

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

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПРОВЕРЕНА

Рецензент,  
Заместитель начальника КТЦ  
ПАО «Фортум» ЧТЭЦ-2  
\_\_\_\_\_ И.С.Стейнников  
« \_\_\_\_ »- \_\_\_\_\_ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

**Реконструкция газовоздушного тракта котла ст.№2 БКЗ-210-140Ф  
АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-2» путем замены труб Вентури**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2020.905.05 ПЗ ВКР

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

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

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

Автор работы  
студент группы ПЗ–579  
\_\_\_\_\_ В.Н.Инякин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

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

## АННОТАЦИЯ

Инякин В.Н. Реконструкция газозвдушного тракта котла ст. № 2 БКЗ-210-140Ф АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-2» путем замены труб Вентури. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗФ; 2020, 88 с., 5 ил., библиогр. список – 62 наим., 6 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1.

На ТЭЦ 2 ПАО «ФОРТУМ» предложен вариант Реконструкция газозвдушного тракта котла ст.№2 БКЗ-210-140Ф АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-2» путем замены труб Вентури.

Предложенная реконструкция газозвдушного тракта позволит увеличить межремонтный период оборудования, что в свою очередь приведет к уменьшению эксплуатационных расходов.

В первой главе описывается обоснование и актуальность реконструкции.

Во второй главе приведен обзор литературных источников.

В третьей главе произведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологии.

В четвертой главе произведена реконструкция и тепловой расчет котла БКЗ-210-140-ф.

В пятой главе рассмотрены вопросы энергосбережения.

В шестой главе решены вопросы экологии.

В седьмой главе выбрано оборудование для автоматизации.

В восьмой главе произведен анализ опасных и вредных произведённых факторов, рассмотрены мероприятия по снижению.

В девятой главе сделан технико-экономический расчет и решены мероприятия по реализации проекта.

В заключении подведены итоги принятых технологических решений.

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Студент	Инякин В.Н.				Реконструкция газозвдушного тракта котла ст.№2 БКЗ-210-140Ф АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-2» путем замены труб Вентури		
Руковод.	Пашнин С.В.						
					В	К	Р
Н. контр.	Алабугина Р.А.				ЮУрГУ		
Зав. каф.	Осинцев К.В.				Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»		
					3 88		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА .....	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА .....	10
4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА СТ. № 2 БКЗ 210-140Ф АО «ФОРТУМ» ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-2 ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ТРУБ ВЕНТУРИ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.1 Технические характеристики котла БКЗ 210-140Ф.....	13
4.4 Аэродинамический расчет золоуловителя .....	39
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	44
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	50
6.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий из дымовых труб.....	50
6.2 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ .....	50
6.3 Определение высоты дымовой трубы.....	52
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	56
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	66
8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	66
8.2 Нормирование вредных и опасных производственных факторов. Организация мероприятий защиты .....	67
8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования .....	71
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ .....	74
9.1 Техничко-экономический расчет .....	74
9.2 SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции.....	78
9.3 Планирование целей предприятия и проекта.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	82
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	83

									лист
									4
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				



На ТЭЦ работают 4 паровые турбины (2×ПТ-60-130/13 и 2×Т-100-130) и 9 энергетических котлов (из которых 8 могут быть переведены на сжигание угля) и 2 пиковых водогрейных котельных агрегата.

Строительство теплоцентрали осуществлялось в 2 очереди:

- 1-я очередь включала в себя: 2 паровые турбины ПТ-60-130/13;
- 2-я очередь включала в себя: 2 турбины Т-100-130.

Ввод в эксплуатацию первого турбогенератора мощностью 60 МВт и парового котла БКЗ-210-140Ф был произведен 01.12.1962 г.

В качестве основного топлива для производства тепловой и электрической энергии используется бурый уголь. У энергетических котлов ТЭЦ есть возможность работать на природном газе. В годовом топливном балансе газ и уголь составляют по 50 %.

По данным Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала, потребление электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в 2019 г. составило 35 578,3 млн кВт·ч, что на 0,1 % больше объема потребления за 2018 г.

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Челябинской области за 2019 г. на 0,9 % меньше выработки за 2018 г. и составила 28 542,3 млн кВт·ч.

Потребление электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в декабре 2019 г. на 1,7 % меньше объема потребления, чем за декабрь 2018 г. и составило 3290,2 млн. кВт·ч.

Электростанции энергосистемы Челябинской области в декабре 2019 г. выработали на 1,4 % меньше выработки, чем за декабрь 2018 г. и что составило 2695,5 млн кВт·ч электроэнергии.

За счет перетоков со смежными энергосистемами покрывался дефицит электрической энергии в энергосистеме Челябинской области, его суммарная величина в декабре 2019 г. на прием составила 594,7 млн кВт·ч. Суммарный переток электроэнергии за 2019 г. составил 7036,0 млн кВт·ч, аналогичный показатель за 2018 г. составил 6740,3 млн кВт·ч [56].

Наиболее актуальна заявленная тема для сжигания углей Майкубенского бассейна республики Казахстан. Как показало сжигание опытных партий угля, золоотложения в горловинах труб мешают свободному прохождению дымовых газов и влечет к снижению нагрузки котла из-за повышенного аэродинамического сопротивления в системе очистки уходящих газов.

Руководством станции было принято решение о постепенном переводе котлов 1-й очереди на сжигание только Казахстанских углей. Так замена труб Вентури в перспективе сохранит заявленные паспортные характеристики котлов.

										лист
										6
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

# 1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА

Основой развития любой отрасли экономики либо региона является энергетика. Темпы роста производства, его технический уровень, производительность труда, и, как следствие, уровень жизни людей в большой степени определяются развитием энергетики. Основным источником энергии в России и других странах мира в настоящее время и будет, вероятно, оставаться в обозримом будущем является тепловая энергия, которая получается от сгорания газа, нефти, торфа, угля, горючих сланцев.

В настоящее время перед нами стоит дилемма: без энергии нельзя обеспечить благополучия людей, однако с другой стороны – сохранение существующих темпов ее производства и потребления может привести к разрушению окружающей среды, и в конечном итоге – к снижению жизненного уровня людей и даже нанести серьезный ущерб человеческой популяции, которая повлияет на генетический код человека.

Развитие теплоэнергетики и непрерывное ужесточение санитарных требований к чистоте атмосферного воздуха приводит к обострению проблемы защиты воздушного бассейна от выбросов летучей золы.

В суммарном выбросе твердых аэрозолей промышленными предприятиями доля тепловых электростанций весьма значительна. Это говорит о том, что резкое повышение требований на электростанциях, которые сжигают твердое топливо, к очистке дымовых газов от золы, осуществляемых в РФ и за рубежом в основном с помощью двух типов золоуловителей – мокрых аппаратов и электрофильтров.

Для данной электростанции при выборе типа золоулавливающих установок учитывают совокупность ряда факторов, к примеру, такие как мощность котельного агрегата, сорт топлива, уровень капитальных и эксплуатационных затрат на газоочистку, и в некоторых случаях экономическую целесообразность использования уловленной золы в народнохозяйственных целях. Область применения мокрых золоуловителей на тепловых электростанциях с учетом всех этих факторов достаточно обширна.

Большинство отечественных котельных агрегатов единичной мощностью до 200 МВт включительно оборудовано подобными аппаратами. Степень очистки дымовых газов в них должна удовлетворять действующим нормативным требованиям с учетом санитарного законодательства, а также и условиям надежной работы дымососов с точки зрения предотвращения их золотого износа. В зависимости от сорта топлива при этом требуемая степень очистки может быть различной, а в ряде случаев может достигать очень высоких значений. Так при очистке продуктов сгорания некоторых многозольных топлив эффективность улавливания должна быть не менее 97 %. Еще одним не маловажным требованием к таким аппаратам является обеспечение длительной эксплуатационной надежности при минимальных ремонтно-эксплуатационных затратах [38].

Перечисленным требованиям среди мокрых золоулавливающих аппаратов в наибольшей мере удовлетворяют золоуловители с трубой Вентури.

										лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

В конфузор трубы Вентури одновременно с распыленной орошаемой жидкостью поступают дымовые газы. Скорость потока увеличивается в зависимости от сужения конфузора и достигает 50–120 м/с.

В диффузоре образуется слой тумана, в котором осаждаются мелкодисперсные частицы и уходят в шламовый отсек трубы Вентури. После труб Вентури устанавливаются батареи каплеуловителей, в которых происходит отделение жидкости от дымовых газов, это уменьшает потери орошаемой жидкости уносом. Отделяемая жидкость при этом уходит в шламовый отсек каплеуловителей. Очищенный газ направляется в дымовую трубу. Багерным насосом со шламового коллектора жидкость направляется в гидроциклон, в котором происходит отделение механических частиц от орошаемой жидкости. Твердые частицы со шламового отсека гидроциклона попадают в грязевой отсек фильтра – отстойник. Открытие сбросного клапана происходит по мере заполнения грязевого отсека. После этого весь шлам выкачивается из дренажного приемка в систему золоудаления.

Для обеспечения необходимого качества после прохождения гидроциклона орошаемой жидкости установлены последовательно фильтр – ячейки. По мере их загрязнения включается рециркуляционный насос и вибрационная установка, с помощью которых обеспечивается пропускная способность фильтр – ячеек.

Для увеличения эффективности угольных станций разработано большое количество очистных сооружений. В данной работе будет рассмотрена реконструкция газоздушного тракта котла ст. № 2 БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 путем замены труб Вентури с круглого сечения на прямоугольное сечение.

Данный тип золоуловителя имеет низкое аэродинамическое сопротивление благодаря увеличенному проходному сечению горловины.

Для предотвращения образования отложений проведена реконструкция и установлен мокрый слабонаклонный скоростной золоуловитель (МС ВТИ) прямоугольного сечения, который позволяет реализовать способ предупреждения опасного роста отложений благодаря интенсивному эрозионному разрушению отложений грубыми частицами летучей золы. Данный тип золоуловителя имеет низкое аэродинамическое сопротивление благодаря увеличенному проходному сечению горловины.

										лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Проект разрабатывается и реализуется в соответствии с «Энергетической стратегией России до 2030 года» от 13 ноября 2009 г. [3] и «Стратегией социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» [4].

При выполнении данного проекта была использована следующая основная учебно-методическая литература:

– СП 89.13330.2012. Котельные установки / Актуализированная редакция СНиП II-35-76 [18];

– СП 43.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий [19].

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен в соответствии с нормативным методом.

Основным документом при написании раздела «Энергосбережение» является Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1].

Раздел «Вопросы экологии» выполнен в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [2].

Решения по автоматизации котла-утилизатора приняты в соответствии с ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» [12].

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовались такие нормативные документы как:

– ГОСТ 12 0 003-80. Опасные и вредные производственные факторы [13];

– ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И–1.01.86. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит [14];

– ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [15];

– ПБ 10-573–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» [25];

– ПБ 10-574–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» [26];

– ПБ 10-575–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации электрических котлов и электрокотельных» [27];

– ПБ 03-576–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [28] и другие.

При написании данной работы были использованы различные источники: законодательно-нормативные акты, учебные пособия, экономические периодические издания, исторические, монографические и аналитические методы.

										лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА

Рассмотрим более подробно газовые котлы отечественного производства.

ОАО «Жуковский машиностроительный завод» производит достаточно популярные газовые котлы серий АОГВ и АКГВ. АОГВ – это одноконтурные котлы с встроенной атмосферной горелкой, АКГВ – двухконтурные котлы. Оба могут быть использованы в системах водяного отопления с естественной и принудительной циркуляцией теплоносителя при ограничении давления до 1,5 атм. Мощность аппаратов от 11,6 до 29 кВт. Корпус котлов покрыт белой порошковой эмалью. Котлы обеих серий оснащены автоматическими системами регулирования и безопасности. В случае, когда пламя запальной горелки внезапно погасло, в сети давление газа упало ниже допустимого либо нарушилась тяга в дымоходе, полностью прекращается подача газа. Система безопасности не требует подключения к электросети, т. к. функционирует от ЭДС, которая вырабатывается термопарой, встроенной в котел. Котлы АКГВ-23,2 и АОГВ-23,2 оборудованы блоком автоматики фирмы Honeywell (Америка). Все газовые котлы Жуковского машиностроительного завода работают на природном газе низкого давления [57].

