0,46 \cdot (1 - 0,4 \cdot 0,16) \cdot \sqrt[3]{1,321} = 0,472$
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_T = 0,08$
Присос воздуха в систему пылеприготовления	$\Delta\alpha_{пл} = 0,04$
Температура горячего воздуха	$t_{ГВ} = 340 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия горячего воздуха	Находим по таблице Б.2 $I_{ГВ} = 2089 \text{ кДж/кг}$
Тепло, вносимое в топку воздухом	$Q_B = (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл}) \cdot I_{г.в} + (\Delta\alpha_T + \Delta\alpha_{пл}) \cdot I_{х.в} =$ $= (1,2 - 0,08 - 0,04) \cdot 2089 + (0,08 + 0,04) \cdot 182,12 =$ $= 2278 \text{ кДж/кг}$

Продолжение таблицы 4.13

1	2
Полезное тепловыделение в топке	$Q_T = Q_P \frac{100 - q_3 - q_4 - q_{6ил}}{100 - q_4} + Q_B + r \cdot I_{з.отб} =$ $= 17238 \frac{100 - 0 - 1,5 - 0,06}{100 - 1,5} + 2278 + 0 \cdot 0 =$ $= 18805 \text{ кДж/кг}$
Адиабатическая (теоретическая) температура горения $\vartheta_a$ определяется по таблице Б.2 по $Q_T$	$\vartheta_a = 2220 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура газов на выходе из топки (принимается предварительно)	$\vartheta_T'' = 1300 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпию газов на выходе из	$I_T'' = 10380,54 \text{ кДж/кг.}$



топки определяется по таблице 4.4	
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	$(Vc)_{cp} = \frac{Q_T - I_T''}{g_a - g_T''} = \frac{18805 - 10380,54}{2220 - 1300} = 9,1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$
Объемная доля водяных паров	$r_{H_2O} = 0,087$
Объемная доля трехатомных газов	$r_{RO_2} = 0,143$
Суммарная объемная доля трехатомных газов	$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2} = 0,087 + 0,143 = 0,23$
Давление в топке	$p=0,1 \text{ МПа}$
Произведение	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 10,7 = 0,246 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент поглощения лучей частицами золы	$k_{зл} \mu_{зл} = \frac{10^4 \cdot A_{зл}}{\sqrt[3]{(T_T'')}} \cdot \frac{\mu_{зл}}{1 + 1,2 \cdot \mu_{зл} \cdot s}$ <p>где <math>A_{зл}</math> - коэффициент, зависящий от типа шлакоудаления и от вида сжигаемого топлива. В данном случае на котле П-57 твердое шлакоудаление, а сжигаемое топливо экибастузский уголь, <math>A_{зл} = 0,8</math> [33].</p> $k_{зл} \mu_{зл} = \frac{10^4 \cdot 0,8}{\sqrt[3]{(1300 + 273)^2}} \cdot \frac{0,044}{1 + 1,2 \cdot 0,044 \cdot 10,7} = 1,656$
Коэффициент поглощения лучей частицами кокса	$k_{кокс} \mu_{кокс} = 0,2 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа}) \text{ [33]}$

Окончание таблицы 4.13

1	2
Коэффициент поглощения газовой фазой продуктов сгорания ( $RO_2, H_2O$ )	$k_r = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \times (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'') r_n$ $k_r = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,087}{\sqrt{10 \cdot 0,1 \cdot 0,23 \cdot 10,7}} - 1 \right) \times$ $\times (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \times (1300 + 273)) \times 0,23 =$ $= 0,48 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа})$
Коэффициент поглощения лучей топочной средой	$k = k_r + k_{зл} \mu_{зл} + k_{кокс} \mu_{кокс} = 0,48 + 1,656 + 0,2 = 2,336 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа})$
Коэффициент тепловой эффективности экранов	$\psi = x \cdot \zeta = 1 \cdot 0,4 = 0,4$ <p>где <math>\zeta</math> - коэффициент, принимающийся в зависимости от типа угля, для экибастузского угля <math>\zeta = 0,4</math> [33]</p>
Критерий Вургера $Bu$	$Bu = k \cdot p \cdot s = 2,336 \cdot 0,1 \cdot 10,7 = 2,5$

						Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

Эффективное значение критерия Бугера	$B\tilde{u} = 1,6 \ln \left( \frac{1,4Bu^2 + Bu + 2}{1,4Bu^2 - Bu + 2} \right) =$ $= 1,6 \ln \left( \frac{1,4 \cdot 2,5^2 + 2,5 + 2}{1,4 \cdot 2,5^2 - 2,5 + 2} \right) = 0,75$
Количество тепла, воспринятого в топке на 1 кг топлива	$Q_{\lambda} = \varphi \cdot (Q_T - I_T'') = 0,99 \cdot (18805 - 10380,54) =$ $= 8408 \text{ кДж/кг}$
Расчетная температура газов на выходе из топки	$g_T'' = \frac{T_a}{1 + M \cdot B\tilde{u}^{0,3} \left( \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi \cdot F_{cm} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B_p \cdot (Vc)_{cp}} \right)^{0,6}} - 273 =$ $= \frac{(1949 + 273)}{1 + 0,472 \cdot 0,75^{0,3} \left( \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,4 \cdot 3262,8 \cdot (2220 + 273)^3}{0,998 \cdot 73,9 \cdot 9,1} \right)^{0,6}}$ $= 1278 \text{ } ^\circ\text{C}$
Среднее тепловое напряжение экранов топки (воспринятый тепловой поток)	$q_{\lambda} = \frac{B_p \cdot Q_{\lambda}}{H_{\lambda}} = \frac{73,9 \cdot 8408}{3262,8} = 190 \text{ кВт/м}^2$

Найденная в результате расчета температура газов на выходе из топки отличается от принятой ранее менее чем на  $\pm 30 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Следовательно, перерасчета теплообмена не требуется.

#### 4.2.8 Расчет фестона

Произведем расчет фестона котла. Результаты расчета фестона котла сведем в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет фестона котла

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=617,6 \text{ м}^2$
Площадь активного сечения для прохода газов	$F=306,6 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода воды (пара)	$f=0,29 \text{ м}^2$
Эффективная толщина излучающего слоя	$s=0,206 \text{ м}$
Температура газов перед фестонам	$g' = g_T'' = 1278 \text{ } ^\circ\text{C}$

Энтальпия газов перед фестоном	$I = I''_T = 11886 \text{ кДж/кг}$
Температура газов за фестоном (принята предварительно)	$g'' = 1240 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов за фестоном	$I'' = 11509 \text{ кДж/кг}$
Количество теплоты, отданное фестону	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (11886 - 11510) = 363 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура газов	$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (1278 + 1240) = 1258 \text{ }^\circ\text{C}$
Расход воды на первый впрыск	$D_{впр1} = 4\% D = 0,04 \times 1650 = 65,2 \text{ т/ч}$
Температура пара перед первым впрыском (принята предварительно)	$t'_{впр1} = 441 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия пара перед первым впрыском	$i'_{впр1} = 2791 \text{ кДж/кг}$
Снижение энтальпии пара первым впрыском	$\Delta i_{впр1} = \frac{D_{впр1} (i'_{впр1} - i_{н6})}{D - D_{впр1}} = \frac{65,2(2791 - 1190)}{1650 - 65,2} = 137,2 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия пара после первого впрыска	$i''_{впр1} = i'_{впр1} - \Delta i_{впр1} = 2791 - 137,2 = 2653,8 \text{ кДж/кг}$
Температура пара на входе	$t' = 432 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура пара на выходе	$t'' = 477 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя температура пара	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{477 + 432}{2} = 454,5 \text{ }^\circ\text{C}$
Средний температурный напор	$\Delta t = g_{cp} - t_{cp} = 1258 - 454,5 = 798,5 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 4.14

1	2
Средняя скорость газов	$\omega = \frac{B_p \cdot V_z (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(1258 + 273)}{273 \cdot 306,6} = 8 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, рис. 8.3 [33]	$a_k = 68 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,206 = 0,0047 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2 = 5,8 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{3л} = 0,052 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_r \cdot r_n + k_{3л} \cdot \mu_{3л}) p \cdot s = (5,8 \cdot 0,23 + 0,052 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,206 = 0,027$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,027} = 0,2$
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_n = 240$ рис. 8.10 [33]	$a_{.л} = a_n \cdot a = 240 \cdot 0,2 = 84 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$

Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 0,6$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_k + a_n) = 0,6(68 + 84) = 91,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = 0,002 \cdot 1,2 \cdot 1 + 0,005 = 7,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{a_1}{1 + \varepsilon \cdot a_1} = \frac{91,2}{1 + 7,4 \cdot 10^{-3} \cdot 91,2} = 54,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} = \frac{54,4 \cdot 617,6 \cdot 798,5}{73,9 \cdot 10^3} = 373 \text{ кДж}/\text{кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$Q_T = \frac{Q_T - Q_z}{Q_z} \cdot 100 = \frac{373 - 363}{363} \cdot 100 = 2,4 \%$

#### 4.2.9 Расчет ширмового пароперегревателя I ст. (ШПП 1)

Произведем расчет ширмового пароперегревателя I ст. котла. Результаты расчета ширмового пароперегревателя I ст. котла сведены в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Расчет ширмового пароперегревателя I ст. котла

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=1416 \text{ м}^2$

Продолжение таблицы 4.15

1	2
Диаметр труб	$d=32 \times 5 \text{ мм}$
Шаг труб: поперечный продольный	$S_1=470 \text{ мм}$ $S_2=35 \text{ мм}$
Количество рядов по ходу газов	$z=22 \text{ шт}$
Площадь живого сечения для прохода газов	$F=260,6 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода воды (пара)	$f=0,302 \text{ м}^2$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 470 \cdot 35}{3,14 \cdot 32^2} - 1 \right) \cdot 32 = 0,56 \text{ м}$
Температура газов перед ШПП 1	$g' = g'' = 1240 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов перед ШПП 1	$I'' = 11509 \text{ кДж}/\text{кг}$
Температура газов за ШПП 1 (принята предварительно)	$g'' = 1161 \text{ }^\circ\text{C}$

Энтальпия газов за ШПП 1	$I' = 10726 \text{ кДж/кг}$
Количество теплоты, отданное ШПП 1	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (11509 - 10726) = 775,2 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура газов	$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (1240 + 1161) = 1201 \text{ }^\circ\text{C}$
Расход воды на второй впрыск	$D_{вп2} = 1,5\% D = 0,015 \times 1650 = 24,75 \text{ т/ч}$
Температура пара перед вторым впрыском (принята предварительно)	$t_{вп2} = 477 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия пара перед вторым впрыском	$i_{вп2} = 2959 \text{ кДж/кг}$
Снижение энтальпии пара вторым впрыском	$\Delta i_{вп2} = \frac{D_{вп2} (i'_{вп2} - i_{н6})}{D - D_{вп2}} = \frac{24,75(2959 - 1190)}{1650 - 24,75} = 26,9 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия пара после второго впрыска	$i''_{вп2} = i'_{вп2} - \Delta i_{вп2} = 2959 - 26,9 = 2932 \text{ кДж/кг}$
Температура пара на входе	$t' = 472 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура пара на выходе	$t'' = 492 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя температура пара	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{492 + 472}{2} = 482 \text{ }^\circ\text{C}$
Средний температурный напор	$\Delta t = g_{cp} - t_{cp} = 1201 - 482 = 719 \text{ }^\circ\text{C}$

Окончание таблицы 4.15

1	2
Средняя скорость газов	$\omega = \frac{B_p \cdot V_z (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89 \cdot (1201 + 273)}{273 \cdot 260,6} = 9 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией рис. 8.3 [33]	$a_k = 68 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,56 = 0,012 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2 = 5,8 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{3л} = 0,052 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_r \cdot r_n + k_{3л} \cdot \mu_{3л}) p \cdot s = (5,8 \cdot 0,23 + 0,052 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,56 = 0,5$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,5} = 0,39$
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_n = 240$ рис.8.10 [33]	$a_l = a_n \cdot a = 240 \cdot 0,39 = 93,6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 0,6$

						Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_k + a_l) = 0,6(68 + 93,6) = 97 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = 0,002 \cdot 1,2 \cdot 1 + 0,005 = 7,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{a_1}{1 + \varepsilon \cdot a_1} = \frac{97}{1 + 7,4 \cdot 10^{-3} \cdot 97} = 56,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} = \frac{56,5 \cdot 1416 \cdot 719}{73,9 \cdot 10^3} = 778,38 \text{ кДж}/\text{кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$Q_T = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{778,38 - 775,2}{775,2} \cdot 100 = 0,4 \%$

#### 4.2.10 Расчет ширмового пароперегревателя II ст. (ШПП 2)

Произведем расчет ширмового пароперегревателя II ст. котла. Результаты расчета ширмового пароперегревателя II ст. котла сведены в таблицу 4.16.

Таблица 4.16 – Расчет ширмового пароперегревателя II ст. котла

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=1475 \text{ м}^2$

Продолжение таблицы 4.16

1	2
Диаметр труб	$d=32 \times 6 \text{ мм}$
Шаг труб: поперечный	$S_1=470 \text{ мм}$
продольный	$S_2=35 \text{ мм}$
Количество рядов по ходу газов	$z = 68 \text{ шт}$
Площадь живого сечения для прохода газов	$F=265,6 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода воды (пара)	$f=0,271 \text{ м}^2$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 470 \cdot 35}{3,14 \cdot 32^2} - 1 \right) \cdot 32 = 0,56 \text{ м}$
Температура газов перед ШПП 2	$g' = g'' = 1161 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов перед ШПП 2	$I' = 10726 \text{ кДж}/\text{кг}$
Температура газов за ШПП 2 (принята предварительно)	$g'' = 1095 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов за ШПП 2	$I'' = 10058,8 \text{ кДж}/\text{кг}$
Количество теплоты, отданное	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (10726 - 10058,8) = 660,5 \text{ кДж}/\text{кг}$

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

ШПП 2	
Средняя температура газов	$\vartheta_{cp} = 0,5 \cdot (\vartheta' + \vartheta'') = 0,5 \cdot (1161 + 1095) = 1128 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура пара на входе в ШПП	$t' = 492 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура пара на выходе (принята предварительно)	$t'' = 510 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя температура пара	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{510 + 492}{2} = 501 \text{ }^\circ\text{C}$
Средний температурный напор	$\Delta t = \vartheta_{cp} - t_{cp} = 1128 - 501 = 627 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя скорость газов	$\omega = \frac{B_p \cdot V_z (\vartheta_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(1158 + 273)}{273 \cdot 265,6} = 8,5 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, рис. 8.3 [33]	$a_k = 68 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,56 = 0,012 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_z = 5,8 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2)$

Окончание таблицы 4.16

1	2
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{zn} = 0,052 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2)$
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_r \cdot r_n + k_{zn} \cdot \mu_{zn}) p \cdot s =$ $= (5,8 \cdot 0,23 + 0,052 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,56 = 0,5$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,5} = 0,39$
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_n = 270$ рис.8.10 [33]	$a_l = a_n \cdot a = 270 \cdot 0,39 = 105,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 0,6$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_k + a_l) = 0,6(68 + 105,3) = 104 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = 0,002 \cdot 1,2 \cdot 1 + 0,005 = 7,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{K}/\text{Вт}$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{a_1}{1 + \varepsilon \cdot a_1} = \frac{104}{1 + 7,4 \cdot 10^{-3} \cdot 104} = 58,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} = \frac{58,7 \cdot 1475 \cdot 627}{73,9 \cdot 10^3} = 734 \text{ кДж}/\text{кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$Q_T = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{734 - 660,5}{660,5} \cdot 100 = 11,1 \%$

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

второе приближение

Наименование	Расчет
Температура газов за ШПП 2(принята предварительно)	$g'' = 1088 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов за ШПП 2	$I'' = 9996 \text{ кДж/кг}$
Количество теплоты, отданное ШПП 2	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (10726 - 9996) = 722,7 \text{ кДж/кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$Q_T = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{734 - 722,7}{722,7} \cdot 100 = 1,56 \%$

#### 4.2.11 Расчет конвективного пароперегревателя (КПП)

Произведем расчет конвективного пароперегревателя котла. Результаты расчета конвективного пароперегревателя котла сведены в таблицу 4.17.

Таблица 4.17 – Расчет конвективного пароперегревателя котла

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=1870 \text{ м}^2$
Диаметр труб	$d=32 \times 5 \text{ мм}$
Шаг труб поперечный продольный	$S_1=212 \text{ мм}$ $S_2=50 \text{ мм}$
Количество рядов по ходу газов	$z = 12 \text{ шт}$
Площадь живого сечения для прохода газов	$F=277,9 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода воды (пара)	$f=0,301 \text{ м}^2$
Температура газов перед КПП	$g' = g''_{\text{ШПП2}} = 1088 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов перед КПП	$I' = 9996 \text{ кДж/кг}$
Расход воды на третий впрыск	$D_{\text{впр3}}=2,5\%D=0,025 \times 1650=41,25 \text{ т/ч}$
Температура пара перед третьим впрыском	$t_{\text{впр3}} = t_{\text{ШПП2}} = 510 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия пара перед третьим впрыском	$i_{\text{впр3}} = 3174 \text{ кДж/кг}$



Снижение энтальпии пара третьим впрыском	$\Delta i_{\text{впр}3} = \frac{D_{\text{впр}3} (i'_{\text{впр}3} - i_{\text{не}})}{D - D_{\text{впр}3}} = \frac{41,25(3174 - 1190)}{1650 - 41,25} = 50,9 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия пара после третьего впрыска	$i''_{\text{впр}3} = i'_{\text{впр}3} - \Delta i_{\text{впр}3} = 3174 - 50,9 = 3123 \text{ кДж/кг}$
Температура пара на входе в КПП	$t' = t''_{\text{впр}2} = 502 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура пара на выходе	$t'' = 545 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия пара на выходе	$i'' = 3406 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура пара	$t_{\text{cp}} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{545 + 502}{2} = 523,5 \text{ }^\circ\text{C}$
Тепловосприятие ступени	$Q = \frac{D}{B_p} (i'' - i') = \frac{458,3}{73,9} (3406 - 3123) = 1760 \text{ кДж/кг}$
Величина присосов воздуха в пароперегревателе (таблица 3.3 [33])	$\Delta \alpha = 0,03$
Энтальпия присосанного холодного воздуха	$I^0_{\text{прс}} = 172,4 \text{ кДж/кг}$

Продолжение таблицы 4.17

1	2
Энтальпия газов на выходе из ступени	$I'' = I' - \frac{Q}{\varphi} + \Delta \alpha \cdot I^0_{\text{прс}} = 9996 - \frac{1760}{0,99} + 0,03 \cdot 172,4 = 9256 \text{ кДж/кг}$
Температура газов на выходе из ступени	$g'' = 1006 \text{ }^\circ\text{C}$
Количество теплоты, отданное КПП	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (9996 - 9256) = 733 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура газов	$g_{\text{cp}} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (1088 + 1006) = 1047 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя скорость газов в ступени	$\omega = \frac{B_p \cdot V_2 (g_{\text{cp}} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(1047 + 273)}{273 \cdot 277,9} = 7,4 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, рис. 8.3 [33]	$a_k = 64 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Удельный объем пара при средней температуре	$v_n = 0,01180 \text{ м}^3/\text{кг}$
Средняя скорость пара	$\omega_n = \frac{D \cdot v_n}{f} = \frac{458,3 \cdot 0,01180}{0,301} = 17,9 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару, рис.8.9 [33]	$\alpha_2 = \alpha_n \cdot C_d = 0,98 \cdot 3610 = 3537 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\Pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 212 \cdot 50}{3,14 \cdot 32^2} - 1 \right) \cdot 32 = 0,35 \text{ м}$

						Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,35 = 0,008 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2 = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{p \cdot r_n \cdot s}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{v_{cp} + 273}{1000} \right)$ $k_2 = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot 0,087}{\sqrt{0,008}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{1000 + 273}{1000} \right) =$ $= 5,42 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(v_{cp} + 273)^2 \cdot d_{3л}^2}} \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$ <p>где <math>d_{3л}</math> - эффективный диаметр золовых частиц,  <math>d_{3л} = 16 \text{ мкм}</math></p> $k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(1000 + 273)^2 \cdot 16^2}} = 0,058 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$

Продолжение таблицы 4.17

1	2
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_2 \cdot r_n + k_{3л} \cdot \mu_{3л}) p \cdot s =$ $= (5,42 \cdot 0,23 + 0,058 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,35 = 0,04$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,04} = 0,04$
Окончание Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot C_{фр} \cdot C_d + \Delta\varepsilon \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ <p>где <math>\varepsilon_0</math> - исходный коэффициент загрязнения, <math>\varepsilon_0 = 0,003</math>  <math>C_{фр}</math> - поправка на фракционный состав золы, <math>C_{фр} = 1</math>  <math>C_d</math> - поправка на диаметр, <math>C_d = 0,75</math>  <math>\Delta\varepsilon</math> - поправка, зависящая от температуры газов, типа поверхности и сорта сжигаемого топлива, <math>\Delta\varepsilon = 0,0026</math></p> $\varepsilon = 0,003 \cdot 1 \cdot 0,75 + 0,0026 = 0,005 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$
Температура загрязненной стенки трубы	$t_{cm} = t_{cp} + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{B_p \cdot Q}{H} \cdot 10^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t_{cm} = 523,5 + \left( 0,005 + \frac{1}{3537} \right) \cdot \frac{73,9 \cdot 1760}{1870} \cdot 10^3 = 900 \text{ } ^\circ\text{C}$
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_H=480$ рис. 8.10 [33]	$a_l = a_H \cdot a = 480 \cdot 0,04 = 19,2 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$

Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 1$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_k + a_n) = 1(68 + 19,2) = 87,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi = 0,7$
Коэффициент теплопередачи	$k = \psi \cdot \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} = 0,7 \frac{87,2 \cdot 3537}{87,2 + 3537} = 60 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Разность температур между газами и паром: наибольшая наименьшая	$\Delta t_{\bar{o}} = v' - t'' = 1088 - 545 = 543 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta t_{\text{м}} = v'' - t' = 1006 - 502 = 504 \text{ }^\circ\text{C}$
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{\text{нрп}} = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{543 - 504}{\ln \frac{543}{504}} = 492 \text{ }^\circ\text{C}$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{\text{нрп}}}{B_p \cdot 10^3} = \frac{60 \cdot 1870 \cdot 492}{73,9 \cdot 10^3} = 747 \text{ кДж}/\text{кг}$

Окончание таблицы 4.17

1	2
Расхождение расчетных тепловосприятий	$Q_T = \frac{Q_T - Q_z}{Q_z} \cdot 100 = \frac{747 - 733}{733} \cdot 100 = 1,9 \%$

#### 4.2.12 Расчет конвективного промежуточного ПП I ст. (Пром. П/П I ст.)

Произведем расчет конвективного промежуточного ПП I ст. котла. Результаты расчета конвективного промежуточного ПП I ст. котла сведены в таблицу 4.18.