Трубы Вентури с регулируемой прямоугольной горловиной большого сечения достаточно хорошо показали себя на практике. В большинстве случаев устанавливают две трубы, которые работают параллельно с не полностью открытой горловиной, это необходимо во избежание излишне больших размеров и в целях некоторого резервирования. При выходе из строя одной трубы другая будет работать с повышенной пропускной способностью, это необходимо во избежание излишних больших размеров..

При улавливании высокодисперсных пылей применяют компоновки с последовательным включением двух труб с прямоугольной регулируемой горловиной. При то, что первая по ходу газов труба работает с малым перепадом давления, подготавливая газы к очистке, а вторая работает в режиме тонкой очистки. Эти схемы широко применяют при очистке газов ферросплавного и конвертерного производства.

Интересна батарейная компоновка труб Вентури системы «Соливор», предложенная французской фирмой «Ирсид-Кафл», которая работает с использованием конденсационного эффекта (рисунок 1, а). Система состоит из 4 ступеней, расположенных друг за другом (рисунок 1, б), в каждой из них размещено несколько низконапорных труб Вентури. Запыленный газовый поток поступает в входную камеру, где насыщается влагой вследствие орошения тонкораспыленной жидкостью. При этом происходит осаждение крупных частиц пыли. Газы, насыщенные влагой, поступают в трубы Вентури первой ступени. В конфузоре давление газа падает, что сопровождается испарением капель влаги, которые содержатся в газе. Вследствие увеличения давления в диффузоре происходит конденсация водяных паров на частицах пыли, которые быстро укрупняются и осаждаются с помощью грубораспыленной воды. Освобожденные от укрупненных частиц газы направляются во вторую ступень, где процесс

повторяется, и т. д. Четырех ступеней оказывается достаточно для того, чтобы частицы пыли средним диаметром 0,3 мкм улавливались на 99,9 %.

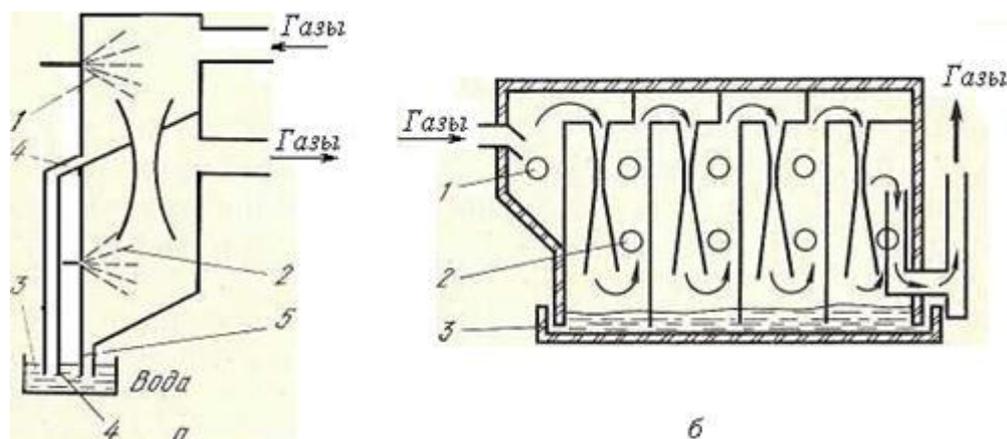


Рисунок 1 – Конденсационная система труб Вентури («Соливор»):

1 – форсунка тонкого распыления; 2 – форсунка грубого распыления;  
3 – резервуар-отстойник; 4 – вывод крупных частиц; 5 – вывод мелких частиц

Рассмотрим газовые котлы зарубежного производства.

Японская фирма RINNAI [58]. На российском рынке хорошо зарекомендовал себя двухконтурный котел RINNAI, специально адаптированный к нашим условиям. RINNAI работает бесперебойно, несмотря на периодические перепады давления газа, в отличие от большинства западных котлов. Также к достоинствам этого котла относятся:

- миниатюрные размеры, которые позволяют поместить котел даже на кухне либо в ванной комнате;
- бесшумная работа вентиляторной горелки особой конструкции;
- принудительный отвод продуктов сгорания через специальный дымоход;
- широкий диапазон автоматического регулирования мощности (от 25 до 100 %), что позволяет в свою очередь значительно уменьшить расход газа и увеличить срок службы теплообменника;
- практически полное сгорание топлива;
- высокая надежность и долговечность.

Котел RINNAI работает как на природном, так и на сжиженном газе.

Отечественные товары перестали быть «самыми лучшими в мире», очевидно уступая импортным аналогам как по качеству, так и по дизайну. Без сомнений, водогрейные котлы, которые выпускаются знаменитыми зарубежными компаниями, обладают рядом следующих весомых достоинств:

- элегантный, соответствующий современным тенденциям дизайн;
- удобные габаритные размеры;
- простота эксплуатации, которая обусловлена высокой степенью автоматизации работы котла (такое достоинство зарубежных котлов является одновременно является и их недостатком

- т. к. вышедшую из строя автоматику сложнее и накладнее ремонтировать);
- полная готовность только что купленного котла к установке;
  - высокий КПД работы;
  - контроль температуры в контуре отопления с помощью регулирующего термостата;
  - высокая безопасность оборудования, которая обеспечена несколькими степенями защиты.

Но у зарубежных котлов есть и недостатки, на которые не стоит закрывать глаза, а именно: дороговизна самого оборудования и его монтажа, которая становится еще более впечатляющей, если учитывать, что все комплектующие на отопительную систему должны соответствовать качеству водогрейного котла. Использование дешевых комплектующих в целях экономии может существенно сократить срок службы. Следующий недостаток зарубежных котлов связан с тем, что электрические и газовые генераторы тепла большинства западных фирм не приспособлены к российским особенностям подачи электроэнергии и газа. И здесь также не обошлось без исключений: конструкция водогрейных котлов японской фирмы RINNAI и немецкой компании Viessmann предусматривает работу оборудования в условиях нестабильной подачи энергии [59].

						<i>лист</i>
					<i>13.03.01.2020.905.05 ПЗ</i>	<i>12</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА СТ. №2 БКЗ 210-140Ф АО «ФОРТУМ» ФИЛИАЛ «ЧЕЛЯБИНСКАЯ ТЭЦ-2» ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ТРУБ ВЕНТУРИ

### 4.1 Технические характеристики котла БКЗ 210-140Ф

Котел БКЗ-210-140Ф однобарабанный, вертикальный, двух ступенчатым испарением, водотрубный с естественной циркуляцией, с выносными циклонами, с факельным сжиганием твердого топлива имеет характеристики, представленные в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики котла БКЗ-210-140Ф

Наименование величин	Величина
Тип котла	БКЗ-210-140Ф
Обозначения котла по ГОСТу	Е-210/140 Н
Паровая производительность	210 т/час
Тепловая производительность	124,6 Гкал/час
Давление в барабане котлов ст. № 1–3	155 кгс/см <sup>2</sup>
Давление в барабане котла ст. № 4	152 кгс/см <sup>2</sup>
Давление в барабане котлов ст. № 5–9	156 кгс/см <sup>2</sup>
Давление на выходе из котла	130 кгс/см <sup>2</sup>
Температура перегретого пара	550 °С ± 5 °С
Температура питательной воды	230 °С
Паровой	32 м <sup>3</sup>
Водяной	62 м <sup>3</sup>
При полном заполнении водой	100 м <sup>3</sup>

Котел имеет один сварной барабан с внутренним диаметром 1600 мм, с толщиной стенки 112 мм, который выполнены из стали 16ГНМА. Длина цилиндрической части барабана составляет 11 301 мм. В котле применена схема двухступенчатого испарения и соответствующие сепарационные устройства с барботажной промывкой пара питательной водой для получения качественного пара [44].

Сепарационные устройства первой ступени испарения расположены непосредственно в барабане котла.

Питательная вода из водяного экономайзера по 13 трубам 60x5,5 (сталь 20) поступает в питательные короба барабана, через отверстия в коробах 50 % питательной воды направляется на промывочные листы, протекает по ним и затем сливается в водяной объем барабана. Оставшиеся 50 % питательной воды из питательных коробов сливаются непосредственно в водяной объем барабана помимо промывочных листов [49].

Пароводяная смесь из экранной системы котла поступает в распределительные короба, которые расположены в барабане, откуда затем направляется во внутрибарабанные циклоны. Отсепарированная в циклонах вода сливается в водяной объем барабана. Пар, поднимаясь вверх, проходит через слой питательной воды, которая течет по промывочным листам.

Затем через пароприемный дырчатый щит, обеспечивающий равномерную по длине барабана работу парового объема, пар направляется в пароперегреватель котла.

Над опускаемыми трубами внизу барабана находятся антикавитационные решетки. Внутри барабана имеется перфорированная труба, которая необходима для ввода в котловую воду фосфатов. Для обеспечения равномерного прогрева барабана при растопках котла предусмотрен паровой разогрев барабана от постороннего источника насыщения паром давлением 40–150 кгс/см<sup>2</sup>.

Средний уровень воды в барабане на 200 мм ниже геометрической оси барабана. Допустимые отклонения уровня от среднего при нормальной работе котла не должны превышать  $\pm 50$  мм. Для слива избытков воды в барабане установлена труба аварийного слива.

Выносные паросепарационные циклоны 426x36 (сталь 20) являются сепарационными устройствами второй ступени испарения. Во вторую ступень испарения включены средние боковые блоки топки.

Выносной циклон состоит из улиточного ввода и двух цилиндрических участков. Пароводяная смесь из верхних камер средних боковых блоков топки подводится к улитке. Отжатая к стенке в циклоне вода затем стекает вниз, а пар проходит вверх через дырчатый пароприемный потолок и по трубам 133x10 (сталь 20) и направляется в паровой объем барабана. В нижней части циклона установлена крестовина, которая ликвидирует вращение воды и образование воронок над входом в опускаемые трубы, это необходимо для предотвращения попадания пара в опускающую систему циркуляционного контура.

Подвод питательной воды от барабана к циклонам осуществлен посредством труб 133x10 (сталь 20).

Для ликвидации перетоков солесодержания на котле предусмотрена линия переброса котловой воды из левого циклона в правую среднюю секцию бокового экрана и наоборот.

На котле также предусмотрена линия снижения кратности солесодержания, соединяющая левый блок циклонов с нижней камерой левого среднего заднего блока топки и используется по указанию химического цеха.

Уровень воды в барабане является величиной регулируемой. Средний уровень воды обязан поддерживаться постоянным при изменении нагрузки. Допускаемые отклонения уровня от среднего, при которых гарантируется нормальная работа котла по условиям надежности циркуляции и без ухудшения качества пара, не должны быть более  $\pm 50$  мм. Барабан оборудован двумя водоуказательными колонками. Для контроля за уровнем воды (предотвращения заброса ее в пароперегреватель), помимо этого, предусмотрена установка в барабане третьей верхней колонки. Для обеспечения равномерного подогрева барабана при

										лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

растопках предусмотрен его паровой обогрев, который насыщены паром от работающих котлов.

Снижение уровня ниже видимой части водомерного стекла, который установлен на барабане котла, считается «упуском» воды, а превышение его верхней видимой части – «перепиткой». Расстояние между этими критическими отметками составляет  $\approx 175$  мм.

#### 4.2 Принципиальная тепловая схема котла БКЗ 210-140Ф

Принципиальная тепловая схема БКЗ 210-140Ф представлена на рисунке 2 [36].

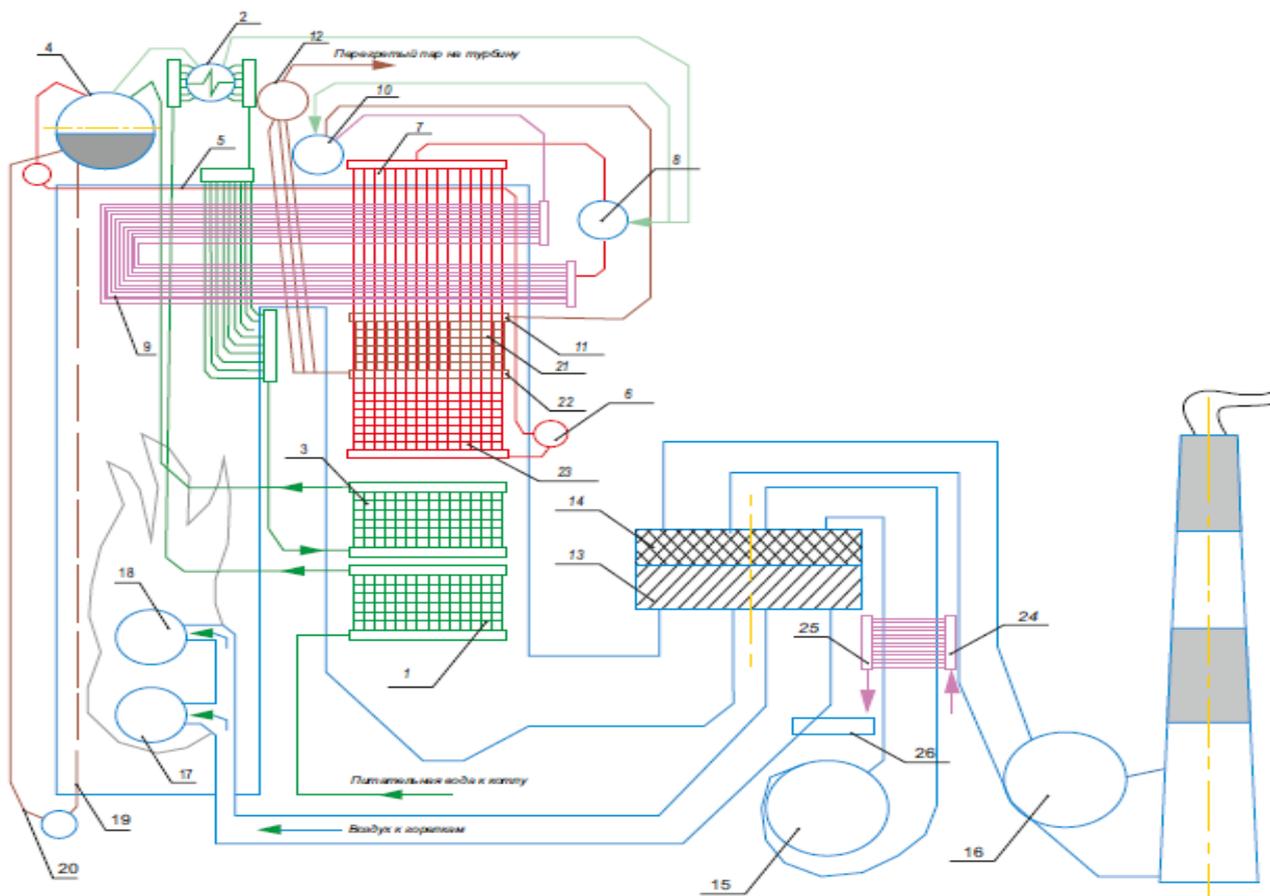


Рисунок 2 – Принципиальная тепловая схема БКЗ 210-140Ф:

- 1 – экономайзер первой ступени; 2 – установка собственного конденсата;
- 3 – экономайзер второй; 4 – барабан; 5 – потолочный пароперегреватель;
- 6 – входной коллектор; 7 – выходной коллектор; 8 – камеры впрыска 1 ст.;
- 9 – ширмовый пароперегреватель; 10 – камеры впрыска 2 ст.; 11 – входной коллектор п/п; 12 – паросборная камера; 13, 14 – пакеты воздухоподогревателя;
- 15 – дутьевой вентилятор; 16 – дымосос; 17 – нижние горелки; 18 – верхние горелки; 19 – экранные трубы; 20 – опускные трубы; 21 – пакет «горячего» пароперегревателя; 22 – выходная камера «горячего» пароперегревателя;
- 23 – пакет «холодного» пароперегревателя; 24 – подача пара на калорифер; 25 – сброс конденсата с калорифера

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

15

### 4.3 Тепловой расчет котла БКЗ 210-140Ф

Котлоагрегаты типа БКЗ-210-140 изготавливаются ООО «Барнаульский котельный завод» [48] и имеют следующие параметры:

- Паропроизводительность котла  $D = 210$  т/ч;
- Давление пара в барабане  $P_6 = 159$  ата;
- Давление пара на выходе  $P_{nn} = 140$  ата;
- Температура перегретого пара  $t_{nn} = 560$  °С;
- Температура питательной воды  $t_{пв} = 230$  °С.

Майкубенский бурогольный бассейн, включающий Шоптыкольское, Сарыкольское и Талдыкольские месторождения известен с начала XIX века. С 1941 г. на Шоптыкольском месторождении ведётся разработка угля небольшим карьером для местных нужд, а с 1987 г. крупным разрезом Майкубенским проектной мощностью 20 млн т/год. Добыча угля в 2006 г. составила 5,4 млн т. Планом развития разреза предусматривается наращивание добычи до 8,5 млн т к 2010 г.

На ТЭС Урала сжигаются угли (челябинский, экибастузский, кузнецкие, богословский) с низкими или средними шлакующими свойствами.

Шлакующие свойства майкубенского угля поставки с  $Ad \geq 22,0\%$  по совокупности показателей можно характеризовать как средние, а более низкой зольности как высокие. При сжигании угля с  $Ad = 13,0\%$  наличие и интенсивность образования железистых отложений в значительной мере будет определяться состоянием и оптимальностью эксплуатации оборудования. Майкубенский уголь с  $Ad \geq 22,0\%$  обладает наиболее благоприятными шлакующими свойствами по сравнению с другими исследованными ранее бурыми углями бывшего СССР.

Средние показатели качества сожжённого угля опытной партии:  $W_{tr} = 20,8\%$ ;  $Ad = 25,0\%$ ;  $Q_{ir} = 3970$  ккал/кг;  $S_{td} = 0,54\%$ ;  $V_{daf} = 42,0\%$ ;  $t_{шл} = 1025$  °С; коэффициент размолоспособности  $K_{ло}$  ВТИ = 1,29; показатель истирания (абразивности)  $A = 9,3-15,9$ . Элементный состав для угля средней зольности  $Ad = 25,0\%$ :  $C_{daf} = 72,7\%$ ;  $H_{daf} = 5,2\%$ ;  $S_{daf} = 0,65\%$ ;  $N_{daf} = 1,0\%$ .

Топочный процесс при сжигании майкубенского угля характеризуется ранним воспламенением, устойчивым положением факела и лучшим выгоранием ( $C_{гвн} = 0,3-1,2\%$ ;  $C_{гшл} = 0,3-1,6\%$ ;  $q_4 = 0,14-0,74\%$ ) по сравнению с челябинским углём ( $C_{гвн} = 0,8-2,5\%$ ;  $C_{гшл} = 0,5-4,3\%$ ;  $q_4 = 0,85-1,86\%$ )

Экспериментально измеренные концентрации  $SO_2$  и  $NO_x$  в продуктах сгорания при сжигании майкубенского угля приведённые к нормальным условиям ( $\alpha = 1,4$ ) составляют:  $NO_{x\text{ пр}} = 310-480$  мг/нм<sup>3</sup>,  $SO_{2\text{ пр}} = 770-1185$  мг/нм<sup>3</sup>.

Расчет объемов продуктов сгорания по газоходам представлен в таблице 4.2 [46].

										лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

Таблица 4.2 – Объемы продуктов сгорания

Наименование величин	Формула	$r = 0$		
		Топка, пароперегреватель, экономайзер	Воздухоподогреватель	
			Горячая часть	Холодная часть
Коэффициент избытка воздуха за газоходами	$\alpha'$	1,1	1,2	1,3
Коэффициент избытка воздуха средний	$\alpha_{cp}$	1,1	1,15	1,25
Объем водяных паров, $\frac{м^3}{м^3}$	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \times (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0$	2,155	2,163	2,178
Объем дымовых газов, $\frac{м^3}{м^3}$	$V_z = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0$	11,591	12,072	13,032
Объемные доли трехатомных газов	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_z}$	0,0864	0,0829	0,0768
Объемные доли водяных паров	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_z}$	0,186	0,179	0,167
Суммарные объемные доли	$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$	0,272	0,262	0,244

Средние показатели качества сожжённого угля опытной партии:  $W_{tr} = 20,8 \%$ ;  $Ad = 25,0 \%$ ;  $Q_{ir} = 3970$  ккал/кг;  $S_{td} = 0,54 \%$ ;  $V_{daf} = 42,0 \%$ ;  $t_{шл} = 1025$  °С; коэффициент размолоспособности  $K_{ло}$  ВТИ = 1,29; показатель истирания (абразивности)  $A = 9,3-15,9$ . Элементный состав для угля средней зольности  $Ad = 25,0 \%$ :  $C_{daf} = 72,7 \%$ ;  $H_{daf} = 5,2 \%$ ;  $S_{daf} = 0,65 \%$ ;  $N_{daf} = 1,0 \%$ .

Шлакующие свойства майкубенского угля поставки с  $Ad \geq 22,0 \%$  по совокупности показателей можно характеризовать как средние, а более низкой зольности как высокие. При сжигании угля с  $Ad = 13,0 \%$  наличие и интенсивность образования железистых отложений в значительной мере будет определяться состоянием и оптимальностью эксплуатации оборудования.

В таблице 4.3 представлена энтальпия продуктов сгорания между поверхностями нагрева.

Таблица 4.3 – Энтальпия продуктов сгорания

$t^{\circ}\text{C}$	$I_2^0, \frac{\text{ккал}}{\text{нм}}$	$I_6^0, \frac{\text{ккал}}{\text{нм}}$	$I = I_2^0 + (\alpha - 1) \cdot I_6^0, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$					
			$\alpha_m = 1,1$		$\alpha_{\text{вн}}^{2ч} = 1,2$		$\alpha_{\text{вн}}^{2ч} = 1,3$	
			$I_2$	$\Delta I$	$I_2$	$\Delta I$	$I_2$	$\Delta I$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2100	8945	7295	9675	-	-	-	-	-
1900	7996	6539	8650	1025	-	-	-	-
1700	7057	5793	7636	1014	-	-	-	-
1500	6131	5056	6637	999	-	-	-	-
1300	5220	4319	5652	985	-	-	-	-
1100	4335	3600	4695	957	-	-	-	-
1000	3903	3241	4227	468	-	-	-	-
900	3470	2892	3759	468	-	-	-	-
800	3045	2552	3300	459	-	-	-	-
700	2628	2211	2849	451	-	-	-	-
600	2224	1873	2411	438	-	-	-	-
500	1832	1544	1986	425	2141	-	-	-
400	1447	1223	1569	417	1692	449	-	-
300	1071	909	1162	407	1253	439	1344	-
200	707	601	767	395	827	426	887	457
100	350	299	380	387	410	417	440	447

Расчет энтальпий продуктов сгорания необходим для определения тепловосприятости поверхностей нагрева и изменения теплосодержания газового потока. При теплотехнических расчетах принято удельную энтальпию продуктов сгорания, также как и удельные объемы, определять для объема газов, получившегося при сгорании 1 кг или 1 м<sup>3</sup> топлива. Обычно это значение энтальпии обозначают буквой I и выражают в кДж/кг или кДж/м<sup>3</sup>. Т. к. теплоемкости газов в составе продуктов сгорания различны, то энтальпии компонентов дымовых газов подсчитывают отдельно.

Энтальпия продуктов сгорания (кДж/кг, кДж/м<sup>3</sup>) 1 кг твердого, жидкого или 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива определяется как сумма энтальпий продуктов сгорания I газа, избыточного воздуха I воздуха и золы I золы [50].

При проведении конструкторских и поверочных расчетов котельных агрегатов и при обработке результатов испытаний нужно знать энтальпии продуктов сгорания. Т. к. теплоемкости газов различны, то энтальпии компонентов дымовых газов следует подсчитывать отдельно.

В таблице 4.4 представлены показатели теплового баланса.