Таблица 4.18 – Расчет конвективного промежуточного ПП I ст. котла

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=3634 \text{ м}^2$
Диаметр труб	$d=57 \times 4 \text{ мм}$
Шаг труб поперечный продольный	$S_1=194 \text{ мм}$ $S_2=80 \text{ мм}$
Количество рядов по ходу газов	$z= 12 \text{ шт}$
Площадь живого сечения для прохода газов	$F=232,5 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для про-	$f=1,628 \text{ м}^2$

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ					

хода воды (пара)	
Температура газов перед Пром. П/П I ст.	$g' = g''_{KIII} = 1006 \text{ } ^\circ\text{C}$
Энтальпия газов перед Пром. П/П I ст	$I' = 9256 \text{ кДж/кг}$
Температура пара на входе Пром. П/П I ст	$t' = 407^\circ\text{C}$
Температура пара на выходе Пром. П/П I ст	$t'' = 475^\circ\text{C}$
Энтальпия пара на входе	$i' = 2506 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия пара на выходе	$i'' = 2946 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура пара	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{475 + 407}{2} = 441 \text{ } ^\circ\text{C}$
Температура газов за Пром. П/П I ст. (принята предварительно)	$g'' = 900 \text{ } ^\circ\text{C}$
Энтальпия газов за Пром. П/П I ст.	$I'' = 8220 \text{ кДж/кг}$

Продолжение таблицы 4.18

1	2
Количество теплоты, отданное Пром. П/П I ст.	$Q_z = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (9256 - 8220) = 1025 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура газов	$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (1006 + 900) = 953 \text{ } ^\circ\text{C}$
Средняя скорость газов в ступени	$\omega = \frac{B_p \cdot V_z (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(953 + 273)}{273 \cdot 232,5} = 8,4 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, рис. 8.3 [33]	$a_k = 50 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$
Удельный объем пара при средней температуре	$v_n = 0,08693 \text{ м}^3/\text{кг}$
Средняя скорость пара	$\omega_n = \frac{D \cdot v_n}{f} = \frac{458,3 \cdot 0,08693}{1,628} = 23,9 \text{ м/с}$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\Pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 194 \cdot 80}{3,14 \cdot 57^2} - 1 \right) \cdot 57 = 0,26 \text{ м}$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,26 = 0,006 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_z = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{p \cdot r_n \cdot s}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{v_{cp} + 273}{1000} \right)$

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ					

	$k_z = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot 0,087}{\sqrt{0,006}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{953 + 273}{1000} \right) =$ $= 6,57 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{zl} = \frac{44}{\sqrt[3]{(v_{cp} + 273)^2 \cdot d_{zl}^2}} \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$ <p>где <math>d_{zl}</math> - эффективный диаметр золовых частиц,  <math>d_{zl} = 16 \text{ мкм}</math></p> $k_{zl} = \frac{44}{\sqrt[3]{(923 + 273)^2 \cdot 16^2}} = 0,06 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_z \cdot r_n + k_{zl} \cdot \mu_{zl}) p \cdot s =$ $= (6,57 \cdot 0,23 + 0,06 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,35 = 0,05$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,05} = 0,049$

Окончание таблицы 4.18

1	2
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot C_{fp} \cdot C_d + \Delta\varepsilon \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ <p>где <math>\varepsilon_0</math> - исходный коэффициент загрязнения, <math>\varepsilon_0 = 0,003</math>;  <math>C_{fp}</math> - поправка на фракционный состав золы, <math>C_{fp} = 1</math>;  <math>C_d</math> - поправка на диаметр, <math>C_d = 1,5</math>;  <math>\Delta\varepsilon</math> - поправка, зависящая от температуры газов, типа поверхности и сорта сжигаемого топлива, <math>\Delta\varepsilon = 0,0026</math></p> $\varepsilon = 0,003 \cdot 1 \cdot 1,5 + 0,0026 = 0,0071 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_H = 170 \text{ рис. 8.10[33]}$	$a_L = a_H \cdot a = 170 \cdot 0,049 = 8,33 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 1$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_K + a_L) = 1(50 + 8,33) = 58,33 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1} = \frac{58,33}{1 + 0,0071 \cdot 58,33} = 41,4 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Разность температур между газами и паром: наибольшая наименьшая	$\Delta t_{\bar{o}} = v' - t'' = 1006 - 475 = 531 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta t_M = v'' - t' = 900 - 407 = 493 \text{ }^\circ\text{C}$

Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{npt} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{531 - 493}{\ln \frac{531}{493}} = 567 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{npt}}{B_p \cdot 10^3} = \frac{41,4 \cdot 3634 \cdot 567}{73,9 \cdot 10^3} = 1154 \text{ кДж/кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{1154 - 1025}{1025} \cdot 100 = 12,5 \text{ } \%$

второе приближение

Наименование	Расчет
Температура газов за Пром. П/П I ст. (принята предварительно)	$g'' = 896 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Энтальпия газов за Пром. П/П I ст.	$I'' = 8110 \text{ кДж/кг}$
Количество теплоты, отданное Пром. П/П I ст.	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (9256 - 8110) = 1134,5 \text{ кДж/кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{1154 - 1134,5}{1134,5} \cdot 100 = 1,72 \text{ } \%$

#### 4.2.13 Расчет конвективного промежуточного ПП II ст. (Пром. П/П II ст.)

Произведем расчет конвективного промежуточного ПП II ст. котла. Результаты расчета конвективного промежуточного ПП II ст. котла сведены в таблицу 4.19.

Таблица 4.19 – Расчет конвективного промежуточного ПП II ст. котла

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=3331 \text{ м}^2$
Диаметр труб	$d=57 \times 5 \text{ мм}$
Шаг труб поперечный	$S_1=212 \text{ мм}$
продольный	$S_2=80 \text{ мм}$
Количество рядов по ходу газов	$z=12 \text{ шт}$
Площадь живого сечения для прохода газов	$F=240,3 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода воды (пара)	$f=1,315 \text{ м}^2$
Температура газов перед Пром. П/П II ст.	$g' = g''_{\text{Пром.2ст}} = 896 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Энтальпия газов перед Пром. П/П II ст	$I' = 8110 \text{ кДж/кг}$
Температура пара на входе	$t' = 474^{\circ}\text{C}$

Пром. П/П II ст	
Температура пара на выходе	$t'' = 545^\circ\text{C}$
Энтальпия пара на входе	$i' = 2946 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия пара на выходе	$i'' = 3406 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура пара	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{545 + 475}{2} = 510^\circ\text{C}$
Температура газов за Пром. П/П II ст. (принята предварительно)	$g'' = 820^\circ\text{C}$
Энтальпия газов за Пром. П/П II ст.	$I'' = 7440 \text{ кДж/кг}$
Количество теплоты, отданное Пром. П/П II ст.	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (8110 - 7440) = 663 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура газов	$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (896 + 820) = 858^\circ\text{C}$
Средняя скорость газов в ступени	$\omega = \frac{B_p \cdot V_2 (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(858 + 273)}{273 \cdot 240,3} = 7,7 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией рис. 8.3 [33]	$a_k = 55 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$

Продолжение таблицы 4.19

1	2
Удельный объем пара при средней температуре	$v_n = 0,01147 \text{ м}^3 / \text{кг}$
Средняя скорость пара	$\omega_n = \frac{D \cdot v_n}{f} = \frac{458,3 \cdot 0,01147}{1,315} = 24,5 \text{ м/с}$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\Pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 212 \cdot 80}{3,14 \cdot 57^2} - 1 \right) \cdot 57 = 0,29 \text{ м}$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,29 = 0,0066 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2 = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{p \cdot r_n \cdot s}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{v_{cp} + 273}{1000} \right)$ $k_2 = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot 0,087}{\sqrt{0,0066}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{858 + 273}{1000} \right) = 6,7 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(v_{cp} + 273)^2 \cdot d_{3л}^2}} \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$ <p>где <math>d_{3л}</math> - эффективный диаметр золовых частиц,  <math>d_{3л} = 16 \text{ мкм}</math></p>

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

	$k_{зл} = \frac{44}{\sqrt[3]{(858 + 273)^2 \cdot 16^2}} = 0,061 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_e \cdot r_n + k_{зл} \cdot \mu_{зл}) p \cdot s =$ $= (6,7 \cdot 0,23 + 0,061 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,35 = 0,054$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,054} = 0,053$
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot C_{фр} \cdot C_d + \Delta\varepsilon \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ где $\varepsilon_0$ - исходный коэффициент загрязнения, $\varepsilon_0 = 0,003$ $C_{фр}$ - поправка на фракционный состав золы, $C_{фр} = 1$ $C_d$ - поправка на диаметр, $C_d = 1,5$ $\Delta\varepsilon$ - поправка, зависящая от температуры газов, типа поверхности и сорта сжигаемого топлива, $\Delta\varepsilon = 0,0026$ $\varepsilon = 0,003 \cdot 1 \cdot 1,5 + 0,0026 = 0,0071 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$

Окончание таблицы 4.19

1	2
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_n=220$ рис. 8.10[33]	$a_n = a_n \cdot a = 220 \cdot 0,053 = 11,7 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 1$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_k + a_n) = 1(55 + 11,66) = 66,7 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1} = \frac{66,7}{1 + 0,0071 \cdot 66,7} = 45,3 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Разность температур между газами и паром: наибольшая наименьшая	$\Delta t_{\delta} = v' - t'' = 896 - 545 = 351 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta t_m = v'' - t' = 780 - 475 = 305 \text{ }^\circ\text{C}$
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{нрт} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}} = \frac{351 - 305}{\ln \frac{351}{305}} = 330 \text{ }^\circ\text{C}$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{нрт}}{B_p \cdot 10^3} = \frac{45,3 \cdot 3331 \cdot 330}{73,9 \cdot 10^3} = 673,8 \text{ кДж/кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_e}{Q_e} \cdot 100 = \frac{673,8 - 663}{663} \cdot 100 = 1,63 \%$

#### 4.2.14 Расчет переходной зоны (ПЗ)

						Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	



Произведем расчет переходной зоны котла. Результаты расчета переходной зоны котла сведены в таблицу 4.20.

Таблица 4.20 – Расчет переходной зоны котла

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=9318 \text{ м}^2$
Диаметр труб	$d=32 \times 5 \text{ мм}$
Шаг труб поперечный	$S_1=112 \text{ мм}$
продольный	$S_2=40 \text{ мм}$
Количество рядов по ходу газов	$z=32 \text{ шт}$
Площадь живого сечения для прохода газов	$F=234,2 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода воды (пара)	$f=1,628 \text{ м}^2$

Продолжение таблицы 4.20

1	2
Температура газов перед ПЗ	$g' = g''_{\text{Пром.ст}} = 820 \text{ } ^\circ\text{C}$
Энтальпия газов перед ПЗ	$I' = 7440 \text{ кДж/кг}$
Температура воды на входе ПЗ	$t' = 394 \text{ } ^\circ\text{C}$
Температура пара на выходе	$t'' = 405 \text{ } ^\circ\text{C}$
Энтальпия пара на входе	$i' = 2012 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия пара на выходе	$i'' = 2296 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура пара	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{405 + 394}{2} = 399,5 \text{ } ^\circ\text{C}$
Температура газов за ПЗ (принята предварительно)	$g'' = 700 \text{ } ^\circ\text{C}$
Энтальпия газов за ПЗ	$I'' = 6333 \text{ кДж/кг}$
Количество теплоты, отданное ПЗ	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (7440 - 6333) = 1095 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура газов	$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (820 + 700) = 760 \text{ } ^\circ\text{C}$
Средняя скорость газов в ступени	$\omega = \frac{B_p \cdot V_2 (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(760 + 273)}{273 \cdot 234,1} = 7,2 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, рис. 8.3 [33]	$a_k=64 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\Pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 112 \cdot 40}{3,14 \cdot 32^2} - 1 \right) \cdot 32 = 0,13 \text{ м}$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,13 = 0,0029 \text{ м} \times \text{МПа}$

Лист

13.04.01.2018.338.08 ПЗ

52

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_z = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{p \cdot r_n \cdot s}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{v_{cp} + 273}{1000} \right)$ $k_z = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot 0,087}{\sqrt{0,0029}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{760 + 273}{1000} \right) =$ $= 10,4 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{zl} = \frac{44}{\sqrt[3]{(v_{cp} + 273)^2 \cdot d_{zl}^2}} \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$ <p>где <math>d_{zl}</math> - эффективный диаметр золовых частиц,  <math>d_{zl} = 16 \text{ мкм}</math></p> $k_{zl} = \frac{44}{\sqrt[3]{(760 + 273)^2 \cdot 16^2}} = 0,067 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2\text{)}$

Окончание таблицы 4.20

1	2
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_z \cdot r_n + k_{zl} \cdot \mu_{zl}) p \cdot s =$ $= (10,4 \cdot 0,23 + 0,067 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,13 = 0,031$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,031} = 0,031$
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot C_{фп} \cdot C_d + \Delta\varepsilon \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ <p>где <math>\varepsilon_0</math> - исходный коэффициент загрязнения, <math>\varepsilon_0 = 0,003</math>  <math>C_{фп}</math> - поправка на фракционный состав золы, <math>C_{фп} = 1</math>  <math>C_d</math> - поправка на диаметр, <math>C_d = 0,75</math>  <math>\Delta\varepsilon</math> - поправка, зависящая от температуры газов, типа поверхности и сорта сжигаемого топлива, <math>\Delta\varepsilon = 0,0026</math></p> $\varepsilon = 0,003 \cdot 1 \cdot 0,75 + 0,0026 = 0,0048 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_n=150$ рис 8.10[33]	$a_l = a_n \cdot a = 150 \cdot 0,031 = 4,65 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 1$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_k + a_l) = 1(64 + 4,65) = 68,65 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1} = \frac{68,65}{1 + 0,0048 \cdot 68,65} = 51,6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Средний температурный напор	$\Delta t = \vartheta_{cp} - t_{cp} = 760 - 399,5 = 360,5 \text{ }^\circ\text{C}$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} = \frac{51,6 \cdot 9318 \cdot 360,5}{73,9 \cdot 10^3} = 2345 \text{ кДж/кг}$

Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{2345 - 1095}{1095} \cdot 100 = 14 \%$
---------------------------------------	---

второе приближение

Наименование	Расчет
Температура газов за ПЗ (принята предварительно)	$g'' = 575 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов за ПЗ	$I'' = 5110 \text{ кДж/кг}$
Количество теплоты, отданное ПЗ	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (7440 - 5110) = 2306 \text{ кДж/кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{2345 - 2306}{2306} \cdot 100 = 1,7 \%$

#### 4.2.15 Расчет водяного экономайзера (ВЭ)

Произведем расчет водяного экономайзера котла. Результаты водяного экономайзера котла сведены в таблицу 4.21.

Таблица 4.21 – Расчет водяного экономайзера

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=16110 \text{ м}^2$
Диаметр труб	$d=32 \times 6 \text{ мм}$
Шаг труб поперечный	$S_1=84 \text{ мм}$
продольный	$S_2=50 \text{ мм}$
Количество рядов по ходу газов	$z= 84 \text{ шт}$
Площадь живого сечения для прохода газов	$F=203,5 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода воды (пара)	$f=0,422 \text{ м}^2$
Температура газов перед ВЭ	$g' = g''_{ВЭ} = 575 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов перед ВЭ	$I' = 5110 \text{ кДж/кг}$
Температура воды на входе в ВЭ	$t'' = t_{не} = 272 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура воды на выходе	$t'' = t'_{НРЧ} = 314 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия пара на выходе	$i'' = 1540 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия пара на входе	$i' = 1180 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура воды	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{314 + 272}{2} = 293 \text{ }^\circ\text{C}$

Тепловосприятие ступени	$Q = \frac{D}{B_p} (i'' - i') = \frac{458,3}{73,9} (1540 - 1180) = 2232 \text{ кДж/кг}$
Величина присосов воздуха в паро-перегревателе таблица 3.3 [33]	$\Delta\alpha = 0,02$
Энтальпия присосанного холодного воздуха	$I_{npc}^0 = 172,4 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия газов на выходе из ступени	$I'' = I' - \frac{Q}{\varphi} + \Delta\alpha \cdot I_{npc}^0 = 5110 - \frac{2232}{0,99} + 0,02 \cdot 172,4 = 3070 \text{ кДж/кг}$
Температура газов на выходе из ступени	$g'' = 363 \text{ }^\circ\text{C}$
Количество теплоты, отданное ВЭ	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (5110 - 3070) = 2020 \text{ кДж/кг}$

Продолжение таблицы 4.21

1	2
Средняя температура газов	$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (575 + 363) = 478 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя скорость газов в ступени	$\omega = \frac{B_p \cdot V_2 (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(468 + 273)}{273 \cdot 203,5} = 6,7 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией рис. 8.3 [33]	$a_k = 68 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{K)}$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot S_1 \cdot S_2}{\Pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d = 0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 84 \cdot 50}{3,14 \cdot 32^2} - 1 \right) \cdot 32 = 0,12 \text{ м}$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$r_n \times p \times s = 0,23 \times 0,1 \times 0,12 = 0,0027 \text{ м} \times \text{МПа}$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2 = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{p \cdot r_n \cdot s}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{v_{cp} + 273}{1000} \right)$ $k_2 = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot 0,087}{\sqrt{0,0027}} - 0,1 \right) \times \left( 1 - 0,37 \frac{478 + 273}{1000} \right) = 12,9 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(v_{cp} + 273)^2 \cdot d_{3л}^2}} \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$ где $d_{3л}$ - эффективный диаметр золовых частиц, $d_{3л} = 16 \text{ мкм}$ $k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(478 + 273)^2 \cdot 16^2}} = 0,08 \text{ 1/(м} \cdot \text{кгс/см}^2)$

Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$kps = (k_z \cdot r_n + k_{zl} \cdot \mu_{zl}) p \cdot s =$ $= (12,9 \cdot 0,23 + 0,08 \cdot 0,044) \cdot 0,1 \cdot 0,12 = 0,03$
Степень черноты излучающей среды	$a = 1 - e^{-kps} = 1 - e^{-0,03} = 0,04$
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot C_{fp} \cdot C_d + \Delta\varepsilon \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ <p>где <math>\varepsilon_0</math> - исходный коэффициент загрязнения, <math>\varepsilon_0 = 0,003</math>  <math>C_{fp}</math> - поправка на фракционный состав золы, <math>C_{fp} = 1</math>  <math>C_d</math> - поправка на диаметр, <math>C_d = 0,75</math>  <math>\Delta\varepsilon</math> - поправка, зависящая от температуры газов, типа поверхности и сорта сжигаемого топлива, <math>\Delta\varepsilon = 0,0026</math></p> $\varepsilon = 0,003 \cdot 1 \cdot 0,75 + 0,0026 = 0,005 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$

Окончание таблицы 4.21

1	2
Коэффициент теплоотдачи излучением $a_n=110$ рис. 8.10 [33]	$a_n = a_n \cdot a = 110 \cdot 0,04 = 4,4 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 1$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$a_1 = \xi(a_k + a_n) = 1(64 + 4,4) = 68,4 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1} = \frac{68,4}{1 + 0,005 \cdot 68,4} = 50,96 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$
Средний температурный напор	$\Delta t = \vartheta_{cp} - t_{cp} = 478 - 293 = 185 \text{ }^\circ\text{C}$
Тепловосприятие ВЭ по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} = \frac{50,96 \cdot 16110 \cdot 185}{73,9 \cdot 10^3} = 2057 \text{ кДж/кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$Q_T = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{2057 - 2020}{2020} \cdot 100 = 1,8 \%$

#### 4.2.16 Расчет регенеративного воздухоподогревателя (РВП)

Произведем расчет регенеративного воздухоподогревателя котла. Результаты расчета регенеративного воздухоподогревателя котла сведены в таблицу 4.22.

Таблица 4.22 – Расчет регенеративного воздухоподогревателя

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=210800 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода	$F=120 \text{ м}^2$

газов	
Площадь живого сечения для прохода воздуха	$f=109 \text{ м}^2$
Температура газов на выходе из ступени	$g' = g''_{yx} = 131 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия газов на выходе из ступени	$I'' = 1208 \text{ кДж/кг}$
Температура воздуха на входе в ступень	$t_{xв} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия холодного воздуха	$I' = 182,12 \text{ кДж/кг}$
Температура воздуха на выходе из ступени	$t_{зв} = 340 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия горячего воздуха	$I^0_{зв} = 2089 \text{ кДж/кг}$

Продолжение таблицы 4.22

1	2
Присос воздуха в топку	$\Delta\alpha_T = 0,08$
Присос воздуха в систему пылеприготовления	$\Delta\alpha_{пл} = 0,04$
Избыток воздуха поступающий в горелку	$\alpha_{зоп} = \alpha_T - \Delta\alpha_T = 1,2 - 0,08 = 1,12$
Отношение количества горячего воздуха к теоретически необходимому	$\beta_{зв} = \alpha_{зоп} - \Delta\alpha_{пл} = 1,12 - 0,04 = 1,08$
Величина присосов воздуха в РВП таблица 3.3 [33]	$\Delta\alpha = 0,15$
Тепловосприятие ступени	$Q = \left( \beta_{зв} + \frac{\Delta\alpha_{РВП}}{2} \right) \times (I'' - I') = \left( 1,08 + \frac{0,15}{2} \right) \times (2089 - 182,12) = 2202 \text{ кДж/кг}$
Средняя температура воздуха в ступени	$t_{cp} = \frac{t'' + t'}{2} = \frac{30 + 340}{2} = 185 \text{ }^\circ\text{C}$
Количество тепла, вносимого присасываемым воздухом	$I_{npc} = 841 \text{ кДж/кг}$
Энтальпия газов на входе в ступень	$I' = I'' + \frac{Q}{\varphi} - \Delta\alpha \cdot I_{npc} = 1208 + \frac{2202}{0,99} - 0,15 \cdot 182,12 = 3405 \text{ кДж/кг}$
Температура газов на входе в ступень	$g' = 360 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя температура газов	$g_{cp} = 0,5 \cdot (g' + g'') = 0,5 \cdot (360 + 131) = 247 \text{ }^\circ\text{C}$
Количество теплоты, отданное РВП	$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I'') = 0,99 \cdot (3405 - 1208) = 2175 \text{ кДж/кг}$
Средняя скорость газов в ступени	$\omega = \frac{B_p \cdot V_z (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F} = \frac{73,9 \cdot 5,89(247 + 273)}{273 \cdot 120} = 6,9 \text{ м/с}$

Лист

13.04.01.2018.338.08 ПЗ

57

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Эквивалентный диаметр	$d_{\text{экв}} = 9,6 \text{ мм}$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, рис. 8.3 [33]	$a_1 = 64,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Средняя скорость воздуха	$\omega_g = \frac{\left(\beta_{2g} + \frac{\Delta\alpha}{2}\right) \times V_g^0 \times B_p}{273 \times F} \times (273 + t), \text{ м/с}$ $\omega_g = \frac{\left(1,08 + \frac{0,15}{2}\right) \times 4,59 \times 73,9}{273 \times 120} \times (273 + 185) = 5,5 \text{ м/с}$

Окончание таблицы 4.22

1	2
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны, рис. 8.9 [33]	$a_2 = 57 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\xi = 0,9$
Доля поверхности нагрева омываемой воздухом (газами)	$x_1 = x_2 = \frac{8}{18} = 0,445$
Коэффициент теплопередачи	$k = \xi \frac{1}{\frac{1}{x_1 \times a_1} + \frac{1}{x_2 \times a_2}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ $k = 0,9 \times \frac{1}{\frac{1}{0,445 \times 64,3} + \frac{1}{0,445 \times 57}} = 12,4 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Средний температурный напор	$\Delta t = \vartheta_{cp} - t_{cp} = 247 - 185 = 62 \text{ }^\circ\text{C}$
Тепловосприятие ступени по уравнению теплопередачи	$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} = \frac{12,4 \cdot 210800 \cdot 62}{73,9 \cdot 10^3} = 2193 \text{ кДж/кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$Q_T = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100 = \frac{2193 - 2175}{2175} \cdot 100 = 0,8 \text{ \%}$

#### 4.2.17 Расчет паропарового теплообменника (ПШТО)

Произведем расчет паропарового теплообменника котла. Результаты расчета паропарового теплообменника котла сведены в таблицу 4.23.