Таблица 4.4 – Тепловой баланс

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Располагаемое тепло топлива	$Q_n^p$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$	8480
Температура холодного воздуха	$t_{x.в.}$	°С	30
Энтальпия холодного воздуха	$I_{x.в.}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$	179,1
Температура уходящих газов	$t_{yx}$	°С	140
Энтальпия уходящих газов	$I_{yx}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$	587
Потеря тепла от химического недожега	$q_3$	%	0
Потеря тепла от механического недожега	$q_4$	%	0,27
Потеря тепла в окружающую среду	$q_5$	%	0,75
Потеря с теплом шлака	$q_6$	%	0,03
Потеря тепла с уходящими газами	$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	6,5
Сумма тепловых потерь	$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$	%	9,05
КПД котлоагрегата	$\eta_{ка} = 100 - \Sigma q$	%	92,45
Давление за КА	$P_{пп}$	кгс/см <sub>2</sub>	140
Температура перегретого пара	$t_{пп}$	°С	560
Энтальпия перегретого пара	$i_{п}$	ккал/кг	855
Температура воды на входе	$t_{пв}$	°С	230
Энтальпия питательной воды	$i_{пв}$	ккал/кг	237,1
Полезно используемое в КА тепло	$Q_{ка} = D \cdot (i_{пн} - i_{пв})$	ккал/ч	$129,8 \cdot 10^6$
Полный расход топлива	$B_k = \frac{Q_{ка} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta_{ка}}$	т/ч	31,2
Расчетный расход топлива	$B_p = B_k \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	т/ч	31,2
Коэффициент сохранения тепла	$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100}$	-	0,9925

Таблица 4.5 – Конструктивный расчет топки

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Температура газов на выходе из топки	$t_T''$ (принимаем)	°С	1200
Температура горячего воздуха	$T_{ГВ}$ (выбираем)	°С	232
Энтальпия горячего воздуха	$I_{зв}^0$	ккал/м <sup>3</sup>	699,5
Тепло вносимое воздухом в топку	$Q_6 = \alpha_m \cdot I_{зв}^0$	ккал/м <sup>3</sup>	769,45
Энтальпия продуктов сгорания в топке при отсутствии теплообмена с окружающей средой	$ИТ=QT$	ккал/м <sup>3</sup>	9207
Теоретическая температура горения	$T_a$	К	2055
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m''$	ккал/м <sup>3</sup>	5173
Тепло, переданное излучением в топке	$Q_n^m = \varphi \cdot (Q_m - I_m'')$	ккал/м <sup>3</sup>	5120
Относительный уровень расположения горелок	$X_T = \frac{h_T}{H_T}$	-	0,2
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi_{cp} = \frac{\sum \psi_i \cdot F_i}{\sum F_i}$	-	0,54
Шаг трубы	$S_1$	мм	65
Наружный диаметр труб	$d_1$	мм	60
Наружный диаметр топочных труб	$d_2$	мм	32
Угловой коэффициент	$X_1(S/d_1)$	-	0,99
Угловой коэффициент потолка	$X_2(S/d_2)$	-	0,98
Коэффициент загрязнения	$\rho$	-	0,65
Коэффициент тепловой эффективности труб	$\psi = x_1 \rho$	-	0,645
Коэффициент тепловой эффективности потолка	$\psi_2 = x_{21} \rho$	-	0,639
Объем топочной камеры	$V_T^{\min} = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{q_v}$	м <sup>3</sup>	440
Удельная паропроизводительность КА	$D_{уд}$	т/ч·м	22
Ширина топки	$a = D/D_{уд}$	м	9,55
Глубина топки	$b = 6 \cdot d_a$	м	6,6
Высота топки	$h_T = V_T/a \cdot b$	м	7,0

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4
Площадь стенки	$F_{ст}$	$м^2$	650
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = 3,6 \cdot V_{г}/F_{ст}$	м	1,66
Коэффициент зависящий от теплового напряжения	$K_z = \left( \frac{0,78 + 1,6 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{p^n \cdot S}} - 0,1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_m''}{1000} \right) \cdot r_n$	$см^2/кг \cdot м$	0,134
Коэффициент ослабления	m	-	0,24
Суммарный коэффициент ослабления	$K = K_{г} + K_c$	$1/м \cdot ата$	0,35
Степень черноты факела	$a_{\phi} = m \cdot \alpha_{св} + (1 - m) \cdot \alpha_z$	-	0,281
Степень черноты при заполнении топки трехатомным газом	$\alpha_z = 1 - e^{-K^{nc} p S}$	-	0,3
Степень черноты топки	$a_m = \frac{Q_{\phi}}{a_{\phi} + (1 - a_{\phi}) \cdot \psi}$	-	0,42
Площадь стенки	$F_{ст}$	$м^2$	1078
Температура газов на выходе из топки	$t_T'' = \frac{T_a}{M \left( \frac{4,9 \cdot 10^{-8} \cdot \varphi_{ср} \cdot F_{ст} \cdot a_m \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B \cdot p \cdot V_{ср}} \right)^{0,6} + 1} - 273$	$^{\circ}C$	1035
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m''$	$ккал/м^3$	4054
Расчетный коэффициент	$M = 0,54 - 0,2 \cdot X_{г}$	-	0,46
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	$V_c = \frac{Q_m - I_m''}{t_a - t_m}$	$\frac{ккал}{кг \cdot ^{\circ}C}$	4,86

В таблице 4.6 представлен расчет ширмового перегревателя.

Таблица 4.6 – Расчет ширмового перегревателя

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб ширм	d · s	мм	32 · 4
Поперечный шаг труб	S <sub>1</sub>	мм	560
Продольный шаг труб	S <sub>2</sub>	мм	38
Количество ширм	N = a/S <sub>1</sub>	-	16
Сечение для прохода газа	F <sub>г</sub>	$м^2$	75,1
Сечение для прохода пара	F <sub>п</sub>	$м^2$	0,0579
Высота газохода на входе/выходе	b <sub>1</sub> , b <sub>2</sub>	м	8,6;4
Поверхность нагрева ширм	H <sub>ш</sub>	$м^2$	450

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4
Поверхность входного окна в объеме ширм	$H_{\text{вх}} = a \cdot b_1$	м <sup>2</sup>	82
Дополнительные поверхности	$H_{\text{доп}}$	м <sup>2</sup>	15
Лучевоспринимающая поверхность	$H_{\text{шл}}$	м <sup>2</sup>	78
Дополнительные лучевоспринимающие поверхности	$H_{\text{л доп}}$	м <sup>2</sup>	4
Коэффициент распределения тепловосприятия по высоте топки	Табл. 4.10 (2)	-	0,8
Коэффициент учитывающий взаимный т/обмен между топкой и ширмой	$\beta$	-	0,6
Угловой коэффициент	$\varphi_{\text{ш}}$	-	0,15
Температура газов на входе	$t'$	°С	1035
Энтальпия газов на входе	$i'$	ккал/м <sup>3</sup>	4390
Лучистое тепло	$Q_{\text{лвх}} = \frac{q_{\text{л}} \cdot H_{\text{л}}}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	317
Эффективная толщина излучающего слоя	$S = \frac{1,8}{\frac{1}{a} + \frac{1}{b} + \frac{1}{c}}$	м	0,666
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,187
Оптическая толщина	$kps = k_2 \cdot r_n \cdot ps$	-	0,224
Степень черноты	$a$	-	0,19
Теплоизлучение из топки и ширмы на поверхность нагрева	$Q_{\text{л вых}}$	ккал/м <sup>3</sup>	91,4
Температура газа на выходе	$t''$	°С	945
Средняя температура в ширмах	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	1060
Тепло, полученное излучением, включая дополнительные поверхности	$Q_{\text{ш+доп}} = Q_{\text{л вх}} - Q_{\text{л вых}}$	ккал/м <sup>3</sup>	226
Тепловосприятие топочных экранов	$Q_{\text{экр}} = Q_{\text{л}} - Q_{\text{л вх}}$	ккал/м <sup>3</sup>	4673
Прирост энтальпии пара в экранах	$\Delta i = \frac{(Q_{\text{экр}}) \cdot B_p}{D}$	ккал/м <sup>3</sup>	330
Энтальпия газов на выходе	$i''$	ккал/м <sup>3</sup>	3969
Тепловосприятие ширм по балансу	$Q_{\sigma} = \varphi(i' - i'')$	ккал/м <sup>3</sup>	663
В т. ч. собственно ширм	$Q_{\text{бш}}$	ккал/м <sup>3</sup>	620
дополнительных поверхностей	$Q_{\text{бдоп}}$		43

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

22

Окончание таблицы 4.6

1	2	3	4
Расход конденсата На первый впрыск На второй впрыск	$D_{впр1}$ $D_{впр2}$	т/ч	12 11
Температура пара на входе	$t_{п}'$	°С	404
Энтальпия пара на входе	$i_n'$	ккал/м <sup>3</sup>	712,3
Температура пара на выходе	$t_{п}''$	°С	499
Энтальпия пара на выходе	$i_n''$	ккал/м <sup>3</sup>	790,3
Прирост энтальпии пара в ширмах	$\Delta i = \frac{(Q_6 - Q_n) \cdot B_p}{D - D_{впр2}}$	ккал/м <sup>3</sup>	78
Средняя температура пара	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	451,5
Температурный напор	$\Delta t = t_{cp} - t_{cp}'$	°С	608,5
Средняя скорость газов	$w_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_z \cdot 273}$	м/с	3,1
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_\phi \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	18
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,006
Температура поверхности загрязнения	$t_3 = t + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_6 \cdot B_p}{H}$	°С	685
Коэффициент использования	e	-	0,78
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_n = a \cdot \alpha_n \cdot C_2$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	43,78
Коэффициент теплоотдачи от газа к стенке	$\alpha_1$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	53
Тепловосприятие ширм по уравнению теплообмена	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	624
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1}{1 + \left( 1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	33,8

Таблица 4.7 – Расчет конвективного пароперегревателя I-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d·s	мм	32·4
Поперечный шаг труб	S <sub>1</sub>	мм	80
Продольный шаг труб	S <sub>2</sub>	мм	59
Эффективная толщина излучающего слоя	выбираем	м	0,1403
Сечение для прохода газа	F <sub>Г</sub>	м <sup>2</sup>	32,3
Сечение для прохода пара	F <sub>П</sub>	м <sup>2</sup>	0,074
Длина трубы	l	мм	50000
Поверхность нагрева	H <sub>ш</sub>	м <sup>2</sup>	755
Снижение энтальпии за счет I впрыска	$\Delta i_{\text{впр}}$	ккал/кг	25,1
Температура пара на входе	t <sub>п</sub> '	°С	499
Энтальпия пара на входе	i <sub>п</sub> '	ккал/м <sup>3</sup>	790,3
Температура газов на входе	t'	°С	945
Энтальпия газов на входе	i'	ккал/м <sup>3</sup>	3969
Температура газов на выходе	t''	°С	776
Энтальпия газов на выходе	i''	ккал/м <sup>3</sup>	3191
Тепло отданное газами	$Q_{\text{о}} = \varphi(i' - i'')$	ккал/м <sup>3</sup>	824
Тепловосприятие выходной ступени	Q <sub>бп</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	797
Тепловосприятие дополнительных поверхностей	Q <sub>доп</sub> = Q <sub>б</sub> - Q <sub>бп</sub>	ккал/м <sup>3</sup>	27
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{\text{бп}}) \cdot B_p}{D}$	ккал/м <sup>3</sup>	83,5
Температура пара на выходе	t <sub>п</sub> ''	°С	537
Энтальпия пара на выходе	i <sub>п</sub> '	ккал/м <sup>3</sup>	848,7
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	860
Средняя температура пара	$t = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°С	518
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	357
Скорость газов	$w_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_2 \cdot 273}$	м/с	5,8