Таблица 4.23 – Расчет паропарового теплообменника

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Наименование	Расчет
1	2
Полная площадь поверхности нагрева	$H=1545 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода греющей среды	$F=0,418 \text{ м}^2$
Площадь живого сечения для прохода обогреваемой среды	$f=1,527 \text{ м}^2$
Температура вторичного пара на входе	$t'_{en} = 305 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура вторичного пара на выходе	$t''_{en} = 407 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия пара на входе в ступень	$i'_{en} = 2969,3 \text{ кДж/кг}$

Продолжение таблицы 4.23

1	2
Энтальпия пара на выходе из ступени	$i''_{en} = 3226,7 \text{ кДж/кг}$
Температура первичного пара на входе	$t' = 490 \text{ }^\circ\text{C}$
Энтальпия пара на входе в ступень	$i' = 3083 \text{ кДж/кг}$
Расход первичного пара в т/о	$D_{перв} = D - D_{впл} = 1650 - 0,04 \times 1650 = 1584 \text{ т/ч}$
Расход вторичного пара в т/о	$D_{вт} = 1364 \text{ т/ч}$
Тепловосприятие т/о по балансу	$Q_{\bar{o}} = D_{вт} \times (i''_{en} - i'_{en}) = 389 \times (3226,7 - 2969,7) = 96375 \text{ кВт}$
Энтальпия первичного пара на выходе из т/о	$i'' = i' - \frac{Q_{\bar{o}}}{D_{перв}} = 3083 - \frac{96375}{1584} = 3023 \text{ кДж/кг}$
Температура первичного пара на выходе	$t'' = 444 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя температура первичного пара	$t_{cp} = 0,5 \times (t' + t'') = 0,5(490 + 444) = 467 \text{ }^\circ\text{C}$
Средняя температура вторичного пара	$t_{cp,вт} = 0,5 \times (t' + t'') = 0,5(305 + 407) = 356 \text{ }^\circ\text{C}$
Разность температур между средами: наибольшая наименьшая	$\Delta t_{\bar{o}} = t'' - t'_{en} = 444 - 305 = 139 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta t_{\bar{m}} = t' - t''_{en} = 490 - 407 = 83 \text{ }^\circ\text{C}$
Температурный напор	$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}} = \frac{139 - 83}{\ln \frac{139}{83}} = 108,6 \text{ }^\circ\text{C}$
Средний удельный объем первичного пара	$v_n = 0,007174 \text{ м}^3 / \text{кг}$

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

13.04.01.2018.338.08 ПЗ

Лист

59



Средний удельный объем вторичного пара	$v_{em} = 0,06912 \text{ м}^3/\text{кг}$
Скорость первичного пара	$\omega_n = \frac{D_{перв} \cdot v_n}{3,6 \cdot F} = \frac{1584 \cdot 0,007174}{3,6 \cdot 0,418} = 7,5 \text{ м/с}$
Скорость вторичного пара	$\omega_{em} = \frac{D_{em} \cdot v_{em}}{3,6 \cdot f} = \frac{1364 \cdot 0,06912}{3,6 \cdot 1,527} = 17,2 \text{ м/с}$
Коэффициент теплоотдачи от греющего пара к стенке, рис. 8.3 [33]	$a_1 = 3168 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$

Окончание таблицы 4.23

1	2
Коэффициент загрязнения	$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot C_{фр} \cdot C_d + \Delta\varepsilon \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ <p>где <math>\varepsilon_0</math> - исходный коэффициент загрязнения, <math>\varepsilon_0 = 0,003</math>  <math>C_{фр}</math> - поправка на фракционный состав золы, <math>C_{фр} = 1</math>  <math>C_d</math> - поправка на диаметр, <math>C_d = 0,75</math>  <math>\Delta\varepsilon</math> - поправка, зависящая от температуры газов, типа поверхности и сорта сжигаемого топлива, <math>\Delta\varepsilon = 0,0026</math>  <math display="block">\varepsilon = 0,003 \cdot 1 \cdot 0,75 + 0,0026 = 0,005 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}</math></p>
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару, рис.8.9 [33]	$\alpha_2 = 910 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Коэффициент теплопроводности стенки	$\lambda = 46,56 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Коэффициент теплопередачи	$k = \frac{1}{\frac{1}{a_1} \times \frac{d_2}{d_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{a_2}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ $k = \frac{1}{\frac{1}{3168} \times \frac{40}{24} + \frac{0,004}{46,56} + \frac{1}{910}} = 584,8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Тепловосприятие т/о по уравнению теплопередачи	$Q_T = k \times H \times \Delta t = 584,8 \times 1545 \times 108,6 = 9,8 \cdot 10^7 \text{ кДж}/\text{кг}$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_б}{Q_б} \cdot 100 = \frac{9,8 \cdot 10^7 - 9,6 \cdot 10^7}{9,6 \cdot 10^7} \cdot 100 = 2 \%$

#### 4.2.18 Сводная таблица результатов теплового расчета

Результаты теплового расчета парогенератора сведем в таблицу 4.24

Таблица 4.24 – Результаты теплового расчета парогенератора

						Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

Параметр	Топка	Фестон	ШПП 1	ШПП 2	КПП
1	2	3	4	5	6
Избыток воздуха	1,2	1,2	1,2	1,2	1,21
Температура газов, °С					
на входе	2220	1278	1240	1161	1088
на выходе	1278	1240	1161	1088	1006
Температура рабочей среды, °С					
на входе	-	432	477	492	510
на выходе	-	477	492	510	545

Продолжение таблицы 4.24

1	2	3	4	5	6
Параметр	Пром. П/П I ст.	Пром.П/ П II ст.	ПЗ	ВЭ	РВП
Избыток воздуха	1,22	1,23	1,24	1,3	1,37
Температура газов, °С					
на входе	1006	896	820	575	360
на выходе	896	820	575	363	131
Температура рабочей среды, °С					
на входе	466	500	391	272	30
на выходе	490	545	408	306	340

### 4.3 Поверочный расчет горелочных устройств

Произведем расчет горелочных устройств котла [18], [43]. Результаты расчета горелочных устройств котла сведены в таблицу 4.25.

Таблица 4.25 – расчет горелочных устройств

Наименование	Расчет
1	2
Теоретический объем воздуха	$V_{\theta}^o = 4,59 \text{ м}^3 / \text{кг}$
Расход топлива на горелку	$B_{гор} = 3,12 \text{ кг/с}$
Температура вторичного воздуха	$t_2 = 320 \text{ °С}$
Температура пылевоздушной среды перед горелкой	$t_1 = 110 \text{ °С}$
Площадь сечения для прохода воздуха	$F_B = \frac{\pi}{4} (D_{\theta_1}^2 - D_{\theta_2}^2) \text{ м}^2,$

	<p>где <math>D_{в1}</math> – наружный диаметр корпуса горелки в месте похода воздуха, <math>D_{в1}=1,072</math> м;  <math>D_{в2}</math> – внутренний диаметр корпуса горелки в месте похода воздуха, <math>D_{в2}=0,820</math> м;</p> $F_{в} = \frac{\pi}{4} (D_{в1}^2 - D_{в2}^2) = \frac{3,14 \cdot (1,072^2 - 0,820^2)}{4} = 0,79 \text{ м}^2$
--	---

Продолжение таблицы 4.25

1	2
Площадь сечения для прохода пылевоздушной смеси	$F_c = \frac{\pi}{4} (D_{c1}^2 - D_{c2}^2) \text{ м}^2,$ <p>где <math>D_{c1}</math> – наружный диаметр корпуса горелки в месте похода воздуха, <math>D_{c1}=0,780</math> м;  <math>D_{c2}</math> – диаметр трубы для установки форсунки, <math>D_{c2}=0,305</math> м;</p> $F_c = \frac{\pi}{4} (D_{c1}^2 - D_{c2}^2) = \frac{3,14 \cdot (0,780^2 - 0,305^2)}{4} = 0,4 \text{ м}^2$
Тепловая мощность горелки	$Q_G = B_{гор} \cdot Q_H^P = 11250 \cdot 4120 = 43,35 \text{ Гкал/ч},$ <p>где <math>Q_H^P</math> - низшая теплота сгорания топлива,  <math>Q_H^P = 4120 \text{ ккал/кг}</math>,  <math>B_{гор}</math> - расход топлива на горелку, <math>B_{гор} = 11250 \text{ кг/ч}</math></p> $Q_P = Q_H^P = 4120 \text{ ккал/кг}$
Коэффициент подачи вторичного воздуха в горелку	$\alpha_2 = \alpha_G - \alpha_1,$ <p>где <math>\alpha_G</math> - коэффициент избытка воздуха в горелке,  <math>\alpha_G = 1,2</math>;  <math>\alpha_1</math> - коэффициент подачи первичного воздуха в тракте пылевоздушной смеси горелки, <math>\alpha_1 = 0,225</math>;</p> $\alpha_2 = 1,2 - 0,225 = 0,975$
Теоретическое тепловыделение на $1 \text{ м}^3$ воздуха	$q_{вз} = \frac{Q_H^P}{V_г^o} = \frac{4120}{4,59} = 897,6 \text{ ккал/м}^3$
Объемный расход пылевоздушной смеси через горелку	$V_1 = \frac{\alpha_1 \cdot V_г^o \cdot B_{гор} \cdot T_1}{273} \text{ м}^3/\text{с},$ <p>где <math>T_1</math> - температура вторичного воздуха,</p>

	$T_1=273+ t_1=273+110=383\text{K}$  $V_1 = \frac{0,225 \cdot 4,59 \cdot 3,12 \cdot 383}{273} = 4,52 \text{ м}^3/\text{с}$
--	---

Продолжение таблицы 4.25

1	2
Объемный расход вторичного воздуха через горелку	$V_2 = \frac{\alpha_2 \cdot V_6^o \cdot B_{зоп} \cdot T_2}{273} \text{ м}^3/\text{с},$ <p>где <math>T_2</math>- температура вторичного воздуха,</p> $T_2=273+ t_2=273+320=593\text{K}$ $V_2 = \frac{0,975 \cdot 4,59 \cdot 3,12 \cdot 593}{273} = 30,3 \text{ м}^3/\text{с}$
Скорость пылевоздушной среды	$w_1 = \frac{V_1}{F_B} = \frac{4,52}{0,4} = 11,3 \text{ м/с}$
Скорость вторичного воздуха	$w_2 = \frac{V_2}{F_c} = \frac{30,3}{0,79} = 38 \text{ м/с}$
Плотность первичного воздуха	$\rho_1 = \rho_{в.н.у.} \cdot \frac{273}{t_1 + 273}, \text{ кг/м}^3,$ <p>где <math>\rho_{в.н.у.}</math> - плотность воздуха при нормальных условиях,  <math>\rho_{в.н.у.} = 1,29 \text{ кг/м}^3</math></p> $\rho_1 = 1,29 \cdot \frac{273}{110 + 273} = 0,92 \text{ кг/м}^3$
Плотность вторичного воздуха	$\rho_2 = \rho_{в.н.у.} \cdot \frac{273}{t_2 + 273}, \text{ кг/м}^3$ $\rho_2 = 1,29 \cdot \frac{273}{320 + 273} = 0,59 \text{ кг/м}^3$
Концентрация пыли в первичном воздухе	$\mu = \frac{1}{\alpha_1 \cdot V_6^o \cdot \rho_1}, \text{ кг/кг}$ $\mu = \frac{1}{0,225 \cdot 4,59 \cdot 0,92} = 1,05 \text{ кг/кг}$
Окончание Коэффициент сопротивления	$\xi_{1пл} = \zeta_1(1 + 0,8 \cdot \mu) ,$

канала первичного воздуха	где $\zeta$ - коэффициент сопротивления канала без учета запыленности, $\zeta_1=1,2$  $\xi_{1nl} = 1,2(1+0,8 \cdot 1,05) = 2,2$
---------------------------	---

Окончание таблицы 4.25

1	2
Коэффициент сопротивления канала вторичного воздуха	$\zeta_2 = 3,7$
Сопротивление канала вторичного воздуха	$\Delta P_2 = \zeta_2 \frac{\rho_2 \cdot w_2^2}{2} \text{ Па}$ $\Delta P_2 = 3,7 \frac{0,59 \cdot 38^2}{2} = 1576 \text{ Па}$

## 5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов в развитых странах стало основным направлением государственной энергетической политики. Рост цен на энергоносители, ухудшение экологической ситуации, постепенное истощение запасов органического топлива делают проблему все более острой [38].

В соответствии с Федеральным законом ФЗ №261 реализовываться должны следующие направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

1. Эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
2. Поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
3. Планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
4. Системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности [2].

Основным критерием энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов при эксплуатации оборудования. Основными мероприятиями для уменьшения энергозатрат для предприятия являются:

- 1) Применение горелочных устройств, обеспечивающих низкий выход оксидов азота и других токсичных компонентов;
- 2) Внедрение эффективной и надежной автоматики регулирования и защиты котлоагрегатов, вспомогательного и общекотельного оборудования;
- 3) Внедрение автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами производства, учета потребления топлива и электроэнергии на базе современной микропроцессорной техники;
- 4) Корректировка управления процессами горения топлива по оптимальной сумме потерь теплоты с химическим недожогом и уходящими газами на основе внедрения регулируемого электропривода тягодутьевых машин;
- 5) Применение современных технологий химической подготовки подпиточной и котловой воды;
- 6) Внедрение высокоэффективной технологии приготовления и сжигания в топках котлов водомазутных эмульсий, позволяющей сжигать высоковязкие и некондиционные обводненные мазуты;
- 7) Внедрение электронасосных установок с широким диапазоном рабочих характеристик и применением регулируемого электропривода;
- 8) Оборудование энергоблоков эффективными утилизаторами теплоты уходящих дымовых газов, сбрасываемых потоков воды, пара и конденсата;

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

9) Составление руководств и режимных карт эксплуатации, управления и обслуживания оборудования и периодический контроль со стороны руководства предприятия за их выполнением;

10) Поддержание оптимального коэффициента избытка воздуха и хорошего смешивания его с топливом;

11) Применение за котлоагрегатами установок глубокой утилизации тепла, установок использования уходящих дымовых газов (контактный теплообменник);

12) Содержание в чистоте наружных и внутренних поверхностей нагрева котла;

13) Использование тепловыделений от котлов путем забора теплого воздуха из верхней зоны котельного зала и подача его во всасывающую линию дутьевого вентилятора;

14) Теплоизоляция наружных и внутренних поверхностей котлов и теплопроводов;

15) Уплотнение клапанов и тракта котлов (температура на поверхности обмуровки не должна превышать 55°C);

16) Установка систем учета расходов топлива, электроэнергии и воды;

17) Автоматизация управления работой энергоблоков;

18) Применение частотного привода для регулирования скорости вращения насосов, вентиляторов и дымососов.

						Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

## 6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

### 6.1 Влияние топочного процесса на величину вредных выбросов в атмосферу

В топке котла одновременно происходят горение топлива и сложный радиационный и конвективный теплообмен между заполняющей ее средой и поверхностями нагрева. В зависимости от организации процесса теплообмена в топке, т. е. от достигаемого уровня температур и их распределения по высоте топки, температуры газов на выходе из топки, способа подачи и смешения топлива и окислителя изменяется состав и содержание вредных веществ в продуктах сгорания.

Так, например, условиями, способствующими образованию и сохранению оксидов азота, являются высокие начальные концентрации азота и свободного кислорода в газовой смеси, ее температура (порядка 1600°С), увеличение времени пребывания смеси при высокой температуре, быстрое охлаждение продуктов сгорания [54].

Снижение содержания вредных веществ в дымовых газах котлов при сжигании топлива обеспечивается снижением температурных уровней, достигаемых в топке, сжиганием топлива с минимальными значениями избытка воздуха, а так же применением специальных технологий позволяющих связывать вредные вещества, например диоксид серы в процессе горения топлива. Существует несколько способов организации топочного процесса, применяемых для уменьшения образования окислов азота и других загрязняющих атмосферу соединений.

К ним относятся:

- подача 10-30% рециркулирующих газов в топку котла, подмешивая их в воздух, подаваемый на горение, что является высокоэффективным средством снижения выбросов оксидов азота;
- двухступенчатое сжигание, при котором горение основной массы топлива происходит при недостатке воздуха, а оставшаяся часть горючих дожигается в зоне пониженных температур;
- внутренняя рециркуляция газов пониженной температуры;
- понижение температуры впрыском пара;
- ступенчатая подача воздуха, обеспечивающая ступенчатое сжигание топлива. Суть этого метода заключается в затягивании процесса горения по высоте топки, что приводит к снижению уровня максимальных температур достигаемых в топке и более плавному распределению температур по высоте;
- предварительная газификация угля в предтопках кипящего слоя с последующим сжиганием генераторного газа в топке котла;
- применение топок с пересекающимися струями.

Взаимосвязь выбираемых методов подавления вредных выбросов с условиями работы котла особенно важна при внедрении этих методов на котельных агрегатах с заданной конструкцией и габаритами топки.

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				



При реализации конкретных мероприятий возникают научные и технические трудности, которые можно классифицировать по следующим группам:

- изменение выбранной схемы распределения тепловосприятия по отдельным элементам котла;
- повышение потерь с химическим и механическим недожогом топлива и понижение КПД котла;
- рост температуры металла в отдельных элементах поверхностей нагрева выше расчетной из-за изменения схемы теплообмена;
- возможность появления высокотемпературной коррозии в элементах котла с не расчетной высокой температурой;
- шлакование труб поверхностей нагрева.

Кроме этого не все методы снижения содержания вредных веществ в дымовых газах применимы на конкретных котельных агрегатах. Так, например, рециркуляция продуктов сгорания осуществляется только на котлах, работающих на газе и мазуте, а так же на угольной пыли с высоким выходом летучих. Это мероприятие не рекомендуется внедрять при сжигании малореакционных и забалластированных углей из-за ухудшения условий воспламенения и горения в корневых участках факела [36].

## 6.2 Расчет выбросов золы

Наибольшую зольность имеют горючие сланцы, бурые угли и некоторые сорта каменных углей (например, экибастузские). Жидкое топливо имеет небольшую зольность. Природный газ является беззольным топливом.

Современные золоуловители имеют высокую степень улавливания твердых частиц. Это позволяет значительно снизить выбросы золы [37].

Выброс золы в окружающую среду в единицу времени, г/с, с учетом улавливания ее в золоуловителе для энергетических котлов определяется по формуле (6.1):

$$M_3 = B \cdot a_{ун} \frac{A^P + q_4 \frac{Q_n^P}{32,7}}{100} \cdot (1 - \eta), \quad (6.1)$$

где  $B = 73900$  – расход топлива, г/с;

$a_{ун} = 0,95$  – доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами;

$A^P = 35,9$  – зольность топлива на рабочую массу, % ;

$q_4 = 1,5$  – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

$Q_n^P = 17,23$  – низшая теплота сгорания топлива МДж/кг;

$\eta = 0,995$  – степень улавливания твердых частиц в золоуловителях;

32,7 МДж /кг - средняя теплота сгорания горючих в уносе.

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

$$M_3 = 73900 \cdot 0,95 \cdot \frac{35,9 + 1,5 \cdot \frac{17,23}{32,7}}{100} \cdot (1 - 0,995) = 132,6 \text{ г/с}$$

### 6.3 Расчет выбросов окислов серы

Основное количество серы (около 99%) сгорает до SO<sub>2</sub>. Поэтому выброс серы определяется по этому окислу по формуле (6.2):

$$M_{SO_2} = 2 \cdot \frac{S}{100} \cdot B \cdot \left(1 - \eta'_{SO_2}\right) \cdot \left(1 - \eta''_{SO_2}\right), \quad (6.2)$$

где  $\eta'_{SO_2}$  – доля диоксида серы, связываемых летучей золой экибастузского угля, принимаем 0,02 по [37];

$\eta''_{SO_2}$  – доля диоксида серы улавливаемой в электрофильтре. Так в сухих золоуловителях доля улавливаемых окислов серы ничтожно мала, то ей можно пренебречь  $\eta''_{SO_2} = 0$  по [37];

S = 0,9 содержание серы на рабочую массу, %.

$$M_{SO_2} = 2 \cdot \frac{0,9}{100} \cdot 73900 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0) = 1511,7$$

### 6.4 Расчет выбросов окислов азота

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуоксида азота NO<sub>2</sub> за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO<sub>2</sub>.

Для энергетических котлов применяется формула (6.3):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) (1 - \beta_2 \cdot r) \beta_3, \quad (6.3)$$

где  $\beta_1$  – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива, (содержание N<sup>p</sup>) и способа шлакоудаления,  $\beta_1 = 1$  по [37];

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

$\beta_2 = 0$  по [37];

r – степень рециркуляции дымовых газов, принимаем r = 0;

$\beta_3$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, на котле П-57 стоят вихревые горелки, принимаем  $\beta_3 = 1$  по [37]

						Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

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

Для котлов паропроизводительностью свыше 70 т/ч при сжигании газа и мазута во всем диапазоне нагрузок, а также для котлов сжигающих твердое топливо при  $t_{\phi} \leq 1500^{\circ}\text{C}$  и при нагрузках выше 75% номинальной  $k$  рассчитывается по формуле (6.4):

$$k = \frac{12 \cdot D_{\phi}}{200 + D_n}, \quad (6.4)$$

где:  $D_{\phi}$  – фактическая паропроизводительность котла, т/ч;

$D_n$  – номинальная паропроизводительность котла, т/ч

$$k = \frac{12 \cdot 1630}{200 + 1650} = 10,5$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 10,5 \cdot 73900 \cdot 17,23 \cdot \left(1 - \frac{1,5}{100}\right) (1 - 0) \cdot 1 = 464,9 \text{ г/с}$$

## 6.5 Проверка соответствия высоты дымовой трубы

Высота дымовых труб электростанций и других предприятий должна обеспечивать такое рассеивание золы, пыли, сернистого ангидрида или других вредных газовых выбросов, при которой концентрации их у поверхности земли становятся ниже предельно допустимых.

При сжигании угля, то есть при наличии в выбросах, твердых частиц, окислов серы  $SO_2$ , оксидов азота  $NO_x$ , должно соблюдаться условие (6.5):

$$C = \sum_{i=1}^N C_i \leq ПДК \quad (6.5)$$

Для проверки этого условия рассчитывается концентрации твердых частиц,  $SO_2$  и  $NO_x$  в приземном слое от воздействия источников выбросов.

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях и определяется по формуле (6.6):

$$C = \frac{AM Fmn \eta}{H^3 \sqrt{V\Delta T}}, \quad (6.6)$$

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

где  $A$  – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы для наиболее неблагоприятных метеорологических условий, определяющий условия горизонтального и вертикального рассеивания вредных веществ в атмосфере, для Урала  $A=160$  ( $\text{с}^{2/3}\text{мг}$ )/град $^{2/3}$  [37];

$M$  – количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу, г/с;

$F$  – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе.

$m, n$  – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

$\eta$  – поправочный коэффициент на рельеф. Если перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1 км или препятствия (откосы, каньоны, горная гряда и т.п.) удалены более чем на 50Н, то  $\eta = 1$ .

$H$  – высота источника выброса,  $H = 250$  м;

$\Delta T$  – разность между температурой газовой смеси и температурой окружающего воздуха;

$V$  – расход дымовых газов через устье дымовой трубы, м $^3$ /с.

Разность температур вычисляется по формуле (6.7):

$$\Delta T = T_{\Gamma} - T_{\text{В}} \quad (6.7)$$

где  $T_{\Gamma}$  – температура уходящих газов,  $T_{\Gamma}=404$  К;

$T_{\text{В}}$  – температура атмосферного воздуха для летнего режима,  $T_{\text{В}}=297$  К.

$$\Delta T = 404 - 297 = 107 \text{ К}$$

Количество продуктов сгорания от котла П-57, отводимых через дымовую трубу при сжигании экибатузского угля рассчитывается по формуле (6.8):

$$V = V_{\Gamma} \cdot B \cdot \left( \frac{t_{\text{yx}} + 273}{273} \right) \quad (6.8)$$

где  $V_{\Gamma}$  – объем продуктов сгорания,  $V_{\Gamma}=7,152$  м $^3$ /кг;

$B$  – Расход топлива,  $B=266$  т/ч;

$t_{\text{yx}}$  – температура уходящих газов,  $t_{\text{yx}}=131$  °С

$$V = 7,152 \cdot \left( \frac{266 \cdot 1000}{3600} \right) \left( \frac{131 + 273}{273} \right) = 781 \text{ м}^3/\text{с}$$

Средняя скорость выхода дымовых газов из устья трубы определяется по формуле (6.9):

						Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

$$W = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot d_0^2} \quad (6.9)$$

где  $d_0$  – диаметр устья трубы,  $d_0=6$  м.

$$W = \frac{4 \cdot 781}{3,14 \cdot 6^2} = 27,6 \text{ м/с}$$

Параметр  $f$  вычисляется по формуле (6.10):

$$f = \frac{10^3 \cdot W^2 \cdot d_0}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (6.10)$$

$$f = \frac{1000 \cdot 27,6^2 \cdot 6}{250^2 \cdot 107} = 0,7$$

Коэффициент  $m$  определяется по величине  $f$ , при  $f < 100$  по формуле (6.11):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \quad (6.11)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,7} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,7}} = 0,95$$

Параметр  $V_m$  рассчитывается по формуле (6.12):

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}} \quad (6.12)$$

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{781 \cdot 107}{250}} = 4,5$$

На котле П-57 применены электрофилтры, которые эффективно улавливают твердые частицы, кпд электрофилтра  $\eta_{эл} = 99,5$  поэтому параметр  $F$  принимаем 1,5 по [37].

Величина максимальной приземной концентрации выбросов твердых частиц от котла П-57 при сжигании экибастузского угля определяется по формуле (6.13):

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_{m(m\phi)} = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.13)$$

$$C_{m(m\phi)} = \frac{160 \cdot 132,6 \cdot 1,5 \cdot 0,995 \cdot 1 \cdot 1}{250^2 \cdot \sqrt[3]{781 \cdot 107}} = 0,011 \text{ мг/м}^3$$

Величина максимальной приземной концентрации выбросов окислы серы SO<sub>2</sub> от котла П-57 при сжигании экибастузского угля вычисляется по формуле (6.14):

$$C_{m(SO_2)} = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.14)$$

$$C_{m(SO_2)} = \frac{160 \cdot 1511,7 \cdot 1,5 \cdot 0,995 \cdot 1 \cdot 1}{250^2 \cdot \sqrt[3]{781 \cdot 107}} = 0,132 \text{ мг/м}^3$$

Величина максимальной приземной концентрации выбросов окислов азота NO<sub>2</sub> от котла П-57 при сжигании экибастузского угля рассчитывается по формуле (6.15):

$$C_{m(NO_2)} = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.15)$$

$$C_{m(NO_2)} = \frac{160 \cdot 464,9 \cdot 1,5 \cdot 0,995 \cdot 1 \cdot 1}{250^2 \cdot \sqrt[3]{781 \cdot 107}} = 0,04 \text{ мг/м}^3$$

Результаты расчетов максимальной приземной концентрации твердых частиц, диоксида серы SO<sub>2</sub>, окислов азота NO<sub>x</sub> от котла П-57 при сжигании экибастузского угля сводим в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – сравнение полученных данных с предельно допустимыми концентрациями

Загрязняющее вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
	Максимально-разовая	Из проведенного расчета
1	2	3
Летучая зола	0,5	0,011

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3
Сернистый ангидрид (SO <sub>2</sub> )	0,5	0,132

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Азота двуокись (NO <sub>2</sub> )	0,085	0,04
-----------------------------------	-------	------

При существующей дымовой трубе максимальная концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы не превышает нормативные.

## **7 АВТОМАТИЗАЦИЯ ПАРОВОДЯНОГО ТРАКТА КОТЛА П-57**

### **7.1 Краткая характеристика пароводяного тракта котла П-57**

					<i>13.04.01.2018.338.08 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

Прямоточный котел Пп-1650/255 (П-57) выполнен однокорпусным симметричным Т-образной компоновки.

Пароводяной тракт (ПВТ) котла П-57 имеет два несмешивающихся потока с автоматическими системами регулирования. Питательная вода по трубопроводам питательными турбонасосами подается через ПВД в котел, разветвляется на два потока. На каждом потоке установлены обратный клапан регулирующий клапан регулятора питания котла. После обратного клапана имеются два отвода воды на I и II впрыски с соответствующей арматурой и измерительными устройствами. Отводы воды на III и пусковой впрыски сделаны от питательного трубопровода перед его разветвлением на потоки.

Котел П-57 оснащен приборами КИПиА, сигнализацией, системами защит и блокировок, позволяющими контролировать основные параметры технологического режима и поддерживать их на заданном уровне, а также своевременно предупредить о нарушении технологического режима.

## **7.2 Описание приборов и обоснование схемы технологического контроля**

### **7.2.1 Обоснование схемы технологического контроля**

Технологический контроль обеспечивает непрерывный сбор, обработку и представление информации о работе и состоянии оборудования и ходе технологического процесса, получение информации вспомогательного характера, необходимой для изучения установки, а также для составления технической отчетности и расчета технико-экономических показателей работы станции.

Технологический контроль включает в себя первичные приборы, преобразователи, вторичные приборы и устройства для представления информации (аналоговые и цифровые приборы для визуального наблюдения, самопишущие приборы для графической записи).

Функциональная схема контроля изображена на графическом листе 7. В верхней части схемы изображен пароводяной тракт котла П-57, показаны все поверхности нагрева, отборные устройства.

В нижней части изображена установка индивидуальных приборов по месту, на блочном щите управления на панели индивидуальных приборов и показаны функциональные возможности информационно-вычислительного комплекса.

В таблице 5.1 приведена спецификация на средства технологического контроля.

Основными контролируемыми величинами, характеризующими работу котельного агрегата, являются давление, температура и расход выдаваемого им пара. Поддержание этих величин на заданных значениях зависит от соблюдения необходимых режимов работы пароводяного и газозвоздушного трактов, соотношения подачи воды и топлива, правильности ведения топочного процесса.

Для контроля пароводяного тракта котлоагрегата осуществляется измерение расходов подаваемой воды и перегретого пара по каждой нитке. Измерение рас-

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				



хода воды по отдельным ниткам пароводяного тракта необходимо для контроля распределения воды по ниткам и фактического расхода, при малых значениях которого создается опасность резкого повышения температуры металла по тракту.

Для обеспечения заданного значения параметров перегретого пара и безопасности работы оборудования по каждой нитке ведется контроль температуры и давления пара. Измерение давлений и температур перегретого пара и подаваемой в нитку питательной воды используется также для коррекции показаний расходомеров при обработке их данных. Измерение температуры пара за каждой поверхностью нагрева позволяет определить тепловосприятие той или иной поверхности при разных нагрузках и поддерживать заданную температуру пара в определенных точках котла.

Измерение температуры пара на выходе из труб отдельных ступеней поверхностей нагрева ведется косвенным образом, путем измерения температур металла этих труб с помощью поверхностных термопар. Эти измерения позволяют определить температурную развертку по ширине пакетов поверхностей нагрева и используются в периоды освоения оборудования.

Контроль температур элементов паропроводов осуществляется с целью обеспечения безопасной работы оборудования, зависящей как от абсолютных значений температур металла во всех режимах, так и от скорости изменения этих температур в нестационарных режимах, определяющей тепловые напряжения в металле.

### 7.2.2 Приборы для контроля и измерения расхода и давления

Интеллектуальные датчики давления серии Метран-150 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин:

- избыточного давления;
- абсолютного давления;
- разности давлений;
- давления разряжения;
- гидростатического давления (уровня).

Управление параметрами датчика выполняется:

- с помощью клавиатуры и ЖКИ (внешние и внутренние кнопки);
- с помощью HART коммуникатора или с помощью AMS;
- удаленно с помощью программы HART Master, HART модема и компьютера или программных средств АСУТП.

Датчик состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала.

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Датчик Метран-150 с традиционным фланцем (CD, CG) и фланцем копланар (CDR, CGR). Измерительный блок датчиков этих моделей состоит из корпуса и емкостной измерительной ячейки Rosemount.

Емкостная ячейка изолирована механически, электрически и термически от измеряемой и окружающей сред. Измеряемое давление передается через разделительные мембраны и разделительную жидкость к измерительной мембране, расположенной в центре емкостной ячейки. Воздействие давления вызывает изменение положения измерительной мембраны, что приводит к появлению разности емкостей между измерительной мембраной и пластинами конденсатора, расположенным по обеим сторонам от измерительной мембраны. Разность емкостей измеряется АЦП и преобразуется электронным преобразователем в выходной сигнал.

Датчики Метран-150 штуцерного исполнения. В измерительных блоках моделей TG, TGR, TA, TAR используется тензорезисторный тензомодуль на кремниевой подложке Rosemount. Чувствительным элементом тензомодуля является платина из кремния с пленочными тензорезисторами (структура КНК – кремний на кремнии). Давление через разделительную мембрану и разделительную жидкость передается на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления вызывает изменение положения чувствительного элемента, при этом изменяется электрическое сопротивление его тензорезисторов, что приводит к разбалансу мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается в электронный преобразователь, который преобразует это изменение в выходной сигнал.

### 7.2.3 Приборы для измерения температуры

Термоэлектрические преобразователи (ТП) с металлическими электродами предназначены для измерения температуры в комплекте с милливольтметрами, автоматическими потенциометрами, измерительными преобразователями и устройствами связи с объектом УВМ.

Чувствительный элемент представляет собой два термоэлектрода, сваренных между собой на рабочем конце в термоспару (рабочий спай) и изолированных по всей длине при помощи керамической трубки. Изолированный чувствительный элемент помещается в защитную арматуру, в комплект которой входит водозащищенная головка с колодкой зажимов. Двойные термоэлектрические преобразователи имеют два электрически изолированных чувствительных элемента. Рабочий спай может быть изолирован или соединен с защитной арматурой. Свободные концы термоэлектрических преобразователей через колодку зажимов присоединяются к вторичному прибору или преобразователю.

В связи с тем, что в производственных условиях температура свободных концов термоэлектрических преобразователей обычно отличается от статических характеристик преобразования, в показаниях прибора необходимо вводить поправку. Её можно производить расчетным путем, методом переноса свободных от

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

температуры, при которой составлялись таблицы номинальных концов термоэлектрических преобразователей в зону постоянной температуры при помощи термоэлектродных проводов, введением в термоэлектрическую цепь компенсирующего напряжения, термостатированием свободных концов с помощью термостата.

В милливольтметрах, в автоматических потенциометрах и измерительных преобразователях компенсация температуры свободных концов обеспечивается автоматически.

При выборе типа термоэлектрического преобразователя необходимо руководствоваться следующими положениями:

- соответствие номинальной статической характеристики преобразования ТП характеристикам вторичных приборов и преобразователей;
- выбор области применения;
- соответствие измеряемой температуры пределам измерения, прочности материала и конструкции защитной арматуры условиям эксплуатации;
- выбор длины монтажной части, обеспечивающей расположение рабочего спая в середине измеряемого потока (на трубопроводах диаметром менее 50 мм необходимо устанавливать расширители);
- показатель тепловой инерции (инерционность) удовлетворяет требованиям к динамическим характеристикам.

### 7.3 Автоматическое регулирование

Автоматическое регулирование является одной из важнейших частей системы управления, поскольку оно создает основу для автоматизации производственных процессов.

Автоматическое регулирование повышает экономичность установки, увеличивает надежность её работы, повышает производительность труда персонала. Для выполнения этих мероприятий выделяются четыре основные функции:

- поддержание параметров в заданных пределах;
- поддержание соответствия между двумя зависимыми величинами;
- изменение регулируемой величины во времени по определенному закону;
- поддержание оптимального значения регулируемой величины.

Электронные системы регулирования, в которых используются электронные приборы и электронные исполнительные механизмы за последнее время нашли широкое применение. В схемах автоматического регулирования энергетического объекта можно выделить четыре основные группы регуляторов:

- режимные регуляторы;
- пусковые регуляторы;
- местные регуляторы;
- аварийные регуляторы.

Это особо ответственные регуляторы, выход которых из строя приводит к останову котла.

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Общая задача автоматического регулирования – поддержание оптимальных условий протекания технологического процесса без вмешательства человека.

Существенное значение для работы автоматических регуляторов имеет построение схем регулирования. От структурных схем во многом зависит точность поддержания заданных значений регулируемых параметров, величина их отклонений, величина отклонений параметров в переходных режимах. Качество работы автоматических регуляторов зависит также от характеристик регулирующих приборов, регулирующих органов, исполнительных механизмов, а также от динамических и статических характеристик автоматизируемого объекта, в данном случае пароводяного тракта котла.

Возмущения расходом питательной воды и топлива оказывают значительное влияние на температуру пара по тракту прямого пара парогенератора.

Стабилизация температур по пароводяному тракту требует сохранения постоянного соответствия между количеством питательной воды, поступающей в парогенератор и количеством тепла, выделяемого в топке. Это соотношение обеспечивается регуляторами топлива и питания.

#### 7.4 Технологическая защита и сигнализация

Для множества величин, контролируемых в процессе управления, достаточно установить лишь факт их нахождения в зоне допустимых значений или отклонения за её пределы. Для этих целей в помощь оператору выделяется специальная группа технических средств, предназначенных для контрольного чтения представляемой информации – подсистема технологической сигнализации (ТС). Устройства ТС оповещают персонал о происшедших нарушениях технологического процесса, установленных режимов работы основного и вспомогательного оборудования или же о неисправности в самой АСУ ТП ТЭС.

Существуют следующие виды ТС в зависимости от характера нарушения технологического процесса и функционирования технических средств АСУ:

- отклонения параметров от допустимых значений по условиям надежности и безопасности работы энергооборудования;
- аварийные отклонения параметров, требующие немедленного останова оборудования;
- срабатывания тепловых или электрических защит, приводящих к сбросу тепловой и электрической нагрузок или к останову того или иного оборудования;
- вызов к месту очевидной неисправности того или иного энергооборудования или элементов АСУ ТП;
- нарушения электропитания технических средств автоматизации.

Для оповещения персонала о перечисленных нарушениях применяют акустические и зрительные индикаторы. Звуковые сигнализации обычно выполняют двутональными. Первый тон – звонок или зуммер – включается при подаче предупредительного сигнала; второй – сигнал более мощного звучания, обычно сирена – оповещает персонал об авариях или аварийных ситуациях.

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Визуальную сигнализацию, обычно световую, осуществляют с помощью сигнальных ламп с двухцветным (красным или зеленым) кодированием состояния объекта или с помощью двухламповых или одноламповых табло. На светящихся транспарантах табло высвечивается надпись, указывающая причину появления сигнала.

Количество световых сигналов в системах управления крупными энергоблоками сравнительно велико – до 300 единиц на один операторский пост. обнаружить появление нового сигнала среди уже светящихся может оказаться затруднительным. Поэтому каждый вновь поступающий сигнал должен выделяться прерывистым свечением (мерцанием).

Электрическое питание схем технологической сигнализации осуществляется постоянным током от собственного источника. Раздельное питание обусловлено повышенной вероятностью отказов в разветвленных цепях технологической сигнализации, обладающих сравнительно низкой электрической изоляцией по отношению к земле.

Наряду с сигнализацией параметров, чрезмерное отклонение которых от установленного значения влечет нарушение технологического процесса, в составе АСУ ТП предусматривают автоматические защиты теплового оборудования от повреждений.

Автоматические системы защиты, обслуживающие тепловую часть электрической станции, называют тепловыми защитами (ТЗ). Устройства ТЗ должны быть в постоянной готовности, но срабатывать только в том случае, когда возможности автоматического или дистанционного управления по предотвращению отклонений параметров от установленных значений исчерпаны, а оператор не может вовремя на это реагировать.

По степени воздействия на защищаемые установки ТЗ разделяют на главные и локальные. К главным относят ТЗ, срабатывание которых приводит к останову котла, турбины, энергоблока в целом или к глубокому снижению их нагрузки. Локальные защиты предотвращают развитие аварии без останова основных агрегатов и снижения их нагрузки.

Чаще всего ТЗ служат для предотвращения аварии оборудования при отклонениях параметров за допустимые пределы. Воздействие защит связано с открытием (закрытием) запорных органов, остановом основного или вспомогательного оборудования или включением его резерва.

Простейшим примером ТЗ служат предохранительный клапан с уравнивающим грузом или гидрозатвор, устанавливаемые по правилам котлонадзора на всех сосудах, находящихся под избыточным давлением.

Большинство современных защитных устройств на ТЭС – автоматические системы, состоящие из отдельных связанных между собой элементов: первичных измерительных преобразователей, снабженных электрическими контактами (датчиками), промежуточных реле, усилителей и коммутирующих устройств для исполнительных механизмов или электроприводов. Действие ТЗ часто увязывают с работой электроблокировочных устройств, позволяющих включать или отклю-

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

чать электрические приводы вспомогательных агрегатов только в определенной последовательности – «по цепочке». Например, аварийный останов дымососов котла приводит через устройства электроблокировки к останову дутьевых вентиляторов и топливоподающих устройств.

## 8 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ РАБОТЫ

### 8.1 Методы сжигания твердого топлива

В отечественной литературе традиционно выделяют три метода сжигания твёрдых топлив: слоевой, пылевидный (факельный) и вихревой. В зависимости от производительности котла, марки угля и условий работы котельного агрегата выбирается наиболее подходящий метод сжигания твёрдого топлива.

#### **Слоевой метод сжигания топлива**

Слоевой метод сжигания нашел применение в энергетике, металлургии и химическом производстве. Процесс горения осуществляется на подвижной или неподвижной колосниковой решетке, на которую подаётся топливо в виде крупных кусков ( $\delta_{\text{ч}}=0,003-0,05$  м) [54]. Через слой топлива (подвижный или неподвижный)

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на решетке проходит принудительно подаваемый воздух. В результате горение топлива происходит в слое, а с поверхности слоя непрерывно выходят продукты сгорания [54].

В противоточной схеме сжигания за счет встречного движения свежих кусков топлива, подающихся на решетку сверху и уходящих с поверхности дымовых газов свежее топливо подогревается, сушится и воспламеняется еще до попадания в слой. Дополнительный прогрев свежих кусков топлива обеспечивается также и излучением слоя из факела.

Скорость выгорания зависит в значительной степени от интенсивности (скорости) подвода воздуха. Увеличение скорости воздушного дутья позволяет форсировать процесс горения, снять ограничение, накладываемое диффузионной областью горения и перевести процесс в кинетическую область. Это дает возможность примерно пятидесятикратно усилить процесс горения и началом уноса частиц топлива из слоя.

Слоевые топki сложны и слабо поддаются механизации и автоматизации процесса управления. Применение подвижной цепи вместо решетки снижает надежность топчного устройства.

Избавиться от недостатков, описанных выше можно применяя топki с кипящим слоем (ЦКС). Сжигание топлива в кипящем слое является разновидностью слоевого сжигания. Для организации процесса в кипящем слое скорость окислителя и размер частиц подбираются так, чтобы частицы оказались в подвешенном состоянии. Таким образом, в отличие от классической слоевой топki, где большие куски топлива лежат неподвижным слоем на решетке, в топке с кипящим слоем мелкие куски образуют достаточно устойчивый по высоте (до 1 м) слой, где частицы активно перемешиваются по его объему. Активное перемешивание топлива и достаточно большое его время пребывания в слое обеспечивает эффективное выгорание [54].

Главным отличием ЦКС от топок стационарного кипящего слоя является повышенная скорость воздуха в кипящем слое (6-9 м/с). Это приводит к необходимости установки циклона (как правило горячего) на выходе из топki – для улавливания и возврата уноса в топку на дожигание [54].

#### **Пылевидный метод сжигания топлива**

Применяется на энергетических котлах производительностью выше 15-35 т/ч для сжигания сланцев, бурых, каменных углей и антрацитов. Топливо подвергается предварительной обработке в системе пылеприготовления – сушке и измельчению до состояния мельчайшей пыли (размером в среднем до 400 мкм). Угольная пыль подаётся в топку сушильным агентом через горелку и сгорает во взвешенном состоянии в пылеугольном факеле. Тонкий помол топлива обеспечивает хорошую летучесть частиц и высокую скорость их выгорания.