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

24

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_\phi \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	48
Средний объем пара	v	м <sup>3</sup> /кг	0,0213
Средняя скорость пара	$w_n = \frac{(D - D_{\text{впр}}) \cdot v}{3600 \cdot f_n}$	м/с	15,88
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,0035
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,844
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	$\alpha_z = C_d \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	2646
Температура поверхности загрязнения	$t_s = t + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_0 \cdot B_p}{H}$	°C	558
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,037
Коэффициент ослабления лучей	кг	-	3,0
Оптическая толщина	$kps = k_z \cdot r_n \cdot ps$	-	0,113
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = a \cdot \alpha_n \cdot C_z$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	16,6
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1 + \alpha_k}{1 + \left( 1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	43,5
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	825
Отношение тепловосприятий	$(Q_{\text{тп}}/Q_{\text{бп}}) \cdot 100$	%	103,5

Таблица 4.8 – Расчет конвективного пароперегревателя II-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d·s	мм	32·5
Поперечный шаг труб	S <sub>1</sub>	мм	80
Продольный шаг труб	S <sub>2</sub>	мм	86
Тип пучка	По чертежу	-	корид
Сечение для прохода газа	F <sub>г</sub>	м <sup>2</sup>	23,9

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4
Сечение для прохода пара	$F_{\Pi}$	$\text{м}^2$	0,09
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$\text{м}$	0,219
Поверхность нагрева	$H_{\text{ш}} = \Pi \cdot d \cdot l \cdot n$	$\text{м}^2$	350
Снижение энтальпии за счет I впрыска	$\Delta i_{\text{впр}}$	$\text{ккал/кг}$	25,1
Температура пара на входе	$t_{\Pi}'$	$^{\circ}\text{C}$	537
Энтальпия пара на входе	$i_n'$	$\text{ккал/м}^3$	818,7
Температура газов на входе	$t'$	$^{\circ}\text{C}$	776
Энтальпия газов на входе	$i'$	$\text{ккал/м}^3$	3191
Температура газов на выходе	$t''$	$^{\circ}\text{C}$	724
Энтальпия газов на выходе	$i''$	$\text{ккал/м}^3$	2957
Тепло отданное газами	$Q_{\text{о}} = \varphi(i' - i'')$	$\text{ккал/м}^3$	240
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_{\text{бп}}$	$\text{ккал/м}^3$	230
Тепловосприятие дополнительных поверхностей	$Q_{\text{доп}} = Q_{\text{о}} - Q_{\text{бп}}$	$\text{ккал/м}^3$	10
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{\text{доп}}) \cdot B_p}{D}$	$\text{ккал/м}^3$	16
Температура пара на выходе	$t_{\Pi}''$	$^{\circ}\text{C}$	560
Энтальпия пара на выходе	$i_n''$	$\text{ккал/м}^3$	834,7
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	$^{\circ}\text{C}$	750
Средняя температура пара	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	$^{\circ}\text{C}$	548
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t_n'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t_n'' - t_n')}}}$	$^{\circ}\text{C}$	202
Скорость газов	$w_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_2 \cdot 273}$	$\text{м/с}$	7,8
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_{\phi} \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{м}^2}$	57,5
Средний объем пара	$v$	$\text{м}^3/\text{кг}$	0,0275
Средняя скорость пара	$w_n = \frac{(D - D_{\text{впр}}) \cdot v}{3600 \cdot f_n}$	$\text{м/с}$	16,65
Коэффициент загрязнения	$s$	$\frac{\text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,0033

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

26

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	2,69
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	$\alpha_z = C_d \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	2450
Температура поверхности загрязнения	$t_s = t + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_b \cdot B_p}{H}$	°C	580
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,059
Коэффициент ослабления лучей	кг	-	2,8
Оптическая толщина	$kps = k_c \cdot r_n \cdot ps$	-	0,165
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = a \cdot \alpha_n \cdot C_c$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	21,15
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1 + \alpha_k}{1 + \left( 1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°C} \cdot \text{м}^2}$	46
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	231
Отношение тепловосприятий	$(Q_{\text{тп}}/Q_{\text{бп}}) \cdot 100$	%	100,4
Дополнительная поверхность нагрева	$H_{\text{доп}}$	м <sup>2</sup>	16
Тепловосприятие дополнительных поверхностей нагрева	$Q_{\text{доп}} = \frac{H_{\text{доп}} \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	10,6
Отношение тепловосприятий	$(Q_{\text{тдоп}}/Q_{\text{бдоп}}) \cdot 100$	%	106

В таблице 4.9 представлен расчет конвективного пароперегревателя III-й ступени.

Таблица 4.9 – Расчет конвективного пароперегревателя III-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	$d \cdot s$	мм	32·4
Поперечный шаг труб	$S_1$	мм	80
Продольный шаг труб	$S_2$	мм	63
Тип пучка	По чертежу	-	корид

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4
Сечение для прохода газа	$F_{\Gamma}$	$\text{м}^2$	22,4
Сечение для прохода пара	$F_{\Pi}$	$\text{м}^2$	0,127
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$\text{м}$	0,151
Поверхность нагрева	$H_{\text{ш}} = \Pi \cdot d \cdot l \cdot n$	$\text{м}^2$	574
Снижение энтальпии за счет I впрыска	$\Delta i_{\text{впр}}$	ккал/кг	25,1
Температура пара на входе	$t_{\Pi}'$	$^{\circ}\text{C}$	373
Энтальпия пара на входе	$i_n'$	ккал/м <sup>3</sup>	675,7
Температура газов на входе	$t'$	$^{\circ}\text{C}$	724
Энтальпия газов на входе	$i'$	ккал/м <sup>3</sup>	2957
Температура газов на выходе	$t''$	$^{\circ}\text{C}$	606
Энтальпия газов на выходе	$i''$	ккал/м <sup>3</sup>	2420
Тепло отданное газами	$Q_{\delta} = \varphi(i' - i'')$	ккал/м <sup>3</sup>	565
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_{\text{бп}}$	ккал/м <sup>3</sup>	495
Тепловосприятие дополнительных поверхностей	$Q_{\text{бдоп}} = Q_{\delta} - Q_{\text{бп}}$	ккал/м <sup>3</sup>	70
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{\delta n}) \cdot B_p}{D - D_{\text{впрI}}}$	ккал/м <sup>3</sup>	36,8
Температура пара на выходе	$t_{\Pi}''$	$^{\circ}\text{C}$	404
Энтальпия пара на выходе	$i_n''$	ккал/м <sup>3</sup>	712,5
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	$^{\circ}\text{C}$	665
Средняя температура пара	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	$^{\circ}\text{C}$	388
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	$^{\circ}\text{C}$	274
Скорость газов	$w_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_z \cdot 273}$	м/с	7,2
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_{\phi} \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C} \cdot \text{м}^2}$	54
Средний объем пара	$v$	м <sup>3</sup> /кг	0,0147
Средняя скорость пара	$w_n = \frac{(D - D_{\text{впр}}) \cdot v}{3600 \cdot f_n}$	м/с	6,0

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

28

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{ч \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{м}^2}{\text{ккал}}$	0,0033
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,97
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	$\alpha_z = C_d \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{ч \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{м}^2}$	2240
Температура поверхности загрязнения	$t_3 = t + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_6 \cdot B_p}{H}$	°C	460
Произведение	$p_n \cdot S = p \cdot r_n \cdot S$	мкгс/см	0,04
Коэффициент ослабления лучей	кг	-	3,2
Оптическая толщина	$kps = k_2 \cdot r_n \cdot ps$	-	0,165
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_n = a \cdot \alpha_n \cdot C_2$	$\frac{\text{ккал}}{ч \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{м}^2}$	12,8
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1 + \alpha_k}{1 + \left( 1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{\text{ккал}}{ч \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{м}^2}$	43,2
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	490
Отношение тепловосприятий	$(Q_{\text{тп}}/Q_{\text{бп}}) \cdot 100$	%	98,5
Дополнительная поверхность нагрева	$H_{\text{доп}}$	м <sup>2</sup>	62
Тепловосприятие дополнительных поверхностей нагрева	$Q_{\text{мдоо}} = \frac{H_{\text{доп}} \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	70,08
Отношение тепловосприятий	$(Q_{\text{тдоп}}/Q_{\text{бдоп}}) \cdot 100$	%	100,1

В таблице 4.10 представлен расчет конвективного потолочного пароперегревателя в поворотной камере.

										лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

Таблица 4.10 – Расчет конвективного потолочного пароперегревателя в поворотной камере

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	$d \cdot s$	мм	32·4
Поперечный шаг труб	$S_1$	мм	3,85
Продольный шаг труб	$S_2$	мм	7,75
Характер тока	принимаем	-	прямот
Сечение для прохода пара	$F_n$	м <sup>2</sup>	0,107
Поверхность нагрева	$H_{шт} = \Pi \cdot d \cdot l \cdot n$	м <sup>2</sup>	225
Температура пара на входе	$t_n'$	°С	373
Энтальпия пара на входе	$i_n'$	ккал/м <sup>3</sup>	675,7
Температура газов на входе	$t'$	°С	606
Энтальпия газов на входе	$i'$	ккал/м <sup>3</sup>	2420
Температура газов на выходе	$t''$	°С	588
Энтальпия газов на выходе	$i''$	ккал/м <sup>3</sup>	2360
Тепло отданное газами	$Q_{\sigma} = \varphi(i' - i'')$	ккал/м <sup>3</sup>	80,2
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_{бп}$	ккал/м <sup>3</sup>	74
Тепловосприятие дополнительных поверхностей	$Q_{доп} = Q_{\sigma} - Q_{бп}$	ккал/м <sup>3</sup>	6,2
Прирост энтальпии	$\Delta i = \frac{(Q_{\sigma n}) \cdot B_p}{D - D_{enpl}}$	ккал/м <sup>3</sup>	36,8
Температура пара на выходе	$t_n''$	°С	373
Энтальпия пара на выходе	$i_n''$	ккал/м <sup>3</sup>	675,7
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	597
Средняя температура пара	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°С	371
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	226
Скорость газов	$w_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_z \cdot 273}$	м/с	6,9
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k = C_z \cdot C_{\phi} \cdot \alpha_n$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	50
Средний объем пара	$v$	м <sup>3</sup> /кг	0,0132

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4
Средняя скорость пара	$w_n = \frac{(D - D_{сп}) \cdot v}{3600 \cdot f_n}$	м/с	6,37
Коэффициент загрязнения	s	$\frac{ч \cdot ^\circ C \cdot м^2}{ккал}$	0,0033
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару	$\alpha_z = C_d \cdot \alpha_n$	$\frac{ккал}{ч \cdot ^\circ C \cdot м^2}$	2900
Температура поверхности загрязнения	$t_3 = t + \left( \varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \frac{Q_0 \cdot B_p}{H}$	°C	405
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = a \cdot \alpha_n \cdot C_2$	$\frac{ккал}{ч \cdot ^\circ C \cdot м^2}$	30
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_1 + \alpha_k}{1 + \left( 1 + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot (e \cdot \alpha_1)}$	$\frac{ккал}{ч \cdot ^\circ C \cdot м^2}$	21
Тепловосприятие выходной ступени	$Q_m = \frac{H \cdot K \cdot \Delta t}{B_p}$	ккал/м <sup>3</sup>	72
Отношение тепловосприятий	$(Q_{тп}/Q_{бп}) \cdot 100$	%	98,2

С целью обеспечения температуры питательной воды близкой к температуре насыщения водяной экономайзер парогенератора выполнен двухступенчатым и из змеевиков, расположенные горизонтально в шахматном порядке. I-я ступень водяного экономайзера выполнена в виде 2-х монтажных блоков, которые устанавливаются в отдельных газоходах над воздухоподогревателем I-ой ступени. II-я ступень водяного экономайзера выполнена из 4-х пакетов, которые устанавливаются в конвективной шахте на опорные балки.

Воздухоподогреватель является двухступенчатым и имеет двухпоточную схему движения воздуха. I-я ступень воздухоподогревателя является пятиходовой по воздуху, II-я ступень в/п – одноходовой. Кубы в/п изготовлены из труб Ø 40x1,5 мм. Нижние кубы I-й ступени высотой 1,7 м являются съемными, их меняют по мере необходимости в результате повреждения труб низкотемпературной коррозией.

В таблице 4.11 представлен расчет воздухоподогревателя I-й ступени.