К преимуществам указанного метода следует отнести возможность сжигания большой массы топлива в единицу времени, а как следствие, повышения паропроизводительности котла. Существенным является так же широкий диапазон твёрдых топлив, сжигаемых в пылеугольных котлах (от высокозольных сланцев

									Лист
									82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

до низкорреакционных антрацитов) и возможность сжигания жидких и газообразных топлив в той же топочной камере [54].

### **Вихревой метод сжигания топлива**

При вихревом методе сжигания сравнительно крупные частицы твердых топлив сгорают, циркулируя в газовоздушном вихре, организуемом в нижней части обычной однокамерной топки, имеющей обтекаемую форму. В вихревых топках благодаря циркуляционному движению увеличивается время пребывания топливных частиц в камере, а благодаря значительно большему запасу горящего топлива по сравнению с пылеугольными топками достигается большая устойчивость процесса горения [54].

Кроме снижения потерь с мехнедожогом и затрат на размол топлива к достоинствам вихревого метода следует отнести стабилизацию процесса горения за счёт увеличения массы топлива в топке. Недостатками же являются ограничения по производительности (не более 75 т/ч для топок Шершнёва) и типу применяемых углей (как правило бурые угли, фрезерный торф, лигнит). Следует отметить, что исследования по совершенствованию технологии вихревого сжигания ведутся и в настоящее время [54].

## **8.2 Типы пылеугольных горелок**

Пылеугольные горелки служат для организованного ввода угольной пыли и воздуха в топку. С помощью горелок и рациональной компоновки их в значительной мере организуется топочный процесс; устойчивое зажигание факела, смесеобразование, интенсивное выгорание пыли и бесшлаковочная работа парогенератора. Для сжигания угольной пыли применяются два основных типа горелок: вихревые и прямоточные [54].

### **Вихревые горелки**

Через вихревые горелки пылевоздушная смесь и вторичный воздух подаются в топку в виде закрученных струй.

Вихревые горелки бывают трех видов:

- Двухулиточные горелки с улиточными закручивателями пылевоздушной смеси и вторичного воздуха;
- Улиточно-лопаточные горелки с улиточными закручивателями пылевоздушной смеси и аксиальным лопаточным закручивателем вторичного воздуха;
- Прямоточно-улиточные горелки с прямоточным каналом для пылевоздушной смеси и рассекателем на выходе из него и улиточным закручивателем вторичного воздуха.

Структура струй пылевоздушной смеси, вытекающих из амбразур вихревых горелок, в значительной мере зависит от типа и конструкции их закручивающих аппаратов.

Лопаточные аппараты выполняются с тангенциальными поворачивающими или неподвижными лопатками на входе в канал вторичного воздуха или с осевыми лопатками на выходе из канала вторичного воздуха. Воздух входит в лопаточный аппарат с направлением, параллельным оси горелки. Лопатки образуют ка-

									Лист
									83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				



налы, из которых воздух вытекает в виде струй, наклоненных к продольной оси горелки под некоторым углом.

В двухулиточных и улиточно-лопаточных вихревых горелках пылевоздушной смеси и вторичному воздуху сообщается закрученное движение с одинаковым направлением вращения. В прямоточно-улиточных горелках раскрытие факела достигается установкой рассекателя в выходном сечении канала первичного воздуха и закруткой потока вторичного воздуха [54].

Благодаря закрутке потоки пылевоздушной смеси и вторичного воздуха в топочной камере распространяются в виде двух концентрически расположенных усеченных полых конусов, причем внутри находится конус пылевоздушной смеси, имеющий несколько больший угол раскрытия для лучшего перемешивания со вторичным воздухом. В осевой области раскрывающейся струи создается разрежение, вызывающее приток горячих продуктов сгорания к корню факела с его внутренней стороны. Поэтому при подаче пылевоздушной смеси через вихревые горелки зажигание факела происходит как по внешней, так и по внутренней поверхности, что увеличивает удельный периметр воспламенения и интенсифицирует как процесс воспламенения, так и горения. Значение внутренней рециркуляции продуктов сгорания для зажигания больше, так как они изолированы от экранных поверхностей и на траектории возврата к корню факела не охлаждаются. Кроме того, рециркулирующие продукты сгорания непосредственно соприкасаются с пылевоздушной смесью. Чтобы способствовать большему раскрытию факела, амбразуру вихревых горелок выполняют конической.

Улиточно-лопаточные вихревые горелки выполняют одно- и двухпоточными по вторичному воздуху. В них закрутка вторичного воздуха осуществляется осевыми лопаточными аппаратами, а пылевоздушной смеси – улиточными закручивателями.

В прямоточно-улиточной вихревой горелке пылевоздушная смесь подается по центральной цилиндрической трубе прямоточно. На выходе из нее пылевоздушный поток, омывая конический рассекатель, раскрывается. Вторичный воздух, поступающий через улиточный закручиватель, завихривает факел [54].

### **Прямоточные горелки**

Прямоточные горелки подразделяются на неподвижные и поворотные. По конструкции просты, состоят из прямоугольных каналов для подачи пылевоздушной смеси и вторичного воздуха.

По расположению каналов первичного и вторичного воздуха имеются следующие типы прямоточных горелок:

- щелевые горелки с внешней подачей вторичного воздуха;
- горелки с внешней подачей первичного воздуха;
- горелки с чередующимся по высоте расположением нескольких каналов первичного и вторичного воздуха.

В щелевой горелке с внешней подачей вторичного воздуха пылевоздушная смесь через пылепровод подводится к входному круглому патрубку, переходящему в несколько каналов прямоугольного сечения, которые имеют поворотные

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

насадки 4, вторичный воздух подается через короб в пространство между каналами пылевоздушной смеси. При выходном сечении, близком к квадрату, горелка выдает дальнобойный факел [54].

### 8.3 Исследования образования $\text{NO}_x$ в пылеугольных котлах

Основные продукты сгорания угля – это углекислый газ  $\text{CO}_2$ , водяные пары  $\text{H}_2\text{O}$  и зола, которая образуется из негорючей минеральной части твёрдого топлива. Также в состав угля входят ещё и сложные органические соединения, содержащие серу S и связанный азот N. Когда угольные пылинки попадают в топку, они быстро нагреваются и выделяют газообразные вещества, которые называют «летучими». В составе летучих, кроме водяных паров и газообразных горючих, имеются и азотсодержащие вещества. Среди них, например, имеются амины и цианиды. Сравнительно недавно удалось установить, что если в зоне горения летучих содержится много окислителя (кислорода воздуха), то эти азотсодержащие вещества переходят в токсичный оксид азота  $\text{NO}$ , а если кислорода мало – в безвредный молекулярный азот  $\text{N}_2$ .

Из азота воздуха оксиды азота образуются при высоких температурах ( $T > 1500^\circ\text{C}$ ) в некотором температурном интервале (механизм Зельдовича) – термические  $\text{NO}_x$ .

Кроме того, из азота воздуха во фронте факела при сравнительно низких температурах образуется небольшое количество быстрых оксидов азота (механизм Фенимора). Свое название эти оксиды азота получили в связи с тем, что образуются они только в узкой зоне фронта пламени при большом содержании горючих компонентов [29].

Благодаря хорошему перемешиванию топлива и воздуха, высоким температурам и локальным теплонапряжениям основная масса (около 80%) оксидов азота  $\text{NO}_x$  образуется уже на начальном участке факела на расстоянии 2 ÷ 3 калибров от среза горелки (рисунок 8.1). Эти же условия способствуют минимальному химическому и механическому недожогу топлива [47].

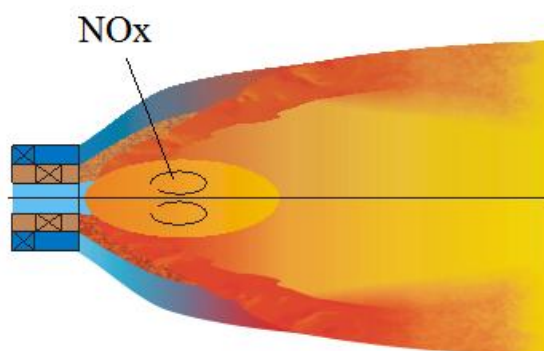


Рисунок 8.1 – Структура факела вихревой горелки

									Лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Одновременно с образованием оксидов азота происходит восстановление NO до безвредного молекулярного азота N<sub>2</sub>, причем соотношение между окислительными и восстановительными реакциями определяется наличием свободного кислорода или других окислителей.

Применительно к топочным устройствам энергетических (а тем более, промышленных и отопительных) котлов можно утверждать, что количество образующихся оксидов азота определяется кинетикой процессов, т.к. время пребывания в высокотемпературной зоне значительно меньше времени, необходимого для достижения равновесных концентраций.

Оксиды азота, поступающие в атмосферу из котлов ТЭЦ, приносят большой вред окружающей среде независимо от механизма их образования. Однако для сокращения этих выбросов весьма важно знать, как образовались оксиды азота, поскольку количество термических, быстрых и топливных NO<sub>x</sub> по-разному зависит от основных параметров топочного процесса.

Зависимость количества образующихся топливных NO<sub>x</sub> от температуры и избытка воздуха была исследована в лабораторных условиях В.И. Бабием [27]. Графики, приведенные на рисунке 8.2, показывают, что температурный уровень влияет на концентрацию топливных NO<sub>x</sub> только при низких температурах. В опытах, проведенных при температурах 1570 и 1740 К (1300 и 1470 °С), концентрация NO<sub>x</sub> оказалась примерно одинаковой (900 мг/м<sup>3</sup>).

Значительно большую роль играет действующая концентрация кислорода в том месте, где происходит образование топливных NO<sub>x</sub>.

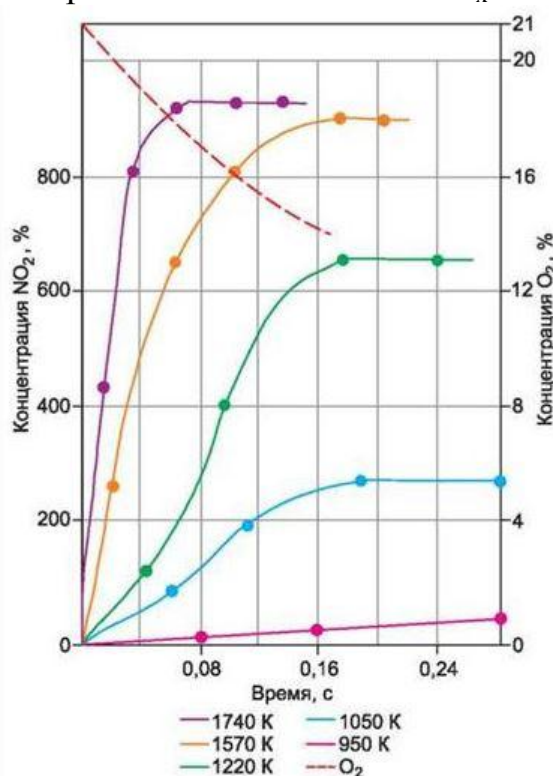


Рисунок 8.2 – Влияние температуры на эмиссию топливных оксидов азота при сжигании угольной пыли

Из графика на рисунке 8.3 видно, что в опытах, проведенных при разных избытках воздуха, концентрация  $\text{NO}_x$  менялась весьма существенно.

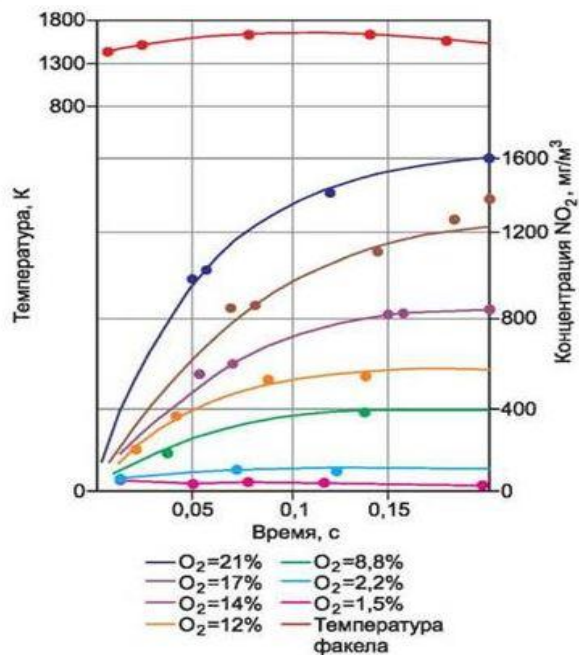


Рисунок 8.3 – Влияние концентрации кислорода в пылегазовом потоке на эмиссию  $\text{NO}_x$

Эти опыты позволили сделать вывод, что эмиссия топливных оксидов азота пропорциональна квадрату среднеинтегральной концентрации кислорода на начальном участке факела, где происходит горение летучих (рисунок 8.4).

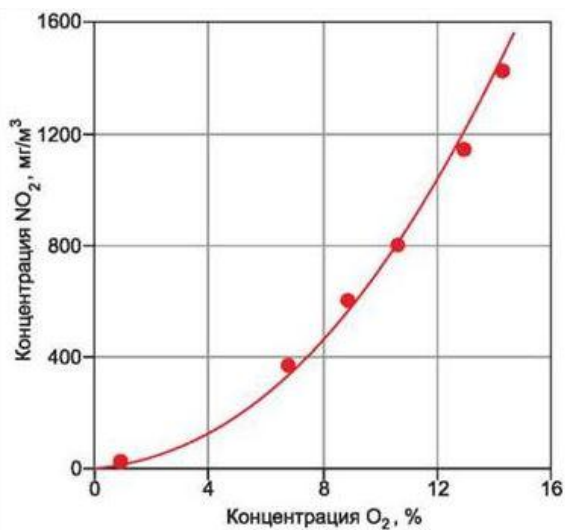


Рисунок 8.4 – Зависимость эмиссии  $\text{NO}_x$  от среднеинтегральной концентрации кислорода на начальном участке факела

При факельном сжигании твердого топлива конструкции горелок чрезвычайно разнообразны, так как диапазон изменения характеристик углей очень велик. Прогрев поступающей в топку смеси угольной пыли с первичным воздухом (аэ-

росмеси) происходит за счет конвекции и лучистого теплообмена. Большинство специалистов считает, что роль конвекции, осуществляемой за счет подмешивания к аэросмеси горячих газов из зоны развитого горения, является определяющей. Прогрев аэросмеси приводит к выходу летучих и их воспламенению. При сгорании летучих расходуется, главным образом, кислород, содержащийся в первичном воздухе. Горение летучих ускоряет прогрев коксовых частиц и их воспламенение. Горение коксовых частиц происходит, в основном, за счет кислорода вторичного воздуха. Важно отметить, что образование топливных  $\text{NO}_x$  начинается с момента воспламенения летучих, т.е. значительно раньше, чем образуются термические  $\text{NO}_x$ .

Изложенная схема развития пылеугольного факела является, безусловно, весьма упрощенной, так как в реальных котлах сжигается полидисперсная пыль. Вследствие этого выход летучих и горение коксового остатка протекают последовательно только для каждой отдельной частицы. А для всего факела эти процессы протекают параллельно, так как мелкие частицы (с размером в несколько микрон) прогреваются, воспламеняются и сгорают значительно быстрее, чем крупные частицы, имеющие максимальный размер в сотни (каменные угли) и даже тысячи (бурые угли и торф) микрон.

Особенностью образования оксидов азота в факеле вихревой горелки является наличие приосевой или тороидальной зоны рециркуляции газов, которые обеспечивают прогрев и воспламенение выходящей из горелки топливовоздушной смеси. В то же время горячие газы, подсасываемые на начальном участке по периферии горелочной струи, прогревают вторичный воздух. Интенсивность воспламенения топлива и скорость его смешения с вторичным воздухом в значительной степени определяют образование топливных оксидов азота в факеле [40].

#### 8.4 Методы снижения оксидов азота на пылеугольных котлах

Для снижения выбросов  $\text{NO}_x$  в котлах, сжигающих уголь разработаны различные режимно-технологические мероприятия: малотоксичные горелки, ступенчатый ввод воздуха, рециркуляция уходящих (дымовых) газов, селективные каталитическое и некаталитическое восстановление.

##### Малотоксичные горелки

Малотоксичные горелки применяются для снижения  $\text{NO}_x$  в топках с вихревыми, тангенциальными горелками. Для топок с вихревыми горелками проводят простую замену существующих горелок. Для тангенциальных топок необходима установка угольных инжекторов и воздушных сопел. Большие сокращения эмиссии  $\text{NO}_x$  получаются при сжигании высокорекреакционных углей: для высокорекреакционных углей удастся получить эмиссию  $\text{NO}_x$  при 6%  $\text{O}_2$  ниже 400 мг/м<sup>3</sup>. Малотоксичные горелки работают на принципе стадийного подвода воздуха. Они могут быть объединены с другими первичными методами подавления  $\text{NO}_x$  – 2-х и 3-х ступенчатое сжигание для достижения более высоких суммарных показателей сокращения выбросов  $\text{NO}_x$ .

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### **Ступенчатый ввод воздуха**

Ступенчатый ввод воздуха или двухступенчатое сжигание – технология для топок с вихревыми горелками и для тангенциальных топок, обеспечивающих сокращение  $\text{NO}_x$  на 50% по сравнению с малотоксичными горелками. Технология двухступенчатого сжигания: третичный воздух вводится в топку через сопла специальной конструкции при более высокой скорости, улучшая тем самым проникновение струи третичного воздуха и смешение с продуктами сгорания.

Увеличение турбулентности в зоне дожига уменьшает неравномерность потока. Концентрация  $\text{NO}_x$  снижается.

При двухступенчатом сжигании высокореакционных углей (марок Г и Д) и установлено, что двухступенчатое сжигание не уступает трехступенчатому сжиганию при глубоком снижении коэффициента избытка воздуха в прямооточных горелках (до 0,7) с применением бокового дутья. При этом наряду с боковым и верхним дутьем для глубокого снижения коэффициента избытка воздуха в горелках целесообразно применять систему нижнего дутья, обеспечивающую снижение вредных выбросов и недожога топлива.

### **Рециркуляция уходящих газов**

Рециркуляция уходящих газов широко используется для контроля температуры пара в больших промышленных установках. Использование газов рециркуляции (в количестве 10-20%) для сокращения  $\text{NO}_x$  связано с важнейшими факторами в снижении термических  $\text{NO}_x$  – с уменьшением температуры и разбавлением  $\text{O}_2$  в воздухе смеси. Эффективность метода зависит от места ввода газов – наибольший эффект получается при вводе газов рециркуляции через горелки. Однако в том случае, если на станциях сжигающих уголь, вклад термических  $\text{NO}_x$  в общую эмиссию  $\text{NO}_x$  является относительно небольшим, этот метод не используется.

### **Трехступенчатое сжигание**

Трехступенчатое сжигание – это технология сокращения выбросов  $\text{NO}_x$ , объединяющая принципы воздушного и топливного распределения, заключается в создании трех зон сгорания. В основной зоне сжигается около 80% топлива по теплу (уголь) при нормальных избытках воздуха 1,05-1,1 и формируется основное количество  $\text{NO}_x$ . При этом следует более низкие температуры приводят к более низким термическим  $\text{NO}_x$ ; более низкая концентрация кислорода приводит к более низким топливным  $\text{NO}_x$ . В восстановительной зоне вводится 20% топлива по теплу (уголь более тонкого помола, газ), разложение которого приводит к образованию углеводородных радикалов ( $\text{CH}$ ,  $\text{CH}_2$  и др.), которые могут реагировать с  $\text{NO}_x$  из первичной зоны с образованием азотных соединений  $\text{HCN}$ . Последнее распадается до молекулярного азота, обеспечивая тем самым эффективное подавление  $\text{NO}_x$ . Оптимальный избыток воздуха в восстановительной зоне 0,85-0,95. Ввод третичного воздуха создает зону догорания, где дожигаются все продукты неполного сгорания.

Проблемы при использовании технологии трехступенчатого сжигания:

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

1. время нахождения: в первичной зоне – для гарантии полного выгорания основного топлива; в восстановительной зоне – должно быть достаточно для распада вторичного топлива; в зоне догорания – должно быть достаточным для приемлемого уровня содержания горючих в уносе

2. потребуется дополнительное оборудование – новые короба, контролирующие аппаратуру и системы управления;

3. модернизация мельниц – для получения приемлемых уровней горючих в уносе, возможно, придется добиваться уменьшения размера частиц (уменьшения тонины помола угольной пыли).

Селективное каталитическое и некаталитическое восстановление.

Для очистки дымовых газов от оксидов азота в энергетике применяются технологии:

– селективного каталитического восстановления в присутствии катализаторов;

– селективного некаталитического восстановления.

Обе технологии используют в качестве восстановителя сжиженный аммиак, аммиачную воду, карбамид и другие азотсодержащие соединения, генерирующие аммиак при гидролизе или термическом разложении.

При этом требуется размещение на ТЭС места приема, хранения и подачи аммиака и др. или специализированного аммиачного хозяйства [29].

### **8.5 Определение оптимального варианта конструкции горелочных устройств**

Было проверено 15 различных вариантов конструкции горелки. Эти варианты отличались друг от друга соотношением количества воздуха и скоростей во внутреннем и внешнем каналах горелки. Для каждого варианта проводился расчет факела.

В качестве расчетных моделей были задействованы: модель расчета радиационного теплообмена; модель турбулентных течений; модель химических реакций; модель теплопередачи.

Таким образом, было рассчитано 15 вариантов конструкций горелочных устройств. Результаты расчетов дали наглядную картину течений в факеле горелочного устройства. Наиболее информативными можно считать графики полей температур и полей скоростей СО, показанные на рисунке 8.5 и 8.6, соответственно. На основе всестороннего анализа этих графиков и ряда других показателей принималось решение о выборе оптимального варианта конструкции горелочного устройства.

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

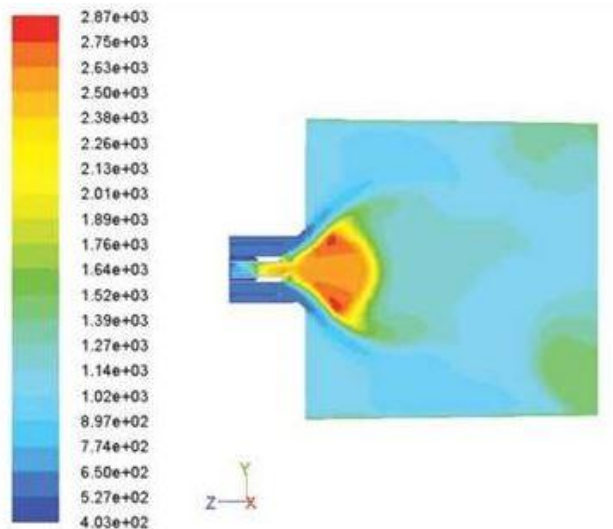


Рисунок 8.5 – Поле температур выбранного оптимального варианта

В результате анализа имеющихся данных, один из вариантов был признан оптимальным (рисунок 8.5 и 8.6). Видно, что картина на обоих рисунках симметричная. Глядя на график температур, необходимо отметить, что факел устойчив и не прилипает к стенкам топочной камеры. Это говорит о том, что при выбранной конструкции горелки воспламенение надежно и риск срыва факела отсутствует. Полученная картина хорошо соответствует теоретическим расчетам зоны горения: риск шлакования экранов отсутствует.