Таблица 4.11 – Расчет воздухоподогревателя I-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d·s	мм	40·1,5
Поперечный шаг труб	S <sub>1</sub>	мм	60

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4
Продольный шаг труб	$S_2$	мм	42
Тип пучка	принимаем	-	шахм
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	1,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,05
Скорость газов	$w_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_2 \cdot 273}$	м/с	10
Скорость воздуха в в/п	$w_6 = \frac{B_p \cdot V_0 \cdot \left(\beta + \frac{\alpha}{2}\right)}{3,6 \cdot F_6 \cdot 273}$	м/с	4,5
Температура воздуха на входе в 1-ю ступень	$t_B'$	°С	120
Энтальпия воздуха на входе в 1-ю ступень	$i_6'$	ккал/м <sup>3</sup>	493
Температура воздуха на выходе	$t_B''$	°С	245
Энтальпия воздуха на выходе	$i_6''$	ккал/м <sup>3</sup>	1018
Отношение количества воздуха на выходе из в/п к теоретически необходимому	$\beta_{6n}'' = \alpha_m - \Delta\alpha_m + \alpha_1^{6n}$	-	1
Тепловосприятие I-й ступени	$Q_{\bar{o}} = \left(\beta_{6n}^{cp} + \frac{\Delta\alpha_{2ч}^{6n}}{2}\right) \cdot (I_6'' - I_6')$	ккал/м <sup>3</sup>	434,4
Средняя температура воздуха	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	182,5
Энтальпия присоса	$I_{прс}$	ккал/м <sup>3</sup>	616,5
Количество тепла вносимое с присосом	$I_{прс} \cdot \Delta\alpha_{2ч}^{6n}$	ккал/м <sup>3</sup>	18,5
Энтальпия газов на входе	$i'$	ккал/м <sup>3</sup>	1102
Температура газов на входе	$t'$	°С	285
Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 14	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	21,33
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	53,2
Коэффициент теплопередачи	$K = e \cdot \frac{\alpha_\kappa + \alpha_2}{\alpha_\kappa \cdot \alpha_2}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	14,5

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

32

Окончание таблицы 4.11

1	2	3	4
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2.3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	58,3
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{\text{enl}} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м <sup>2</sup>	10 569
Сечение для прохода газа	$F_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_z \cdot 273}$	м <sup>2</sup>	8
Средняя температура газа	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°С	212,5
Площадь сечения одной трубы для воздуха	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$	м <sup>2</sup>	0,0011
Число параллельных труб	$Z = F_r / f$	шт.	7450
Высота труб	$H_{\text{вп}} = H / 2 \Pi d_{\text{ср}}$	м	44 037
Сечение для прохода воздуха	$F_{\text{в}} = \frac{B_p \cdot V_{\text{в}} \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_{\text{в}} \cdot 273}$	м <sup>2</sup>	12,2
Ширина газохода	a	м	5,6
Число труб в ряду пересекаемых воздухом	$z_1 = \frac{a - 2s_1}{s_1} + 1$	-	76
Высота проходного сечения по воздуху	$h' = \frac{F_{\text{в}}}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	4,8
Число рядов труб пересекаемых воздухом	$Z_2 = Z / Z_1$	-	98
Глубина в/п	$B = S_2 \cdot (z_2 - 1)$	м	4

В таблице 4.12 представлен расчет водяного экономайзера I-й ступени.

Таблица 4.12 – Расчет водяного экономайзера I-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d·s	мм	32·3,5
Поперечный шаг труб	S <sub>1</sub>	мм	75
Продольный шаг труб	S <sub>2</sub>	мм	46
Тип пучка	принимаем	-	шахм
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,34

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,437
Скорость газов	$w_2$ (задаем)	м/с	6
Скорость воздуха в в/п	$w_6 = \frac{D \cdot V_{cp}}{3,6 \cdot F_6}$	м/с	0,8
Энтальпия газов на входе в 1-ю ступень	$i_2'$	ккал/м <sup>3</sup>	1711
Энтальпия газов на выходе	$i_2''$	ккал/м <sup>3</sup>	1102
Количество тепла вносимое с присосом	$I_{прс} \cdot \Delta\alpha_{2ч}^{6n}$	ккал/м <sup>3</sup>	18,5
Тепловосприятие I-й ступени	$Q_6 = (I_6^0 - I_6^0) + \Delta\alpha_{63} \cdot I_{прс}^0$	ккал/м <sup>3</sup>	533
Энтальпия воды на входе	$i = i_{пв}$	ккал/м <sup>3</sup>	237,2
Температура воды на входе	$t'$	°С	230
Количество воды проходящей через в/э	$D_{вэ} = D + D_{вэ}$	т/ч	211,5
Энтальпия воды на выходе	$i''$	ккал/м <sup>3</sup>	272
Температура воды на выходе	$t''$	°С	252
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	326
Сечение для прохода газа	$F_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_2 \cdot 273}$	м <sup>2</sup>	19,7
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a \cdot C_2 \cdot \alpha_n$ по номограмме 19	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	3,2
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	44,93
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_k + \alpha_l}{1 + E(\alpha_k + \alpha_l)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	43,3
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2,3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	89,7
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{631} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м <sup>2</sup>	1468
Коэффициент загрязнения	E	-	0,0023
Число труб в ряду	$z_1$	шт.	55

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

34

Окончание таблицы 4.12

1	2	3	4
Площадь сечения одной трубы для воды	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot z_1$	м <sup>2</sup>	0,1
Число труб	$Z=2 z_1$	шт.	7450
Высота труб	$h_{вп} = H/2\Pi d_{ср}$	м	44 037
Ширина	a	м	5,6
Высота проходного сечения	$h' = \frac{F_g}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	4,8
Число рядов труб пересекаемых газами	$Z_2 = 2Z_1 Z$	шт.	32
Температура газов на входе	t'	°С	367
Температура газов на выходе	t''	°С	285
Средний удельный объем	v <sub>ср</sub>	м <sup>3</sup> /кг	0,00134

В таблице 4.13 представлен расчет воздухоподогревателя II-й ступени.

Таблица 4.13 – Расчет воздухоподогревателя II-й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d·s	мм	40·1,5
Поперечный шаг труб	S <sub>1</sub>	мм	60
Продольный шаг труб	S <sub>2</sub>	мм	42
Тип пучка	принимаем	-	шахм
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	1,5
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,05
Скорость газов	$w_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot F_2 \cdot 273}$	м/с	11
Скорость воздуха в в/п	$w_g = \frac{B_p \cdot V_0 \cdot \left( \beta + \frac{\alpha}{2} \right)}{3,6 \cdot F_g \cdot 273}$	м/с	3,5
Температура воздуха на входе 2-ю ступень	t <sub>в</sub> '	°С	245

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4
Энтальпия воздуха на входе во 2-ю ступень	$i_n'$	ккал/м <sup>3</sup>	1018
Температура воздуха на выходе	$t_{в}''$	°С	384
Энтальпия воздуха на выходе	$i_e''$	ккал/м <sup>3</sup>	1504
Отношение количества воздуха на выходе из в/п к теоретически необходимому	$\beta_{en}'' = \alpha_m - \Delta\alpha_m$	-	0,99
Тепловосприятие II-й ступени	$Q_o = (\beta_{en}^{cp} + \frac{\Delta\alpha_{2ч}^{en}}{2}) \cdot (I_e'' - I_e''^0)$	ккал/м <sup>3</sup>	421,5
Средняя температура воздуха	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	314,5
Энтальпия присоса	$I_{прс}$	ккал/м <sup>3</sup>	1073
Количество тепла вносимое с присосом	$I_{прс} \cdot \Delta\alpha_{2ч}^{en}$	ккал/м <sup>3</sup>	32
Энтальпия газов на входе	$i'$	ккал/м <sup>3</sup>	1980
Температура газов на входе	$t'$	°С	464
Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны	$\alpha_2 = C_n \cdot C_{\phi} \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 14	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	15,26
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	$\alpha_6 = C_n \cdot C_{\phi} \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	48,1
Коэффициент теплопередачи	$K = e \cdot \frac{\alpha_{\kappa} + \alpha_2}{\alpha_{\kappa} \cdot \alpha_2}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	14,3
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2,3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	99,6
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{en1} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м <sup>2</sup>	8620
Сечение для прохода газа	$F_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_2 \cdot 273}$	м <sup>2</sup>	10,4
Средняя температура газа	$t_n = \frac{t_n' + t_n''}{2}$	°С	415,5
Площадь сечения одной трубы для воздуха	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$	м <sup>2</sup>	0,001
Число параллельных труб	$Z = F_{г}/f$	шт.	10 400
Высота труб	$H_{вп} = H/2\Pi d_{cp}$	м	35 916
Сечение для прохода воздуха	$F_{в} = \frac{B_p \cdot V_6 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_6 \cdot 273}$	м <sup>2</sup>	23,2

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

лист

36

Окончание таблицы 4.13

1	2	3	4
Ширина газохода	a	м	5,6
Число труб в ряду пересекаемых воздухом	$z_1 = \frac{a - 2s_1}{s_1} + 1$	-	76
высота проходного сечения по воздуху	$h' = \frac{F_6}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	9
Число рядов труб пересекаемых воздухом	$Z_2 = Z/Z_1$	-	136
Глубина в/п	$B = S_2 \cdot (z_2 - 1)$	м	5,67

В таблице 4.14 представлен расчет водяного экономайзера II-й ступени.

Таблица 4.14 – Расчет водяного экономайзера II -й ступени

Рассчитываемая величина	Обозначение и формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4
Диаметр и толщина труб	d · s	мм	32·3,4
Поперечный шаг труб	S <sub>1</sub>	мм	75
Продольный шаг труб	S <sub>2</sub>	мм	55
Тип пучка	принимаем	-	шахм
Относительный поперечный шаг труб	$\tau = \frac{S_1}{d}$	мм	2,34
Относительный продольный шаг труб	$\tau = \frac{S_2}{d}$	мм	1,719
Скорость газов	w <sub>г</sub> (задаем)	м/с	6,1
Скорость воздуха в в/п	$w_в = \frac{D \cdot V_{cp}}{3,6 \cdot F_6}$	м/с	0,8
Энтальпия газов на входе во II-ю ступень	i <sub>г</sub> '	ккал/м <sup>3</sup>	2805
Энтальпия газов на выходе	i <sub>г</sub> "	ккал/м <sup>3</sup>	1980
Количество тепла вносимое с присосом	I <sub>прс</sub> · Δα <sub>гч</sub> <sup>ен</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	32
Тепловосприятие II-й ступени	$Q_6 = (I_в'' - I_в') + \Delta\alpha_{вг} \cdot I_{прс}^0$		
Энтальпия воды на входе	i' = i <sub>пв</sub>		
Температура воды на входе	t'	°С	252
Количество воды проходящей через в/э	D <sub>вэ</sub> = D + D <sub>вэ</sub>	т/ч	211,5

Продолжение таблицы 4.14

1	2	3	4
Энтальпия воды на выходе	$i''$	ккал/м <sup>3</sup>	314
Температура воды на выходе	$t''$	°С	292
Средняя температура газов	$t = \frac{t' + t''}{2}$	°С	535
Сечение для прохода газа	$F_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (t + 273)}{3,6 \cdot w_2 \cdot 273}$	м <sup>2</sup>	21,3
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a \cdot C_2 \cdot \alpha_n$ по номограмме 19	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	5,5
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_2 = C_n \cdot C_\phi \cdot C_1 \cdot \alpha_n$ по номограмме 13	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	44,8
Коэффициент теплопередачи	$K = \frac{\alpha_k + \alpha_l}{1 + E(\alpha_k + \alpha_l)}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{ч} \cdot \text{°С} \cdot \text{м}^2}$	45
Температурный напор	$\Delta t = \frac{(t' - t_n'') - (t'' - t_n')}{2,3 \cdot \lg \frac{(t' - t_n'')}{(t'' - t_n')}}}$	°С	260
Поверхность нагрева	$H = \frac{Q_{\text{вэл}} \cdot B_p}{K \cdot \Delta t}$	м <sup>2</sup>	783
Коэффициент загрязнения	E	-	0,0025
Число труб в ряду	$z_1$	шт.	112
Площадь сечения одной трубы для воды	$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot z_1$	м <sup>2</sup>	0,11
Число труб	Z	шт.	2
Высота труб	$h_{\text{вп}} = H/2\Pi d_{\text{ср}}$	м	0,6
Ширина	a	м	5,6
Высота проходного сечения	$h' = \frac{F_6}{a - z_1 \cdot d_n}$	м	0,6
Число рядов труб пересекаемых газами	$Z_2 = 2Z_1 Z$	шт.	12
Температура газов на входе	$t'$	°С	606
Температура газов на выходе	$t''$	°С	464
Средний удельный объем	$V_{\text{ср}}$	м <sup>3</sup> /кг	0,00128

Расчет невязки теплового баланса парогенератора определяется по формуле (4.1):

$$\Delta Q = Q_p^p \cdot \eta_{\text{КА}} - (Q_{\text{л}}^T + Q_{\text{ш}} + Q_{\text{КПШ}} + Q_{\text{КПШ}} + Q_{\text{КПШ}} + Q_{\text{н}}^n + Q_{\text{ВЭЛ}} + Q_{\text{ВЭЛ}}) \quad (4.1)$$

$$\Delta Q = 9071 \cdot 0,9343 - (4990 + 663 + 824 + 240 + 565 + 80,2 + 533 + 638,3) = 23,7$$

						лист
						38
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ	

Относительная невязка теплового баланса определяется по формуле (4.2):

$$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100 \quad (4.2)$$

$$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{23.7}{9071} \cdot 100 = 0,26\% ,$$

т. е.  $< 0,5\%$  , что допустимо.

#### 4.4 Аэродинамический расчет золоуловителя

Центробежный скруббер является простейшим типом мокрого золоуловителя. Его главное отличие от сухого инерционного золоуловителя – это наличие стекающей пленки воды на внутренней стенке. Зола, которая отсепарирована за счет центробежных сил, лучше отводится в бункер из скруббера, при этом со стенки газовым потоком уменьшается вторичный захват зольных частиц. Характер зависимостей описывается такими же теоретическими формулами, как и для сухих инерционных золоуловителей.

Принцип работы мокрого золоуловителя с коагулятором Вентури заключается в следующем, через форсунки в конфузор коагулятора подается орошающая вода, которая распыляется скоростным газовым потоком на мелкие капли. При прохождении через коагулятор летучая зола с дымовыми газами частично осаждаются на каплях и на его орошаемых стенках. Затем неуловленные частицы золы и капли поступают в корпус аппарата (центробежный скруббер), в котором дымовые газы освобождаются от капель и очищаются от золы, далее дымососом выбрасываются в атмосферу. Через гидрозатвор гидрозоловая пульпа сбрасывается в канал системы гидрозолоудаления.

Улавливание золы в аппарате проходит во 2-й ступени: на орошаемых решетках за счет осаждения частиц золы и на внутренней орошаемой поверхности скруббера. Эффективность золоулавливания составляет 88–90 %.

Недостатками золоуловителей являются следующие:

- возникновение отложений золы в прутковых пучках, что в свою очередь приводит к увеличению аэродинамического сопротивления и снижению нагрузки котла;
- повышенный расход воды для обеспечения нормального функционирования золоуловителя.

ВТИ совместно с Уральским отделением Союзтехэнерго разработаны и внедрены на многих электростанциях более эффективные мокрые золоуловители с коагуляторами Вентури. Основное достоинство этих аппаратов – это стабильная степень очистки газов от золы, которая составляет 94–96 % при умеренном аэродинамическом сопротивлении (1300–1500 Па), относительно небольшие

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				39

эксплуатационные и капитальные затраты и возможность работы на оборотной воде.

Золоуловитель типа МВ, который предназначен для улавливания золы из дымовых газов котлов тепловых электростанций, сжигающих твердое топливо с содержанием окиси кальция в золе не превышает 15 %.

Принятые типоразмеры позволяют применять золоуловитель типа МВ для очистки газов в пределах их расхода 45–280 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

В зависимости от объема дымовых газов, которые отходят от котла, золоулавливающая установка может состоять из 2 и более золоуловителей, которые параллельно включены по ходу дымовых газов.

Золоуловитель характеризуется компактностью, простотой конструкции, надежностью в работе и стабильной эксплуатационной эффективностью очистки в пределах 96,0–97,5 %. Основное его достоинство – это возможность использования для улавливания золы весьма различной по дисперсному и физико-химическому составу [41].

Скорость дымовых газов в горловине является основным технологическим параметром трубы Вентури. Она принимается равной 50–75 м/с и уточняется расчетом в зависимости от допустимого аэродинамического сопротивления установки и требуемой степени очистки газов. Скорость газов на входе в трубу и выходе из нее равна 20 м/с. Расход орошающей воды при избыточном давлении 294–392 кПа (3,0–4,0 кгс/см<sup>2</sup>) принимается равным 0,14–0,16 кг на 1 м<sup>3</sup> газа при нормальных условиях [42].

Сравнительно недавно началось внедрение аппаратов «Вентури-Скруббера» в России, в основном в металлургической промышленности для улавливания свинцовой пыли, очистки доменного газа и пр. Проведены стендовые и промышленные испытания этих установок. Московские институты «Гипрогазоочистка», НИИОГАЗ, НИУИФ, «Гинцветмет», УНИИХИМ в основном занимаются теоретической работой и внедрением этих аппаратов в промышленность.

Золоуловитель типа МП-ВТИ (мокропрутковый конструкции Всесоюзного теплотехнического института им. Ф.Э. Дзержинского).

Основной недостаток этого золоуловителя на ЧТЭЦ-2 – это высокое сопротивление, которое превышает 2500 Па.

Сравнительно недавно началось внедрение аппаратов «Вентури-Скруббера» в России, в основном в металлургической промышленности для улавливания свинцовой пыли, очистки доменного газа и пр. Проведены стендовые и промышленные испытания этих установок. Московские институты «Гипрогазоочистка», НИИОГАЗ, НИУИФ, «Гинцветмет», УНИИХИМ в основном занимаются теоретической работой и внедрением этих аппаратов в промышленность.

Золоуловитель типа МП-ВТИ (мокропрутковый конструкции Всесоюзного теплотехнического института им. Ф.Э. Дзержинского).

										лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

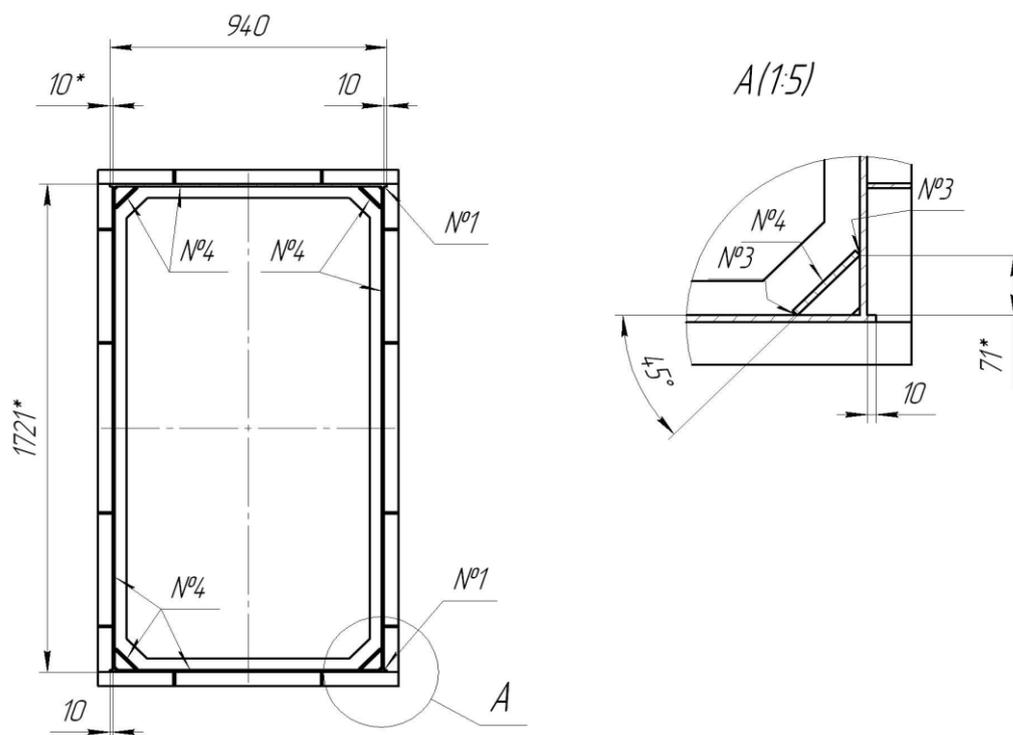


Рисунок 3 – Поперечный разрез горловины золоуловителя ЧТЭЦ-2

Аэродинамический расчет начинаем со сравнения показателя аэродинамического сопротивления действующего мокрого золоуловителя с круглым сечением и нового с прямоугольным сечением. Практическое использование золоуловителя связано с промышленными предприятиями, которые сжигают уголь: отопительные котельные и электростанции. Дымовые газы, загрязненные золой, попадая в золоуловитель, очищаются от золы и через дымовую трубу и дымосос сбрасываются в атмосферу [45].

Рассчитаем количество газа, поступающего в трубы Вентури при рабочих условиях по формуле (4.3):

$$V_{\text{вл}} = V_{0,\text{сух}} \cdot \frac{101325 \cdot (273 + t)}{273 \cdot (P_{\text{бар}} \pm P)} \cdot \left(1 + \frac{f}{0,804}\right), \quad (4.3)$$

где  $V_{\text{вл}}$  – объемный расход влажного газа при рабочих условиях;  
 $V_{0,\text{сух}}$  – объемный расход сухого газа при нормальных условиях;  
 $t$  – температура газа, °С;  
 $f$  – влажность газа, кг/м<sup>3</sup>;  
 $P_{\text{бар}}$  – барометрическое давление, Па;  
 $P$  – избыточное давление (разряжение) газа, Па.

$$V_{вл} = 125,27 \cdot \frac{101325 \cdot (273 + 400)}{273 \cdot (98658,5 - 2000)} \cdot \left(1 + \frac{0,01}{0,804}\right) = 327,7 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Находим общий расход воды на трубы Вентури, приняв удельный расход воды  $m = V_B/V_1 = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$ , или  $1 \text{ л}/\text{м}^3$ , по формуле (4.4):

$$V_г = m \cdot V_1 \quad (4.4)$$

$$V_г = 1 \cdot 125,27 = 0,327 \text{ л}/\text{с}$$

Приняв давление воды  $P_B=300 \text{ Па}$ , рассчитаем аэродинамическое сопротивление скруббера Вентури по формуле (4.5):

$$\Delta P = K_m - P_г \cdot m \quad (4.5)$$

$$\Delta P = 1689,247 - 300 \cdot 1 = 1389,247 \text{ Па}$$

Находим плотность газа при рабочих условиях на выходе из скруббера Вентури по формуле (4.6):

$$\rho_2 = \frac{(\rho_0 + f_2) \cdot 273 \cdot (P_{бар} - P - \Delta P)}{\left(1 + \frac{f_2}{0,804}\right) \cdot 101325 \cdot (273 + t_2)} \quad (4.6)$$

$$\rho_2 = \frac{(1,3 + 0,176) \cdot 273 \cdot (98658,5 - 2000 - 42940,67)}{\left(1 + \frac{0,176}{0,804}\right) \cdot 98658,5 \cdot (273 + 71,8)} = 1,353 \text{ кг}/\text{м}^3$$

При  $\xi_{скр.к.у} = 80$  определяем аэродинамическое сопротивление скруббера-каплеуловителя по формуле (4.7):

$$\Delta P_{скр.к.у.} = \xi_{скр.к.у.} \cdot \left(\frac{V_{скр.к.у.}^2}{2}\right) \cdot \rho_2 \quad (4.7)$$

$$\Delta P_{скр.к.у.} = 80 \left(\frac{3,49^2}{2}\right) \cdot 0,353 = 172,383 \text{ Па}$$

Определяем аэродинамическое сопротивление труб Вентури по формуле (4.8):

						лист
					13.03.01.2020.905.05 ПЗ	42
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\Delta P_{мс} = \Delta P - \Delta P_{\delta} - \Delta P_{ср.к.у} \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{мс} = 1389,247 - 88,37 - 172,383 = 1128,494 \text{ Па};$$

По формуле (4.9) рассчитаем площадь входного сечения золоуловителя:

$$F_1 = a \cdot b \quad (4.9)$$

где  $a$  – высота горловины золоуловителя, м;  
 $b$  – ширина горловины золоуловителя, м.

$$F_1 = 1,721 \cdot 0,940 = 1,62 \text{ м}^2$$

Общее аэродинамическое сопротивление золоуловителя Вентури рассчитывается по формуле (4.10):

$$\Delta P = (0,25 + 0,01 \cdot q \cdot u) \cdot 0,5 \cdot \rho \cdot u^2 + 1,35 \cdot \rho \cdot u_{вх}^2 \quad (4.10)$$

где  $\rho$  – плотность газа перед золоуловителем, кг/м<sup>3</sup>;  
 $u$  – скорость газа на выходе в золоуловитель, м/с;  
 $u_{вх}$  – скорость газа при входе в золоуловитель, м/с;  
 $q$  – удельный расход воды на золоуловитель, кг/м<sup>3</sup>.

$$\Delta P = (0,25 + 0,01 \cdot 6 \cdot 4,0) \cdot 0,5 \cdot 32,5 \cdot 4,0^2 + 1,35 \cdot 32,5 \cdot 5,5^2 = 1453 \text{ Па}$$

Таким образом, аэродинамический расчет окончен, т. к. полученное значение соответствует минимальным значениям аэродинамического сопротивления.