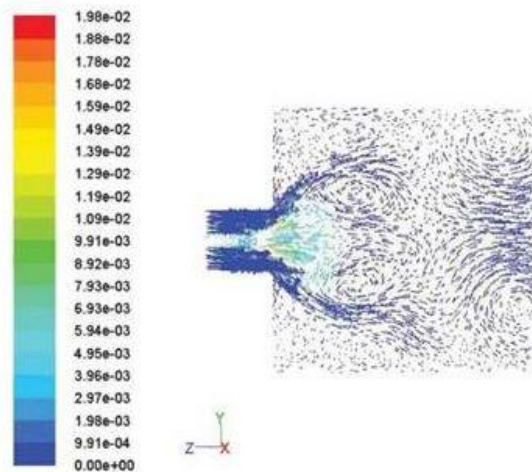


Рисунок 8.6 – Поле скоростей СО выбранного оптимального варианта

На рисунке 8.6 хорошо видна внутренняя зона обратных токов, образующаяся в топке. Благодаря этой зоне высокотемпературные топочные газы попадают к устью горелки и эжектируются в основной поток, обеспечивая устойчивое воспламенение пылевоздушной смеси [41].

## 8.6 Анализ работы котла до и после замены горелочных устройств

									Лист
									91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				



На рисунках 8.9 и 8.10 наглядно показана разность по концентрации оксидов азота и механическому недожогу при одинаковых избытках воздуха на выходе из топки котла П-57.

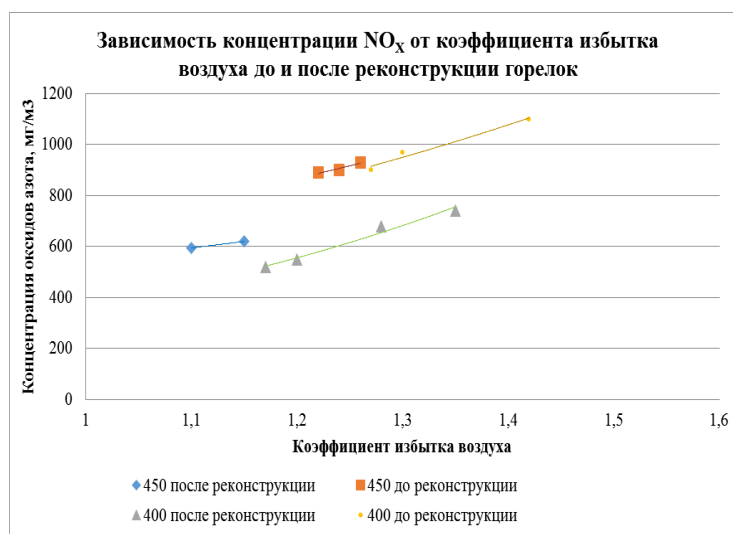


Рисунок 8.9 – Зависимость концентрации  $\text{NO}_x$  от коэффициента избытка воздуха до и после замены горелочных устройств

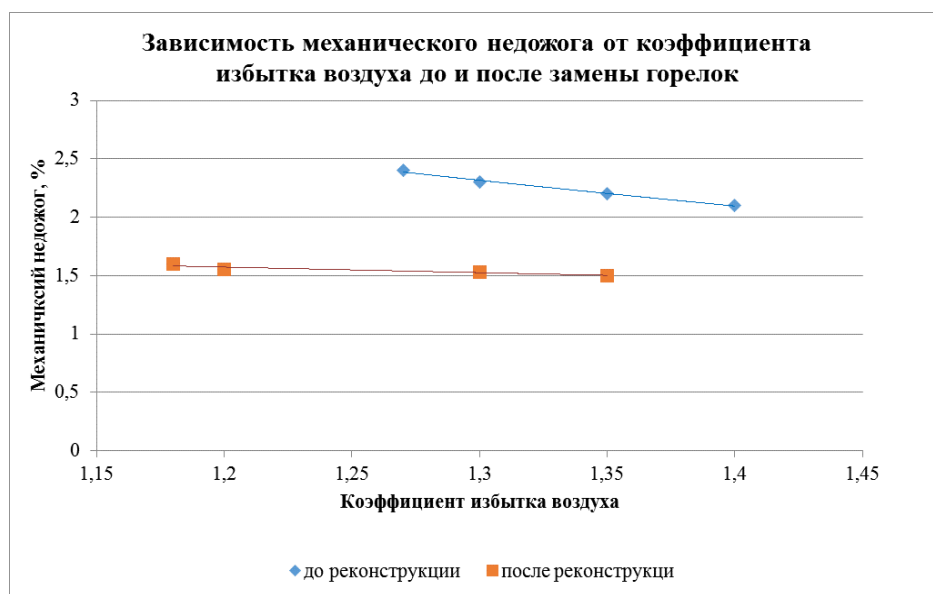


Рисунок 8.10 – Зависимость механического недожога от коэффициента избытка воздуха до и после замены горелочных устройств

На рисунке 8.11 показана зависимость КПД котла от паропроизводительности до и после замены горелочных устройств

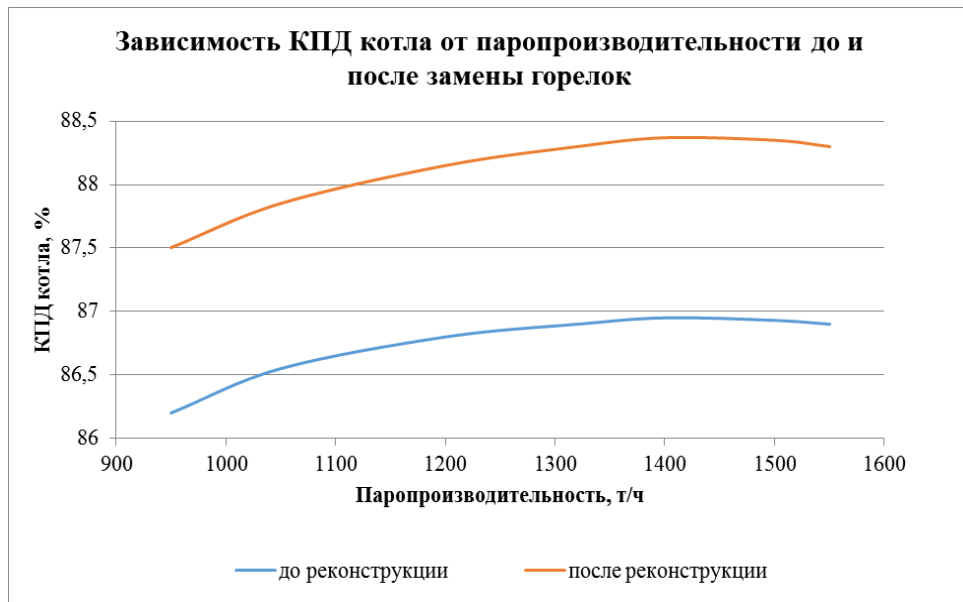


Рисунок 8.11 – Зависимость КПД котла от паропроизводительности до и после замены горелочных устройств

По результатам полученным в разделе 4.19 построим распределения скоростей в факела (рисунок 8.12). На рисунке 8.12 видно, что улучшились аэродинамические характеристики горелочных устройств. Это приводит к интенсивному перемешиванию аэросмеси и воздуха и эффективному выгоранию пыли.

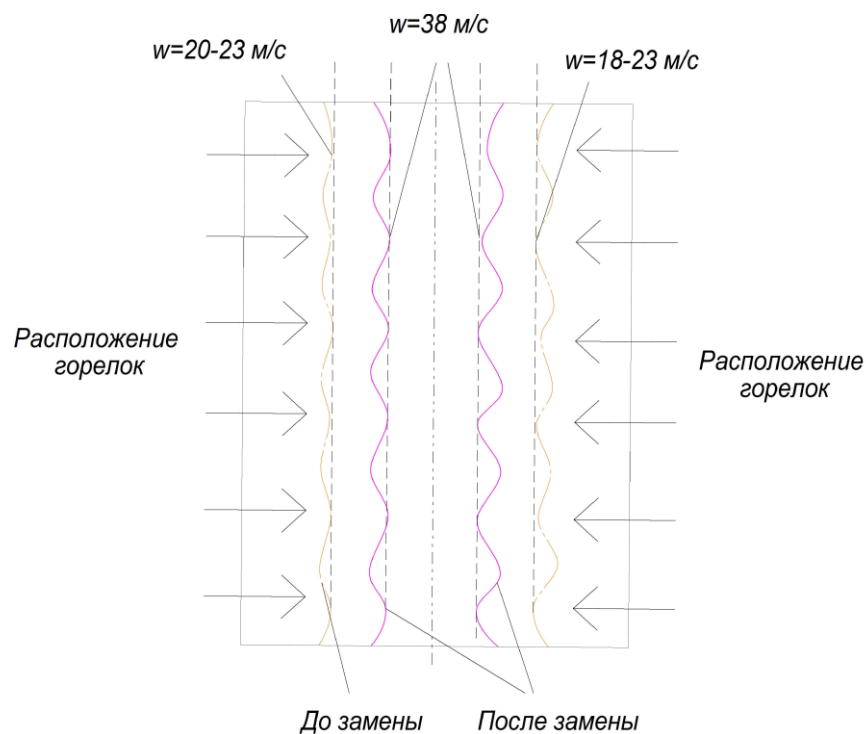


Рисунок 8.12 – Распределение скоростей в факеле

### 8.7 Определение расхода топлива до и после замены горелочных

## устройств

Определим расход топлива, подаваемого в топку котла до замены горелочных устройств по формуле (8.1):

$$B = \left( \frac{Q_K}{\frac{Q_P \eta_K^{\text{бp}}}{100}} \right) \cdot 1000 \quad (8.1)$$

где  $Q_K$  - полезно используемая теплота в котле,  $Q_K = 1199,7 \text{ МВт}$

$Q_P$  - располагаемая теплота топлива,  $Q_P = 17238 \text{ кДж/кг}$

$\eta_K^{\text{бp}}$  - коэффициент полезного действия котла (брутто),  $\eta_K^{\text{бp}} = 86,9 \%$

$$B = \left( \frac{1199,7}{\frac{17238 \cdot 86,9}{100}} \right) 1000 = 80,08 \text{ кг/с} = 288,3 \text{ т/ч}$$

Определим расход топлива, подаваемого в топку котла после замены горелочных устройств по формуле (8.1):

где  $\eta_K^{\text{бp}}$  - коэффициент полезного действия котла (брутто),  $\eta_K^{\text{бp}} = 88,4 \%$

$$B = \left( \frac{1199,7}{\frac{17238 \cdot 88,4}{100}} \right) 1000 = 78,7 \text{ кг/с} = 283,4 \text{ т/ч}$$

Таким образом, после проведенной реконструкции с применением новых горелок оксиды азота в среднем снизились на 35%, механический недожог  $q_4$  уменьшился на 1%, КПД котла увеличился на 1,5%, а расход топлива, подаваемого в топку котла, уменьшился на 1,7%.

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 9.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

В выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос замены горелочных устройств котла П-57 Троицкой ГРЭС при сжигании каменного угля Экибастузского месторождения.

В соответствии с ГОСТ 12.0.002.-80 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» вредными факторами определяются факторы, воздействие которых на рабочего приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

Если производственный фактор приводит к травме или к резкому, внезапному ухудшению здоровья, то его считают опасным.

Опасные и вредные производственные факторы:

#### 1. Физические факторы:

- Повышенная температура поверхностей оборудования;
- Повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- Повышенная подвижность воздуха;
- Повышенная влажность воздуха из-за парения паропроводов;
- Повышенный уровень шума на рабочем месте;
- Повышенная вибрация;
- Недостаток естественного освещения;
- Повышенная запыленность.

#### 2. Химические факторы:

- Пары окислов азота;
- Пары оксида углерода;
- Алифатические углеводороды;

									Лист
									95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

– Метан.

### 3. Психофизиологические факторы:

- Тяжесть труда: умеренная нагрузка (категория 1б);
- Перенапряжение анализаторов;
- Монотонность труда.

В зоне обслуживания оборудования оператора котла могут иметь место следующие травмоопасные факторы:

- опасность поражения электрическим током;
- ожоги от горячих поверхностей, горячей воды и выходящего пара;
- взрыв котла с вероятностью пожара (из-за перегрева или избыточного давления), травмы, вызванные действием взрывной волны, летящими осколками, пламенем, паром и др.;

– возможны взрывы пылевоздушной смеси в газоходе или топке котла, приводящие к разрушению обмуровки и выбрасыванию пламени и горячей воды;

– удушье от вдыхания воздуха с низким содержанием кислорода;

– отравление окисью углерода или другими продуктами сгорания в воздухе, в частности, в случае неисправной вентиляции или недостаточного притока воздуха в горелки (острое отравление окисью углерода может вызвать головные боли, головокружение, тошноту, потерю сознания, кому и смерть);

– наличие площадок для обслуживания котла, расположенных на высоте, пологие и высокие лестницы;

– соскальзывание и падение на ровные поверхности, в частности, на скользкий пол, на который разлита вода, топливо, масла и др.;

– движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования, передвигаемые изделия.

Возможные аварийные ситуации на производстве:

– пожар;

– разрыв трубопроводов: питательной воды, острого пара, пром.перегрева, пароводяного тракта котла;

– разрыв деаэраторов;

– разгерметизация газопровода;

– взрыв в топке котла.

## 9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса Организация мероприятий защиты

### 9.2.1 Воздух рабочей зоны

Нормирование параметров микроклимата устанавливается в зависимости от:

1. Периода года (холодный –  $t_{\text{нар.возд}} < 10^{\circ}\text{C}$ ; теплый –  $t_{\text{нар.возд}} > 10^{\circ}\text{C}$ );

2. Вида выполняемых работ. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма с ккал/ч:

						Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

- Легкий физический труд (категория 1а, 1б);
- Средний физический труд (категория 2а, 2б);
- Тяжелый физический труд (категория 3).

### 3. Постоянного и непостоянного рабочего места.

Действующими нормативными документами, регламентирующими метеорологические условия, являются:

- СанПин 2.2.4.548-96 «Технические требования к микроклимату производственных помещений»;
- ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общие и локальные ощущения теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояний здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Оптимальные и допустимые нормы показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оптимальные и допустимые нормы показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха в рабочей зоне		Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон					
		оптимальный	допустимый	оптимальный	допустимый	оптимальный	допустимый
холодный	1б	21-23	20-24	40-60	75	0,1	≤0,2
теплый	1б	22-24	21-28	40-60	75	0,2	0,1-0,3
холодный	1а	22-24	21-25	40-60	75	0,1	≤0,1
теплый	1а	23-25	22-28	40-60	55 (при 28°С)	0,1	0,1-0,2

### 9.2.2 Вредные вещества воздуха рабочей зоны

Нормативными документами являются:

									Лист
									97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

1. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
2. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности:

- 1-й – вещества чрезвычайно опасные;
- 2-й – вещества высокоопасные;
- 3-й – вещества умеренно опасные;
- 4-й – вещества малоопасные.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих. ПДК указаны в таблице 9.2.

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

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Преимущественно агрессивное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	2	п	3	О
Оксид азота (NO)	5	п	3	О
Оксид углерода (CO)	20	п	4	О
Углеводородные алифатические	300	п	4	

п – пары и/или газы; О – вещества с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе

### 9.2.3 Световая среда

Неблагоприятное освещение возникает вследствие плохой работы осветительных приборов и затененностью оборудования, конструкций.

Действующими нормативными документами является СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Правила проектирования»

Зрительная работа машиниста котельного отделения.

Рассматривание предметов размеров:

- 0,5-1 мм: Характер зрительной работы – средней точности. Разряд зрительной работы – 4.

- >5 мм: Характер зрительной работы – средней точности. Разряд зрительной работы – 8б.

Рабочее место машиниста котельного отделения должно быть хорошо освещено рассеянным и нерезким светом, особенно хорошо должны быть освещены водоуказательные приборы, манометры и другие измерительные приборы. Кроме того, котельный цех должен быть оборудован аварийным освещением от резервного или самостоятельного источника питания независимо от общей электроосветительной сети электростанции.

Должны быть обязательно оборудованы аварийным освещением следующие места:

- Фронт котлов, а также проходы между котлом, сзади котлов и над котлами;
- Тепловые щиты и пульты управления;
- Водоуказательные и измерительные приборы;
- Вентиляционная площадка;
- Помещения для баков и деаэраторов;
- Площадки и лестницы котлов;
- Насосные помещения.

Требования к освещению на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятия указаны в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Требования к освещению на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятия

Наименование оборудования и помещения	Освещение, Лк
Тепловые щиты, пульты управления	200
Фронт котлов. Площадки котлов и экономайзеров, проходы за котлами. Лестницы котлов и экономайзеров	20
Котельный зал, площадки обслуживания котлов, помещения дымососов и вентиляторов	100
Коридоры, лестницы	10
Помещения водоподготовки, деаэраторов, помещения насосов для перекачки холодных средств	50

Кроме комбинированного и аварийного освещения предусмотрено также дежурное, охранное и специальное во взрывозащищенном исполнении освещение.

#### 9.2.4 Виброакустические факторы

Допустимые шумовые характеристик рабочих мест регламентируются:

1. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум, общие требования безопасности»;

					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



2. СН 3223-85 «Санитарные нормы допустимых уровней шума на рабочих местах» с изменениями и дополнениями от 29.03.1998 года №122-6/245-1.

По временным характеристикам шум следует подразделять на:

- постоянный, уровень звука которого за 8-часовую рабочую смену изменяется во времени не более чем на 5дБА;
- непостоянный, уровень звука которого за 8-часовую рабочую смену изменяется во времени более чем на 5 дБА.

Непостоянный шум следует подразделять на:

- колеблющийся во времени, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени;
- прерывистый, уровень звука которого ступенчато изменяется (на 5 дБА и более), причем длительность интервалов, в течение которых уровень остается постоянным, составляет 1 с и более;
- импульсный, состоящий из одного или нескольких звуковых сигналов, каждый длительностью менее 1 с.

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности приведены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности, дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

В котельном цехе с целью понижения уровня шума проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;
- центровка и балансировка механизмов;
- наложение шумовой изоляции.

Для уменьшения шума в трубопроводах и арматуре скорость воды принимается в пределах величины, при которой вибрация не будет создавать недопустимых шумовых явлений.

Вследствие невозможности установки звукоизоляционных перегородок, экранов для людей, которые в силу технологического процесса находятся в цехе, рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты: противозумовые вкладыши (беруши), наушники, противозумовые костюмы, каски.

Учитывая необходимость создания комфортных условий труда для персонала, щиты управления вынесены в отдельные помещения. Это позволяет обеспечить аэрацию и звукоизоляцию помещений щитов управления, а также избежать влияния вибрации на показания приборов.

### 9.2.5 Вибрация

Нормирование вибрации осуществляется в соответствии с документами:

1. ГОСТ 12.1.012-90(96) «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
2. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий».

Воздействие вибрации на человека нормируется по виду, способу передачи, направлению.

В качестве факторов, влияющих на степень и характер неблагоприятного воздействия вибрации, должны учитываться:

- риски проявления различных патологий, вплоть до профессиональной вибрационной болезни;
- показатели физической нагрузки и нервно-эмоциональное напряжение;
- влияние сопутствующих факторов, усугубляющих воздействие вибрации (охлаждение, влажность, шум, химическое воздействие и т.п.);
- длительность и непрерывность воздействия вибрации.

Показатели вибрационной нагрузки на машиниста котельного отделения должны формироваться из следующих параметров:

1. Время воздействия;
2. Диапазон частот;
3. Виброускорение.

Норму вибрационной нагрузки устанавливают для длительности 8 часов, соответствующей длительности рабочей смены, в зависимости от временной структуры рабочей смены.

Нормируемый диапазон часто устанавливается для общей вибрации - октавных и третьоктавных полос со среднегеометрическими частотами 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16; 20; 31,5; 40; 50; 63; 80 Гц.

Интенсивность вибрации деталей агрегатов, имеющих большие излучающие поверхности (корпуса агрегатов, кожухов, крышек и т.п.) следует уменьшать путем:

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ					

- облицовки этих поверхностей или заполнения специально предусмотренных в них воздушных полостей демпфирующих вибрацию материала;
  - устройство гибких связей между этими деталями и узлами агрегата вызывающих вибрацию;
  - замена металлических деталей деталями из пластмасс или других незвучных материалов;
  - использование минимальных допусков при изготовлении и сборке деталей агрегатов для уменьшения зазоров в сочленениях деталей и тем самым уменьшения энергии соударения;
  - широкого внедрения смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями и помещения в жидкостные масляные и другие ванны вибрирующих и издающих шум деталей (шестеренчатых редукторов и т.д.);
  - замена подшипников качения подшипниками скольжения в случае, когда преобладающим шумом являются шум подшипника;
- Рабочим, работающим на машинах и агрегатах, передающих вибрацию на рабочие места, рекомендуется работать в виброгасящей обуви, в случае необходимости применять наколенники.

### 9.3 Безопасность производительных процессов и оборудования

Персонал электростанции, занятый эксплуатацией, ремонтом и испытанием тепломеханического оборудования руководствуется «Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей».

Настоящие Правила являются обязательными и отступления от них при обслуживании как действующего, так и вновь вводимого оборудования не допускается, за исключением случаев введения в действие новых нормативов по охране труда и технической эксплуатации оборудования. Правила могут быть изменены и дополнены только охранами, их утвердившими.

Руководящий персонал электростанции, начальник цеха и его заместитель, начальники ремонтных участков обязаны обеспечивать безопасные условия труда путем проведения необходимых организационных и технических мероприятий.

#### 9.3.1 Требования к оборудованию

Элементы оборудования, арматуру и приборы, требующие периодического осмотра, необходимо располагать в местах, удобных для обслуживания. Элементы оборудования, расположенные на высоте более 1,5м от уровня пола (рабочей площадки), следует обслуживать со стационарных площадок с ограждениями и лестницами.

Лестницы и площадки должны быть ограждены перилами высотой не менее 1,0м с бортовым элементом по низу перил высотой не менее 0,14м в соответствии с требованиями ГОСТ 23120-78. «Лестницы маршевые, площадки и ограждения

						<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>13.04.01.2018.338.08 ПЗ</i>	

стальные. Технические условия». Расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия должно быть не менее 2 м.

Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающим, должны иметь механические защитные ограждения, соответствующие требованиям ГОСТ 12.2.062-81. «ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные». Кожухи полумуфт должны быть выполнены таким образом, чтобы незакрытая часть вращающегося вала с каждой стороны была более 10мм.

### 9.3.2 Обслуживание оборудования

При пуске, отключении, опрессовке и испытании оборудования и трубопроводов под давлением вблизи них разрешается находиться только персоналу, непосредственно выполняющему эти работы.

При повышении давления при гидравлическом испытании оборудования до пробного запрещается нахождение на нем людей. Осматривать сварные швы испытываемых трубопроводов и оборудования разрешается только после снижения пробного давления до рабочего.

При расшлаковке и обдувке котла, продувке нижних точек, неустойчивых и аварийных режимах персонал должен быть удален в безопасные места.

При обнаружении свищей в трубах поверхностей нагрева, паропроводах, коллекторах, питательных трубопроводах, в корпусах арматуры необходимо срочно вывести работающих с аварийного оборудования, оградить опасную зону и вывести плакаты или безопасности «Осторожно! Опасная зона».

Вывод людей должен осуществлять начальник смены цеха электростанции или руководитель (производитель) работ в тепловой сети.

Запрещается эксплуатировать неисправное оборудование, а также оборудование с неисправным или отключенными устройствами аварийного отключения, блокировок, защит и сигнализации.

При отклонении режима работы оборудования от нормального, что может стать причиной несчастного случая, должны быть приняты меры по обеспечению безопасности персонала.

При опасности возникновения несчастного случая персонал, находящийся вблизи, должен принять меры по его предупреждению (остановить оборудование или соответствующий механизм, снять напряжение, отключить подачу пара или воды, оградить опасную зону и т.п.), а при несчастном случае оказать также доврачебную помощь пострадавшему, сохранив по возможности обстановку на месте происшествия. О случившемся должно быть сообщено старшему дежурному (руководителю работ).

При выводе в ремонт оборудования необходимо его отключить, опорожнить, очистить (промыть, продуть) и отделить заглушками от действующего оборудования независимо от давления и температуры транспортируемых веществ. Разре-

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

шается отключать одной задвижкой (без заглушек) теплообменные аппараты по тем потокам, рабочее давление в которых не выше атмосферного и температура теплоносителя не более 45°С. При опробовании и прогреве трубопроводов пара и воды подтяжку болтов фланцевых соединений следует производить при избыточном давлении не выше 0,5 МПа (5кгс/см<sup>2</sup>).

### 9.3.3 Требования к персоналу

Лица, принимаемые на работу по обслуживанию тепломеханического оборудования, должны пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные для персонала приказом Минздравсоцразвития №302н от 12.08.2011. Весь персонал должен быть обеспечен по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Весь производственный персонал должен быть практически обучен приемам освобождения человека, попавшего под напряжение, от действия электрического тока и оказания ему доврачебной помощи, а также приемам оказания доврачебной помощи пострадавшим при других несчастных случаях.

### 9.3.4 Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического напряжения.

При наладочных работах, при пуске котла требуется подводка питания к электрооборудованию: электродрели, перфораторы, сварочные аппараты и др. Поэтому необходимо учитывать все требования по электробезопасности, для чего существуют следующие нормативные документы:

- ГОСТ 12.1.019-79 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
- ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов».

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрическим током зависит от:

- рода и величины напряжения и силы электрического тока;
- частота электрического тока;
- пути прохождения электрического тока через тело человека;
- продолжительность воздействия электрического тока на человека.

									Лист
									104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

Взаимодействие с электрическим током может привести к электротравмам (ожоги, механические повреждения, электроофтальмия) и электрическим ударам (возможно со смертельным исходом).

Существует стандарт, который устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через человека, предназначенные для проектирования способов и средств защиты людей при взаимодействии их с электроустановками производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц (ГОСТ 12.1.038-82).

Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов установлены для путей тока от одной руки к другой и от руки к ногам.

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок не должны превышать значения, указанные в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Напряжение и токи при нормальном режиме работы электроустановки

Род тока	Напряжение U, В	Прикосновение тока I, mA
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

1. Напряжение прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействия не более 10 минут в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения.

2. Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и относительной влажности более 75% должны быть уменьшены в три раза.

Продолжительность воздействия допустимых значений напряжений и токов прикосновения указаны в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Продолжительность воздействия допустимых значений напряжений и токов прикосновения

Продолжительность воздействия, с	Нормируемая величина	
	Напряжение U, В	Прикосновение тока I, mA
0,01...0,8	220	220
0,1	200	200
0,3	70	70
0,6	40	40
Свыше 1,0	12	2

Для создания безопасных условий работ с электрическими установками существует ряд следующих приспособлений: ограждения и блокировки; средства, изолирующие рабочего от земли; предостерегающие надписи и плакаты; сигнализация.

В качестве ограждения используют решетки, сплошные щиты, ящики, шкафы и т.п. Все ограждения закрываются на замок или снабжаются блокировкой, исключающие вход за ограждения или открывание ящиков, камер при включенном напряжении.

Средствами, служащими для изолирования рабочего от земли, являются изолирующие подставки, резиновые коврики, резиновые галоши и боты, резиновые перчатки и другие средства индивидуальной защиты

Управление двигателями и вспомогательными агрегатами осуществляется дистанционно с пультов управления.

Учитывая, что все помещения котельного отделения относятся к особо опасным или с повышенной опасностью, корпуса электрооборудования напряжением 380/220 В переменного тока, 220 и 440 В постоянного тока необходимо заземлять.

### 9.3.5 Пожаровзрывобезопасность

Нормативным документом является ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

Пожаровзрывобезопасность имеет своей целью изыскание наиболее эффективных, экономически целесообразных и технически обоснованных способов и средств предупреждения пожаров, взрывов и их ликвидации с минимальным ущербом при наиболее рациональном использовании сил и технических средств пожаротушения.

Пожарная безопасность – это состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения используются необходимые меры для устранения негативного влияния опасных факторов пожара на людей, сооружения и материальные ценности. Пожаровзрывобезопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. пожарная профилактика включает в себя комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие успешную борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией.

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на:

- организационные;
- технические;
- режимные;
- эксплуатационные.

									Лист
									106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2018.338.08 ПЗ

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию машин и внутрицехового транспорта, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарно-технических комиссий, издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.

К техническим мероприятиям относится соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании котельного цеха, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

Мероприятия режимного характера – это запрещение курения вне установленных мест, производства сварочных работ и других работ в пожароопасных помещениях и т.д.

Эксплуатационными мероприятиями являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования.

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельном отделении – это возгорание топлива и образование взрывоопасных газо-воздушных смесей.

В таблице 9.7 приведен перечень помещений котельного цеха с указанием категории по взрывопожарной и пожарной опасности

Таблица 9.7 – Перечень помещений котельного цеха с указанием категории по взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование помещения	Условия производства, характеристика веществ и материалов в помещении	Категория помещения
Котельный зал	Горячие жидкости и твердые вещества сжигаются в качестве топлива	Г
ТДМ	Дымовые газы и зола выше 100°С	Г
Топливоподача	Транспортировка сгораемых материалов (угля)	В2
Склады	Негорючие вещества и материалы	Д

Пожаровзрываемость угольной пыли зависит от физико-химических характеристик угля. Экибастузский уголь считается взрывоопасным. Поэтому существует угроза пожара (взрыва). Угольная пыль взрывоопасна, когда находится в состоянии пылевоздушной смеси. На тракте топливоподачи взрывоопасными являются запыленные объемы оборудования и помещений. В узлах пересыпки и бункерах в процессе подачи угля происходит отсеивание и накапливание пыли, что создает условия для образования ее взрывоопасной концентрации. Из неплотностей углов пересыпок, открытых конвейерных узлов, бункеров сырого угля, питателей сырого угля, системы пылеприготовления котельного цеха, в помещении выделяется большое количество витающей пыли. Со временем она оседает и образуется отложение наиболее мелкой и взрывоопасной пыли.



Основным источником взрыва часто является горящий уголь. Самовозгорание угля происходит в основном при длительном его хранении в большом количестве на складе, обычно на определенной глубине, и связано с началом его нагревания за счет микробиологических процессов. Со склада горящий уголь может попадать в загрузочные бункера и далее по технологической цепочке. Горение угля и пыли может возникнуть при проведении сварочных работ, при наличии источников тепла. Горение топлива, если вовремя не погасить, может охватить большие площади помещений и конструкций оборудования, галерей, при этом в результате тления топлива могут выделяться токсичные продукты неполного сгорания.

Для предотвращения попадания горящего угля в загрузочные бункера должны применяться средства для его обнаружения и тушения. Для этой цели применяются газоаналитические методы обнаружения продуктов неполного сгорания угля и контроль температуры топлив в бункерах и системах пылеприготовления. Средства тушения могут основываться на применении воды, воздушно-механической пены, инертных нетоксичных газов и насыщенного пара.

Защитой от разрушения запыленных помещений при взрыве угольной пыли является их остекление. Площадь остекления определяется в зависимости от объема помещения из расчета  $0,03 \text{ м}^2/\text{м}^3$ . При взрыве пыли остекленная часть должна разрушаться и ограничивать повышение давления в защищенном объеме.

Помещение цехов построены таким образом, чтобы ограничить распространение огня во время взрыва и пожара и уменьшить их разрушительные последствия. Для этого установлены прочные и массивные стены из несгораемого материала в тех направлениях, в которых взрыв и пожар приведут к опасным последствиям. Брандмауэры возвышаются над сгораемой кровлей не менее, чем на 60 см, а над сгораемой – на 30 см.

В помещениях число выходов и лестниц должно быть не менее двух. Двери в помещении открываются только наружу или по направлению ближайших выходов наружу.

Для тушения пожаров предусмотрены следующие системы:

- пеногенераторы воздушно-механической пены для тушения возгорания масла;
- система водяного пожаротушения, закольцованная по залу (пожарные гидранты);
- местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем, в состав которого входят пенные химические огнетушители, порошковые огнетушители, гидранты, ящики с песком, лопаты, ведра.

Весь инвентарь расположен в доступном месте на входе в котельное отделение.

Противопожарное водоснабжение включает водопровод с гидрантами для установки пожарных колонок и забора воды пожарными насосами и различные водоемы. Пожарные краны водопроводов устанавливаются у выходов внутри помещения или на площадках на высоте 1,35 м от пола. Пожарный кран оборудуется

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

прорезиненным рукавом и пожарным отводом, которые соединяются между собой с помощью головок.

Пожарная связь и сигнализация служат для своевременного сообщения и возникновения пожара пожарным подразделениям и руководства тушения пожара. Применяются: телефонная связь, извещатели ручного действия и автоматические извещатели.

К средствам пожаротушения относятся: пена, пар, углекислота, азот, аргон, песок, глина.

Пенные огнетушители содержат щелочной раствор двууглекислой соды и серную кислоту, которая, вступая во взаимодействие со щелочью, образует пену.

Пенные огнетушители применяются для тушения дерева, легковоспламеняющихся жидкостей, бензина, керосина.

Углекислотные огнетушители дают наибольший эффект при тушении пожара в закрытых помещениях и электроустановках. Углекислота для тушения применяется в газообразном состоянии, она не электропроводна, не портит предметов, подвергающихся тушению и не изменяет своих качеств во время хранения.

Перед пуском котла после монтажа, ремонта или длительного останова (более 3 суток) должны быть проверены (испытаны) и подготовлены к работе все вспомогательные механизмы, средства защиты, управления, измерения, блокировки, связи и системы пожаротушения воздухоподогревателей, а также пожарные краны на основных отметках обслуживания у котла.

Пуск оборудования и растопка котла должны проводиться под руководством должностного лица, имеющего опыт пуска и эксплуатации.

Перед растопкой (после погасания факела и после останова котла) топка, газоходы и воздухопроводы, включая рециркуляционные, должны быть провентилированы в соответствии с требованиями местной эксплуатационной инструкции.

При вентиляции арматура должна быть установлена в такое положение, которое обеспечивает предотвращение образования невентилируемых (застойных) зон в топке, газоходах, воздухопроводах и горелках, а также предотвращает попадание взрывоопасных смесей в системы котла.

Персонал должен строго контролировать соблюдение установленного топочного режима котельной установки, что обеспечивает безопасность работы.

При поступлении сигнала о загорании отложений в газоходе (воздухоподогревателе) котла необходимо:

1. Сообщить начальнику смены цеха о возникновении загорания в газоходе;
2. Остановить котел;
3. Открыть задвижку подачи воды или насыщенного пара в газопод котла.

При возникновении пожара в котельном отделении котел должен быть немедленно остановлен, если огонь или продукты сгорания угрожают жизни обслуживающего персонала, а также если имеется непосредственная угроза повреждения оборудования, цепей управления и защит котла.

Котел также должен быть остановлен в аварийных случаях, предусмотренных требованиями местной эксплуатационной инструкции.

						Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

При пожаре в помещении котельного отделения должна быть немедленно вызвана пожарная охрана.

Должно быть исключено попадание масла на тепловую изоляцию горячих трубопроводов, а также на горячие поверхности. При попадании в аварийных случаях масла на тепловую изоляцию горячих трубопроводов немедленно должны быть приняты меры по его удалению.

В этих случаях участки теплоизоляции следует очищать горячей водой или паром, а если эта мера не поможет (при глубокой пропитке изоляции), этот участок теплоизоляции должен быть полностью заменен.

Периодически, но не менее 1 раза в полугодие, должен проводиться визуальный осмотр состояния теплоизоляции трубопровода, оборудования и бункеров. Обнаруженные нарушения должны быть отмечены в журнале дефектов.

Особо необходимо следить за местами с выпучиванием и отслоением теплоизоляции трубопровода с высокой температурой теплоносителя, так как попадание на эти места горячих жидкостей и пропитка ими теплоизоляции приводит к самовозгоранию.

Запрещается проводить сварочные и другие огнеопасные работы на действующем взрыво- и пожароопасном оборудовании котельных установок.

В случае выполнения огнеопасных работ в помещении котельного отделения сгораемые конструкции и оборудование в радиусе 5 метров должны быть очищены от отложений пыли, защищены металлическим экраном, несгораемым материалом или политы водой, а также должны быть приняты меры против разлета искр и попадания их на другие сгораемые конструкции, нижележащие площадки и этажи.

При возможности попадания искр на нижележащие площадки и этажи на этих отметках должны быть поставлены наблюдающие.

Все трубопроводы в котельном отделении должны иметь цветные кольца с опознавательной окраской, в зависимости от свойств транспортируемых веществ в соответствии с действующим государственным стандартом, а в помещениях на оборудовании должны быть вывешены предупреждающие таблички.

Запрещается устройство мастерских, санитарно-бытовых и других помещений под газоходами.

Запрещается проводить работы в помещениях и на оборудовании, не предусмотренные нарядами, технологическими инструкциями или распоряжениями.

						Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

## 10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Эффективное использование энергетических ресурсов, выявление рациональных направлений развития и эксплуатации энергетического хозяйства является важной задачей для экономики промышленного предприятия. Важную роль в обеспечении эффективного развития предприятия играет принятие экономически обоснованных решений по реализации инвестиционных проектов. Энергосбережение и ресурсосбережение является одной из важнейших задач при развитии любого производства, в связи с этим необходимо модернизировать производственное оборудование, для снижения потребления энергии и ресурсов.

В работе предусмотрена замена горелочных устройств котла П-57. В результате замены горелочных устройств уменьшаются потери тепла, повышается коэффициент полезного действия котла, снижается расход топлива в результате чего получаем экономию текущих затрат.

Расчет выполнен по методике пособия «Экономико-управленческая часть дипломного проекта» [23].

### 10.1 Технико-экономический расчет

#### 10.1.1 Смета капитальных затрат

Проанализируем капитальные затраты на замену горелочных устройств и сведем их в таблицу 10.1. Данные по стоимости, указанные в таблице 10.1, взяты из источника [60].

Таблица 10.1 – Смета капитальных затрат на замену горелочных устройств

Наименование	Единицы измерения	Стоимость
Разработка проекта	тыс. руб.	3520
Приобретение горелочных устройств, разработанных ВТИ	тыс. руб.	108600
Дополнительные материалы для монтажа	тыс. руб.	115
Транспортировка до места монтажа	тыс. руб.	10980
Демонтажные работы	тыс. руб.	2680
Монтажные работы	тыс. руб.	5360
Пуско-наладочные работы	тыс. руб.	480
Итого капитальных затрат	тыс. руб.	131735

Капитальные затраты на проведение замены горелочных устройств –  $K = 131735$  тыс. руб.

#### 10.1.2 Расчет текущих затрат

						Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

### До замены горелочных устройств

Расход топлива на котел

$$B = 288,3 \text{ т/ч [Раздел 8.6]}$$

Количество часов работы котла в год

$$T = 2496 \text{ ч/год [59]}$$

Определим расход топлива в год по формуле (10.1):

$$B_{\text{год}} = B \cdot T \quad (10.1)$$

$$B_{\text{год}} = 288,3 \cdot 2496 = 719597 \text{ т/год}$$

Определим годовые затраты на топливо по формуле (10.2):

$$I_m = C_m \cdot B_{\text{год}}, \quad (10.2)$$

где  $C_m$  – стоимость топлива,  $C_m = 1200 \text{ руб./т [59]}$

$$I_m = 1200 \cdot 719597 = 863516,4 \text{ тыс.руб./год}$$

Определим годовые затраты на воду по формуле (10.3):

$$I_e = C_e \cdot G_{\text{год}}, \quad (10.3)$$

где  $C_e$  – цена за воду на технологический процесс,  $C_e = 31,5 \text{ руб./м}^3 [60]$ ;

$G_{\text{год}}$  – расход воды на технологический процесс,  $G_{\text{год}} = 321560 \text{ м}^3/\text{год [59]}$

$$I_e = 31,5 \cdot 321560 = 0,0315 \text{ тыс.руб./год}$$

Полученные результаты сведем в таблицу 10.2. Остальные данные о текущих затратах, указанные в таблице 10.2, взяты из источника [60].

Проанализируем текущие затраты на энергетическое обслуживание до замены горелочных устройств.

Таблица 10.2 – Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание до замены горелочных устройств

Наименование затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Расход топлива	т/год	719597

Продолжение таблицы 10.2

						Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

1	2	3
Цена топлива	тыс. руб./т	1,2
Затраты на топливо	тыс. руб./год	863516,4
Расход воды на технологический процесс	м <sup>3</sup> /год	321560
Цена за воду	тыс. руб./м <sup>3</sup>	0,0315
Расходы на воду	тыс. руб./год	10129,1
Затраты на электроэнергию	тыс. руб./год	2690,0
Основная и дополнительная заработная плата эксплуатационного персонала	тыс. руб./год	4849,0
Страховые взносы (30% от заработной платы эксплуатационного персонала)	тыс. руб./год	30%×4849=1454,7
Амортизационные отчисления (10% от стоимости оборудования)	тыс. руб./год	16160
Основная и дополнительная заработная плата ремонтного персонала	тыс. руб./год	2298,0
Страховые взносы (30% от заработной платы ремонтного персонала)	тыс. руб./год	30%×2298=689,4
Заработная плата персонала управления	тыс. руб./год	1345,0
Страховые взносы (30% от заработной платы управленческого персонала)	тыс. руб./год	30%×1345=403,5
Содержание и текущий ремонт	тыс. руб./год	43256
Прочие производственные расходы (20% от заработной платы всего, амортизации, затрат на ремонт)	тыс. руб./год	20%×(8492+16160+43256)=13581,6
Итого производственных затрат	тыс. руб./год	960372,7

### После замены горелочных устройств

Расход топлива на котел

$$B = 283,4 \text{ т/ч [Раздел 8.6]}$$

Количество часов работы котла в год

$$T = 2496 \text{ ч/год [59]}$$

Определим расход топлива в год по формуле (10.1):

$$B_{\text{год}} = 283,4 \cdot 2496 = 707366 \text{ т/год}$$

Определим годовые затраты на топливо по формуле (10.2):

									Лист
									113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

$$I_m = 1200 \cdot 707366 = 848839,2 \text{ тыс.руб./год}$$

Определим годовые затраты на воду по формуле (10.3):

$$I_e = 31,5 \cdot 321560 = 0,0315 \text{ тыс.руб./год}$$

Полученные результаты сведем в таблицу 10.3. Остальные данные о текущих затратах, указанные в таблице 10.3, взяты из источника [60].

Проанализируем текущие затраты на энергетическое обслуживание после замены горелочных устройств.

Таблица 10.3 – Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание после замены горелочных устройств

Наименование затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Расход топлива	т/год	707366
Цена топлива	тыс. руб./т	1,2
Затраты на топливо	тыс. руб./год	848839,2
Расход воды на технологический процесс	м <sup>3</sup> /год	321560
Цена за воду	тыс. руб./м <sup>3</sup>	0,0315
Расходы на воду	тыс. руб./год	10129,1
Затраты на электроэнергию	тыс. руб./год	2690,0
Основная и дополнительная заработная плата эксплуатационного персонала	тыс. руб./год	4849,0
Страховые взносы (30% от заработной платы эксплуатационного персонала)	тыс. руб./год	30%×4849=1454,7
Амортизационные отчисления (10% от капитальных затрат)	тыс. руб./год	10%×131735=13173,5
Основная и дополнительная заработная плата ремонтного персонала	тыс. руб./год	2298,0
Страховые взносы (30% от заработной платы ремонтного персонала)	тыс. руб./год	30%×2298=689,4

Продолжение таблицы 10.3

1	2	3
---	---	---

Заработная плата персонала управления	тыс. руб./год	1345,0
Страховые взносы (30% от заработной платы управленческого персонала)	тыс. руб./год	30%×1345=403,5
Содержание и текущий ремонт (25% от капитальных затрат)	тыс. руб./год	25%×131735=32933,8
Прочие производственные расходы (20% от заработной платы всего, амортизации, затрат на ремонт)	тыс. руб./год	20%×(8492+13173,5+32933,8)=10919,9
Итого производственных затрат	тыс. руб./год	929725,0

Экономия текущих затрат:

$$\Delta u = 960372,7 - 929725,0 = 30647,7 \text{ тыс. руб./год.}$$

### 10.1.3 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта рассчитывается по формуле (10.4):

$$T_{ок} = \frac{K - K_{ост}}{\Delta u}, \quad (10.4)$$

где  $K$  – капитальные затраты, тыс. руб.

$K_{ликв}$  – ликвидационная стоимость демонтированных горелочных устройств,  $K_{ликв} = 3015$  тыс. руб. [60].

$\Delta u$  – экономия текущих затрат, тыс. руб./год

$$T_{ок} = \frac{131735 - 3015}{30647,7} = 4,2 \text{ года}$$

Таким образом, замена горелочных устройств котла П-57 является экономически целесообразной ввиду того, что срок окупаемости не превышает принятых в настоящее время 5 лет.

## 10.2 SWOT – анализ вариантов проектных решений

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) и Threats (угрозы).

Проведем анализ двух вариантов: без замены горелочных устройств и с заменой горелочных устройств.

						Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	



SWOT-анализ варианта без замены горелочных устройств приведен в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – SWOT-анализ варианта без замены горелочных устройств

<b>S:</b> Сильные стороны	<b>W:</b> Слабые стороны
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие капитальных затрат</li> <li>2. Знакомое оборудование для персонала</li> <li>3. Наличие средств на внедрение других инноваций.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Устаревшее, изношенное оборудование</li> <li>2. Затраты, связанные с ремонтом и заменой оборудования</li> <li>3. Низкий КПД котельного агрегата</li> <li>4. Большой расход топлива, сжигаемого в котельном агрегате</li> <li>5. Высокая аварийность</li> </ol>
<b>O:</b> Благоприятные возможности	<b>T:</b> Угрозы
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Устойчивый спрос на электрическую энергию</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышение цен на энергоресурсы и на их транспортировку</li> <li>2. Изменение курсов валют</li> </ol>

SWOT-анализ варианта с заменой горелочных устройств приведен в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – SWOT-анализ варианта с заменой горелочных устройств

<b>S:</b> Сильные стороны	<b>W:</b> Слабые стороны
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Стабильная работа оборудования</li> <li>2. Повышение надежности и безопасности котельного агрегата</li> <li>3. Повышение КПД котельного агрегата</li> <li>4. Снижение расхода топлива</li> <li>5. Простота обслуживания и ремонта</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Значительные капитальные затраты</li> <li>2. Отсутствие системы материальной заинтересованности работников в результате деятельности предприятия</li> </ol>
<b>O:</b> Благоприятные возможности	<b>T:</b> Угрозы
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Появление на рынке более совершенного теплоэнергетического оборудования</li> <li>2. Поддержка со стороны властей</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рост цен на оборудование</li> <li>2. Повышение цен на энергоресурсы и на их транспортировку</li> <li>3. Низкий уровень инвестиций в стране</li> <li>4. Изменение курсов валют</li> </ol>

Вывод: Из анализа вариантов видно преобладание сильных сторон второго варианта (с заменой горелочных устройств), что позволяет сделать вывод о целесообразности данного проекта.

### 10.3 Планирование целей предприятия и проекта

									Лист
									116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				

### 10.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания



Рисунок 10.1 – Пирамида целеполагания

**Видение** – повышение эффективности бизнеса, формирование стабильного положительного тренда развития, повышение капитализации Общества.

**Миссия** – производство энергии, улучшающей жизнь нынешних и будущих поколений. Внедрение инновационных решений для эффективного использования ресурсов и обеспечения энергоснабжения регионов.

**Цели:**

1. Обеспечить повышение эффективности работы станции и надежность поставок электроэнергии и тепла на 1,5% к 31.12.2018;
2. Завершить замену горелочных устройств котла П-57 до 31.12.2018.

**Стратегия** включает в себя производство, топливообеспечение, сбыт и направлена на поддержание высокого уровня конкурентоспособности, обеспечение требуемого объема доступных рабочих мощностей с высоким уровнем эффективности и надежности.

**Функции управления:** управлять, планировать, руководить, контролировать, мотивировать.

### 10.3.2. Планирование целей проекта в дереве целей

**Дерево целей** – структурная модель, показывающая соподчиненность и связь целей подразделения в иерархии управления.

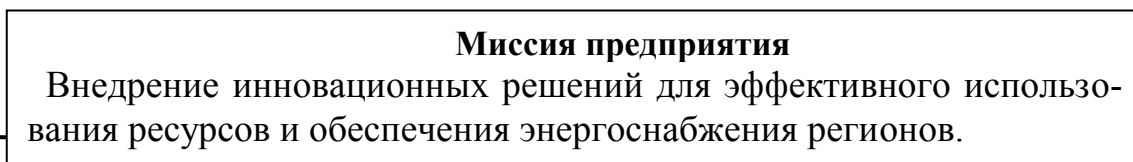




Рисунок 10.2 – Дерево целей замены горелочных устройств котла П-57  
**10.3.3 Поле сил эффективности реализации проекта**

Поле сил характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития, которые определяются соотношением сил реализации цели и сдерживающих сил, этому препятствующих.

**Движущие силы:**

1. Наличие финансовых ресурсов является сильным фактором, т. к. реализация проекта при отсутствии финансирования не возможна.
2. Экономия топлива также является сильным фактором, поскольку способствует снижению текущих затрат.
3. Повышение надежности оборудования является средним фактором, т. к. приводит к повышению стабильной работе оборудования и снижению количества аварийных остановов.

**Сдерживающие силы:**

1. Вероятность задержки в поставке нового оборудования и проведении монтажных работ является сильным фактором, т. к. в процессе проведения работ возможен рост цен на оборудование.
2. Остановка работы энергоблока на период проведения монтажных работ является средним фактором, т. к. приводит к снижению доходов предприятия.

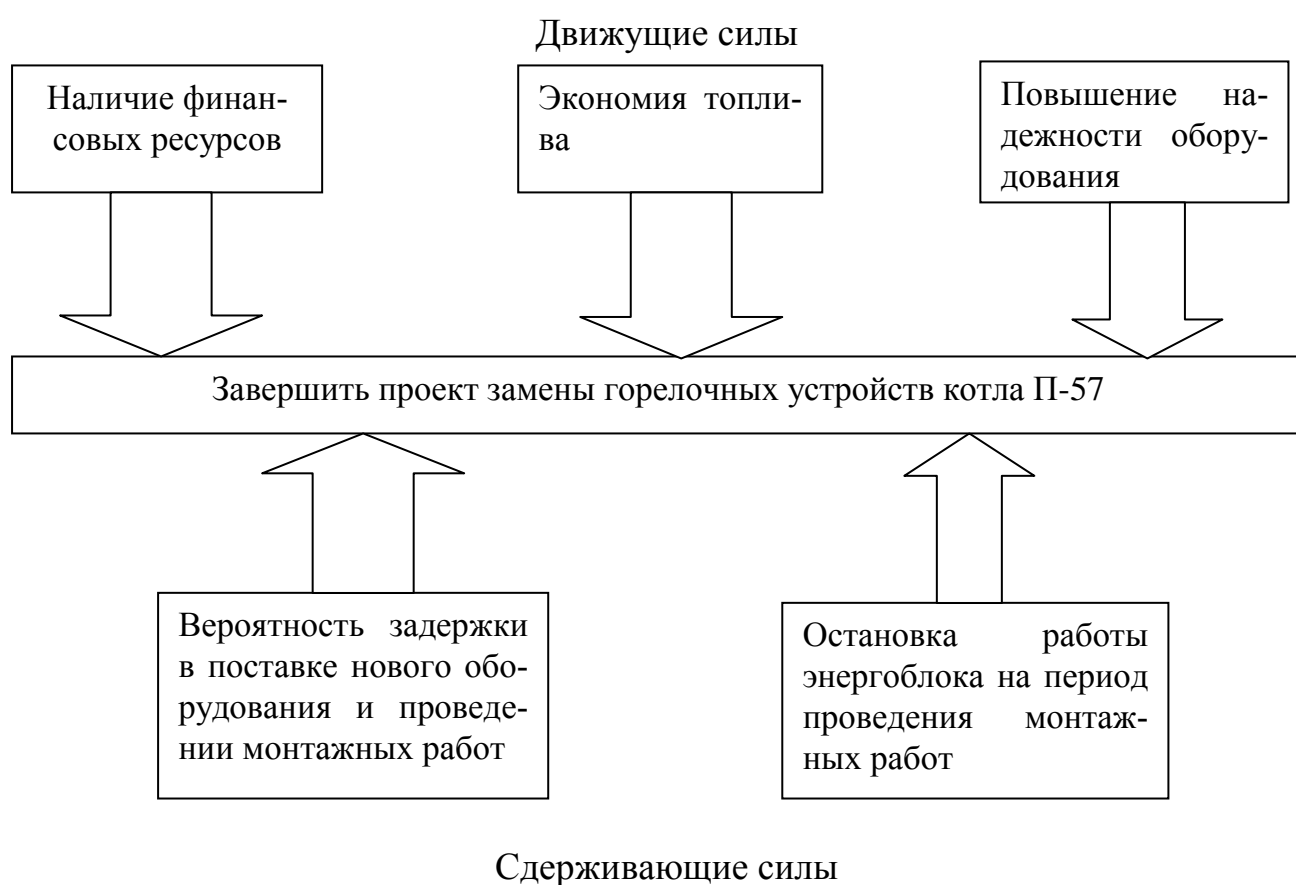


Рисунок 10.3 Поле сил реализации проекта

Вывод: Анализ поля сил показал, что на данном предприятии движущие силы преобладают над сдерживающими. Следовательно, выполнение данного проекта целесообразно для предприятия.

### 10.3.4 Ленточный график Ганта

Диаграмма Ганта – это популярный тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации плана, графика работ по какому-либо проекту. Является одним из методов планирования проектов. Используется в приложениях по управлению проектами. В настоящее время диаграмма Ганта является стандартом де-факто в теории и практике управления проектами, по крайней мере, для отображения структуры перечня работ по проекту.

Таблица 10.6 – План-график Ганта по реализации целей проекта

Наименование этапа	2018 год												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Расчет и анализ надежности работы энергетического оборудования	■												
Произвести экономический расчет проекта		■											
Подготовить и утвердить сметный расчет проекта		■											
Исследовать вопрос о целесообразности предложенного проекта			■										
Разработка проекта				■									
Заключение договоров на выполнение работ				■									
Поиск поставщиков оборудования и закупка нового оборудования				■	■								
Демонтаж старых горелочных устройств					■	■	■						
Монтаж новых горелочных устройств								■	■	■	■		
Пуско-наладочные работы												■	

#### 10.4 Основные технико-экономические показатели проекта

Основные технико-экономические показатели проекта приведены в таблице 10.7.

Таблица 10.7 – Основные технико-экономические показатели проекта

Показатели	Единицы измерения	Величина
------------	-------------------	----------

1. Капитальные затраты в том числе:	тыс. руб.	131735
- разработка проекта	тыс. руб.	3520
- приобретение горелочных устройств, разработанных ВТИ	тыс. руб.	108600
- дополнительные материалы для монтажа	тыс. руб.	115
- транспортировка до места монтажа	тыс. руб.	10980
- демонтажные работы	тыс. руб.	2680
- монтажные работы	тыс. руб.	5360
- пуско-наладочные работы	тыс. руб.	480
2. Текущие затраты:		
- до замены горелочных устройств	тыс. руб./год	960372,7
- после замены горелочных устройств	тыс. руб./год	929725,0
3. Экономия текущих затрат	тыс. руб./год	30647,7
4. Срок окупаемости проекта	год	4,2

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был проведен тепловой расчет парового котла П-57. Кроме этого, был проведен расчет горелочных устройств, где были определены скорость пылевоздушной среды и вторичного воздуха.

В разделе «Экология» проведен расчет выбросов золы, окислов серы, окислов азота, а также поверочный расчет соответствия высоты дымовой трубы. В седьмой главе рассмотрен вопрос автоматизации пароводяного тракта котла. В на-

						Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	

учной части рассмотрены вопросы сжигания твердого топлива, типы пылеугольных горелок, исследования образования оксидов азота в пылеугольных котлах, методы снижения образования оксидов азота в пылеугольных котлах, определен расход топлива подаваемого в топку котла до и после замены горелочных устройств.

В разделе «БЖД» выполнен анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и установлен класс условий труда по каждому фактору. Так же был произведен обзор литературных источников, способствующих разработке данной выпускной квалификационной работы.

В экономической части был произведен технико-экономический расчет проекта. Определен срок окупаемости проекта, который составил 4,2 года. Построен ленточный график Ганта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ (ред. от 18.07.2011) «О теплоснабжении» // Российская газета N 168 от 30 июля 2010. – 51 с.

2 Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета № 5050 (226) от 27 ноября 2009. – 44 с.

						Лист
					13.04.01.2018.338.08 ПЗ	122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 3 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» // Российская газета №6 от 12 января 2002. – 41 с.
- 4 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 (ред. от 10.11.2015) «О противопожарном режиме» // Собрание законодательства Российской Федерации N 19 от 7 мая 2012. – 15 с.
- 5 «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» от 13 ноября 2009 года. – <http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy>.
- 6 «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года. – <http://www.gku74.ru/Upload/files/стратегия.pdf>
- 7 Федеральный закон Российской Федерации от 21 июля 2014 г. N 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации. 2014.
- 8 ГОСТ 12.0.002.-80 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 9 ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- 10 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
- 11 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- 12 ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум, общие требования безопасности».
- 13 ГОСТ 12.1.012-90(96) «Вибрационная безопасность. Общие требования».
- 14 ГОСТ 23120-78. «Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия».
- 15 ГОСТ 12.2.062-81. «ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные».
- 16 ГОСТ 12.1.019-79 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит».
- 17 ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».
- 18 ОСТ 24.030.26-72 Горелки вихревые, пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками. Методы расчета и проектирования.
- 19 СанПин 2.2.4.548-96 «Технические требования к микроклимату производственных помещений».
- 20 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Правила проектирования».
- 21 СН 3223-85 «Санитарные нормы допустимых уровней шума на рабочих местах» с изменениями и дополнениями от 29.03.1998 года №122-6/245-1.
- 22 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий».
- 23 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие по выполнению дипломного проекта для студентов энергетического факультета / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 46 с.

						Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ	



24Алехнович, А.Н. Топочно-горелочные устройства пылеугольных котлов. Снижение выбросов $\text{NO}_x$ и шлакования: учебное пособие / А.Н. Алехнович.– Челябинск: Цицero, 2011. – 126с.

25Архаров, А.М. Теплотехника: учебник для втузов/ А.М. Архаров, И.А. Архаров, В.Н. Афанасьев и др. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004.– 450 с.

26Айзен, Б.Г. Горелочные устройства котлов ЗиО./Б.Г.Айзен, И.Е.Ромашко, И.А. Сотников. –М.: Энергоатомиздат, 1984. – 144 с.

27 Бабий, В.И. Механизм образования и способы подавления оксидов азота в пылеугольных котлах./В.И. Бабий, В.Р. Котлер, Э.Х. Вербовецкий// Энергетик. 1996. № 6.

28 Бабий, В.И. Горение угольной пыли и расчет пылеугольного факела./В.И.Бабий, Ю.Ф. Куваев. –М.: Энергоатомиздат, 1986. – 208 с.

29 Беликов, С.Е. Котлы тепловых электростанций и защита атмосферы./С.Е. Беликов, В.Р. Котлер. –М.: Аква-Терм, 2008.– 212 с.

30 Белов, С.В. Безопасность жизнедеятельности / С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др., 7-е изд., стер. – М.: Высшая школа, 2007. – 616 с.

31 Блинов, Е.А. Топливо и теория горения. Раздел – подготовка и сжигание топлива: Учебно-методический комплекс (учебное пособие) / Е.А. Блинов. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2007. –119 с.

32Богомолов, В.В. Энергетические угли восточной части России и Казахстана./В.В.Богомолов, Н.В. Артемьева. –Челябинск: УралВТИ, 2004. – 304 с.

33 Бойко Е.А. Котельные установки и парогенераторы: Учебное пособие. Красноярск: КГТУ, 2005. 292 с.

34Видин, Ю.В. Теоретические основы теплотехники. Тепломассообмен: учебное пособие / Ю.В. Видин, В.М. Журавлев, В.В. Колосов. – Красноярск: Изд-во ИПЦ КГТУ, 2005.– 565 с.

35Гордеев, В.В. Опыт сжигания экибастузских углей в котлах энергоблоков 500 МВт Экибастузских ГРЭС/В.В. Гордеев, И.А. Сотников, А.А.Смышляев и др.;// Теплоэнергетика, № 9, 1999. С.

36Грибанов, А.И. Защита окружающей среды при работе теплоэнергетических систем. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ 2001. – 71 с.

37Грибанов, А.И. Расчёт дымовой. Методическое пособие. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 23 с.

38Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник /О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев– М.: Изд-во МЭИ, 2010.– 451с.

39Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4)/А.В. Клименко. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.– 600 с.

40 Котлер В.Р., Камерон С.Д., Грехов Л.Л. Подавление оксидов азота путем использования новых конструкций пылеугольных горелок. Теплоэнергетика, №7, с.75 – 80, 1996.

41Левит Г.Т. Пылеприготовление на тепловых электростанциях. М.: Энергоатомиздат, 1991. – 384 с.

										Лист
										124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ					

42 Назмеев, Ю.Г. Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС: Справочное пособие. / Ю.Г. Назмеев, Г.Р. Мингалеева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2005. – 480 с.

43 Никифоров, А.С. Спецвопросы сжигания топлива. Учебное пособие. / А.С. Никифоров. – Павлодар: Инновац. Евраз, ун-т, 2009. – 244.

44 Основы современной энергетики: Учебник для вузов. В двух частях/ под. общей ред. Е.В. Аметистова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003. Часть 1. А.Д. Трухний, А.А. Макаров, В.В. Клименко. Современная теплоэнергетика. – 376 с., ил.

45 Поверочный расчет горелочных устройств: методическая разработка к курсовой работе по курсу «Основы теории горения топлив» / сост. В.А. Мунц, Е.Ю. Павлюк. Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005 г. 20 с.

46 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 336 с.

47 Росляков П. В. Малотоксичные горелочные устройства: учебное пос./ П.В. росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 64 с.

48 Соколов, Н.В. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (нормативные материалы) / под общ. ред. Н.В. Соколова и М.Л. Кисельгофа. – Л.: НПО ЦКТИ; ВТИ, 1971. – 312 с.

49 Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб./ Л.С. Стерман, Л.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – М.: МЭИ, 2004. – 424 с.

50 Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). — Изд. 3-е, перераб. и доп. — СПб. : НПО ЦКТИ, 1998. — 256 с.

51 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара/ С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – Москва: Издательство «Энергия», 1980. – 423 с.

52 Кириллин, В.А. Техническая термодинамика/ В.А. Кириллин, В.В. Сычев, А.Е. Шейндлин. – Москва: «Энергоатомиздат» 1983. – 407 с.

53 Трёмбовля, В. И. Теплотехнические испытания котельных установок / В. И. Трёмбовля, Е. Д. Фингер, Л. А. Авдеева. — М. : Энергоатомиздат, 1991. – 295 с.

54 Хзмалян, Д.М. Теория горения и топочные устройства. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений/ Д.М. Хзмалян, Я.А. Кагаян. – М.: Энергия, 1976. – 488 с.

55 Шагалова, С.Л. Сжигание твердого топлива в топках парогенераторов/ С.Л. Шагалова, И.Н. Шницер. – Л. «Энергия», 1976.

56 Энергосбережение и водоподготовка. Издательство: ЭНИВ (Москва) №4 2010. Методы снижения эмиссии оксидов азота на пылеугольных котлах.

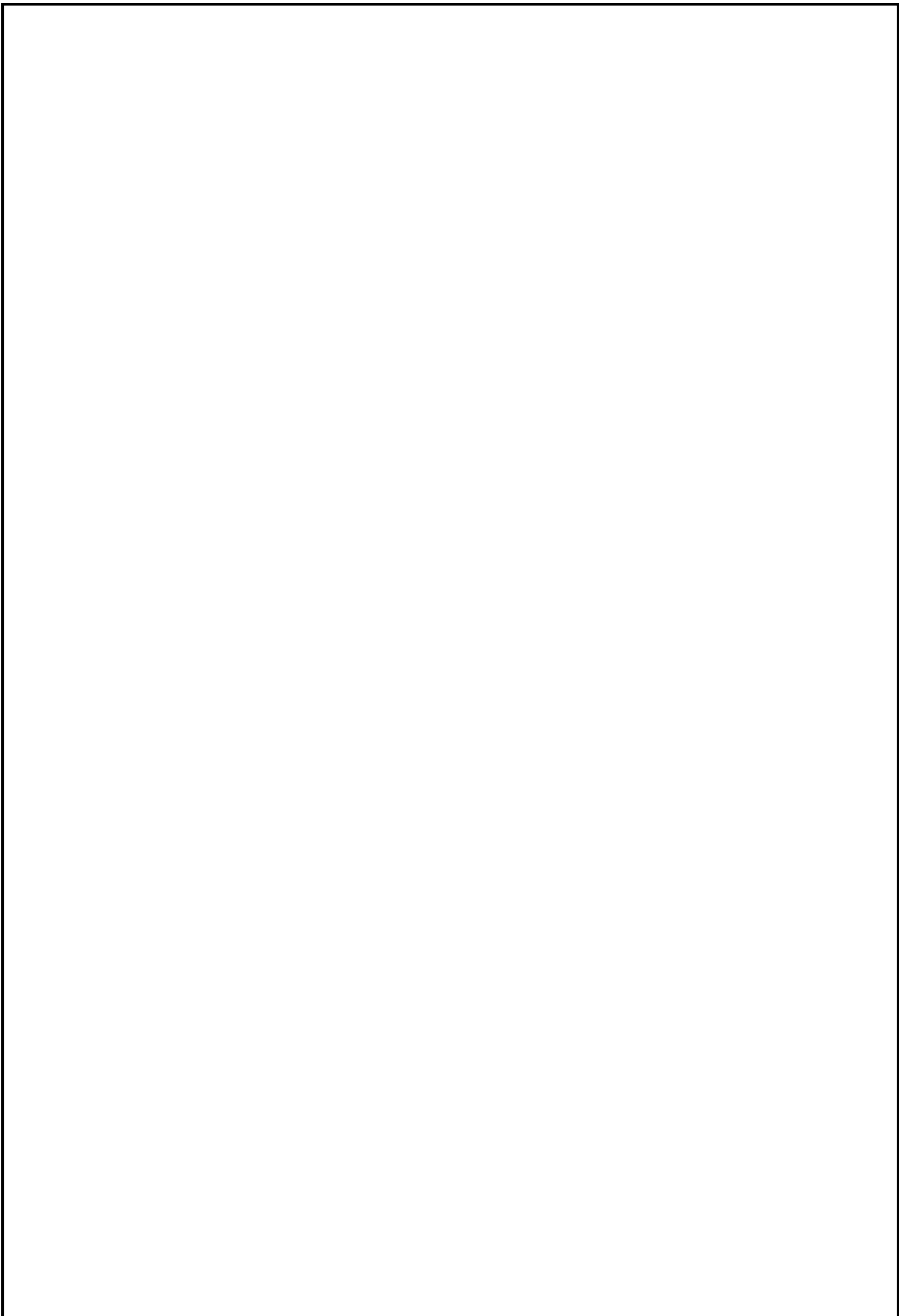
57 Горелки пылеугольные вихревые. – URL.: <http://www.rosteplo.ru>.

58 Техническая информация. – URL.: <http://vti.ru/files/public>.

59 Данные ПТО Троицкой ГРЭС.

60 Данные ПЭО Троицкой ГРЭС.

									Лист
									125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.338.08 ПЗ				



					<i>13.04.01.2018.338.08 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>126</i>