## 5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

На сегодняшний день в России есть куда развиваться в вопросе применения энергосберегающих технологий. Россия имеет огромный потенциал, по мнению специалистов, более 40 % от всего уровня потребления энергии, повышения энергоэффективности.

За последние десятилетия расточительного использования не возобновляемых энергоресурсов и бесконтрольной добычи человечество приблизилось к глобальному кризису мировых запасов топлива и к значительному ухудшению экологической обстановки на планете: болезни, потепление климата, загрязнение рек, атмосферы, вырубка лесов. Двигаясь такими темпами дальше, специалисты прогнозируют, что мы в ближайшие пятьдесят лет полностью израсходуем запасы природных энергоресурсов (нефти, газа, угля).

Серьезный энергетический кризис в 1970-х годах XX в. заставил Европу задуматься над экологическими проблемами и начать разрабатывать природоохранные проекты. В 1997 г. был подписан Киотский протокол, в соответствии с которым государства должны ограничить выброс CO<sub>2</sub> в атмосферу. Одними из важнейших объектов государственного регулирования в большинстве стран мира стали требования к повышению тепловой защиты зданий. Эти требования призваны защитить окружающую среду от рационального использования природных ресурсов, вредных выбросов, уменьшение «парникового эффекта» помимо экономии государственных энергоресурсов.

В настоящее время актуальной является проблема снижения энергопотребления жилых домов, что в свою очередь также дало толчок для развития энергосберегающих технологий. Государствами тратится до 40 % всех энергоресурсов страны на обогрев домов, а в результате в атмосферу выбрасывается огромное количество углекислого газа, что как следствие приводит к развитию «парникового эффекта». Энергосберегающие технологии позволяют решить сразу несколько задач:

- экономия энергоресурсов;
- решение многих проблем ЖКХ;
- уменьшение загрязнения окружающей среды.

После принятия СНиПа 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» удастся повысить энергоэффективность строящихся домов, но многие компании при недостаточном экономическом стимулировании продолжают инвестировать средства в строительство зданий с низким уровнем энергосбережения, что дает им возможность экономить за счет снижения затрат на энергоэффективное строительство. Данные строительные правила и нормы устанавливают требования к уровню теплозащиты зданий с целью экономии энергии. При этом должны соблюдаться санитарно-гигиенические нормы микроклимата помещений и оптимальные параметры долговечности ограждающих конструкций сооружений и зданий [11].

Государственной Думой в 2009 г. был принят федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», на основании

									лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				

которого все здания, вводимые в эксплуатацию и которые в процессе эксплуатации, должны иметь приборы учета энергоресурсов и соответствовать требованиям по энергоэффективности. В федеральном законе определен комплекс мер по реализации возможности экономии за счет энергоэффективных услуг и товаров. Вводится запрет на продажу и производство ламп накаливания более чем 100 Вт, с 2013 г. – ламп в 75 Вт, с 2014 г. – ламп в 25 Вт. Специальными организациями должны проводиться энергообследования с целью составления мероприятий по энергоэффективности и энергосбережению.

Для индивидуальных предпринимателей и предприятий, которые внедряют энергосберегающие технологии, предусмотрен механизм бюджетного субсидирования, возмещение процентов по кредитам на реализацию проектов по внедрению технологий и предоставления налоговых льгот. Помимо вышеназванного закона, правительство РФ утвердило также программу «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на период до 2020 г.». Согласно этой программе предусматривается экономия газа в объеме 330 млрд м<sup>3</sup>, электроэнергии – 630 млрд кВт·ч, теплоэнергии – 1550 млн Гкал, нефтепродуктов – 17 млн т.

Энергосбережение в котельной – комплекс условий и мероприятий для оптимизации всех процессов, которые участвуют в формировании КПД не только котельной, но и в целом всей системы отопления. Основные направления в разделе «энергосбережение в котельных» можно поделить на следующие:

- теплогенератор (выделение/производство тепловой энергии) – КПД, автоматизация, работа в общей системе управления и контроля;
- распределение тепла (трубы, балансировочные клапана, магистрали, фильтры, запорно-регулирующая арматура) – теплопотери, развоздушивание, балансировка, циркуляция, химводоподготовка;
- потребление тепла – управление балансом между подаваемым теплом и необходимым к потребителю. Система управления может быть построена на управлении всей системой как единым теплопередающим устройством (1 контур), или разбив такую систему на несколько температурных зон и управляться каждым потребителем в отдельности

[39].

Все большее внимание в последние годы привлекают проблемы использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) для нужд энергоснабжения различных промышленных и сельскохозяйственных объектов. Перспективность и актуальность данного направления энергетики обусловлена двумя основными факторами: необходимостью поиска новых видов энергии и катастрофически тяжелым положением экологии. По оценкам ученых, традиционные топливно-энергетические ресурсы (уголь, газ, нефть) при существующих темпах развития научно-технического прогресса иссякнут в ближайшие 100–150 лет. Важное значение в последнее время приобретают проблемы возникновения стойкой тенденции к росту стоимости энергии и огромная доля давления на окружающую среду, которая приходится на энергоснабжение теперь, нарушает природные процессы уже в широком масштабе.

										лист
										45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

Несмотря на различия в конструкциях промышленных установок и способах их эксплуатации, потенциальные возможности энергосбережения на предприятиях сходны.

Комплекс работ по энергосбережению включает в себя следующие меры:

- 1) энергоаудит – работы по энергетическому обследованию предприятий;
- 2) организация учета энергоресурсов;
- 3) организационные работы, которые служат для развития уровня технического обслуживания оборудования;
- 4) модернизация технологических и малозатратных работ;
- 5) внедрение нового менее энергоемкого оборудования и совершенных технологий [40].

Эта последовательность закреплена на законодательном уровне и определяется исходя из роста времени и инвестиций на реализацию таких мероприятий.

С целью энергетического обследования предприятия осуществляется энергоаудит. При проведении аудита руководствуются Федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1]. На основании него в дальнейшем определяется направление работ по энергосбережению.

Правильно выполненный учет энергопотребления помогает экономить почти до 10 % энергетических ресурсов, это возможно при применении автоматизированной системы контроля и учета расхода энергии. При составлении программы энергосбережения предприятия учитываются такие факторы, как:

- реализация организационно-технических мероприятий;
- детальная проработка финансового состояния обеспечения действующей программы по энергосбережению

[53].

Мероприятия по организации энергосберегающей программы должны быть направлены на совершенствование энергоиспользования и модернизацию энергосбережения.

Основными действиями по выполнению энергосберегающей программы являются:

1. Правильный выбор энергоносителя.

Вид энергоносителя определяется исходя из следующего:

- 1.1 изменение качества выпускаемой продукции при изменении технологии;
- 1.2 насколько будут различны экономические показатели при изменении конструкции условий работы оборудования.
- 1.3 затраты на энергоносители;
- 1.4 наличие нужного оборудования;
- 1.5 время необходимое для усовершенствования оборудования.
- 1.6 экономический эффект, который будет достигнут после проведения всех вышеперечисленных мероприятий и на экологию.

На предприятии затраты на проводимые мероприятия по энергосбережению должны покрываться из фонда самой организации. Тогда в этом случае допускается оценка результатов по действующим тарифам на электроэнергию.

										лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

Желательно уменьшить циклы по преобразованию электроэнергии, каждый цикл связан с определенными потерями. КПД напрямую зависит от меньшего числа преобразования энергии, к примеру, желательно снизить применение сжатого воздуха, если это возможно по технологии.

Необходимо разработать рациональные схемы электроснабжения, комплексные, с учетом параметров всех энергоносителей.

Выполнение автоматизации всех энергоснабжающих установок – это включение элементов автоматики и телемеханики в управление подстанций и регулирование параметров агрегатов и двигателей.

Контроль за изменением параметров энергоресурсов, т. к. изменение температуры, давления, влажности и пр. может привести к перерасходу энергоресурсов и ухудшению качества продукции.

Мероприятия по усовершенствованию энергоиспользования.

Основные мероприятия состоят из следующих:

- 1) организационно-технических мероприятий;
- 2) улучшение и внедрение оборудования и машин с повышенными по качеству энерготехнологическими параметрами;
- 3) модернизация и реконструкция технологий и оборудования;
- 4) повышение степени использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР);
- 5) утилизация низкопотенциального тепла.

ВЭР – это энергетический потенциал продукции, промежуточных и побочных продуктов, которые образуются в технологических агрегатах (установках), теряющийся в самом агрегате, но может быть частично либо полностью использован для энергоснабжения. Их рациональное использование является одним из крупнейших резервов экономии топлива, которое способствует снижению топливо- и энергоемкости промышленной продукции. Потенциальные запасы ВЭР оцениваются более чем в 1000 млн ГДж

[39].

ВЭР могут быть востребованы непосредственно без изменения вида энергоносителя (для удовлетворения потребности в топливе и теплоте) либо с изменением вида энергоносителя путем выработки электроэнергии, тепла, холода либо механической работы в утилизационных установках.

Многие отрасли народного хозяйства располагают значительным резервом тепловых и топливных ВЭР, которые занимают значительное место в их топливно-энергетическом балансе. Наибольшими тепловыми ВЭР располагают предприятия цветной и черной металлургии, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности, газовой промышленности, промышленности строительных материалов, а также тяжелого машиностроения.

Именно в таких отраслях широко используется теплота высокого, среднего и низкого потенциалов. Из 90 % теплоты высокого потенциала (> 623 К): на плавку идет около 33 %, на нагрев 40 % и на обжиг руд и минерального сырья около 20 %. За счет сжигания различных видов топлива непосредственно в технологических установках обеспечивается большая часть теплоты высокого потенциала.

Одной из важнейших задач совершенствования любой отрасли поэтому является выявление резервов ВЭР, их экологически и экономически обоснованное использование для целей производства и удовлетворения нужд бытового потребления. Утилизация ВЭР наряду с повышением эффективности использования топливно-энергетических ресурсов позволяет снизить воздействие энергопотребления и энергоснабжения на окружающую среду, а именно: уменьшается выброс тепловых отходов (тепловое загрязнение) и содержание вредных выбросов в продуктах сгорания.

Любая технологическая установка характеризуется определенным энергетическим КПД, которые показывают какая величина подведенной к процессу энергии теряется. На практике же происходит постоянная борьба с потерями, используются самые различные способы их сокращения, а именно: организационно-технические, которые связаны с наладкой режимов работы агрегатов и технологических процессов, улучшением изоляции технологического оборудования, трубопроводов горячей пара, воды и др.

Одним из путей снижения потерь является использование возможности возвращения части потерь энергии непосредственно в том процессе, в котором они образуются. Многочисленные исследования подтверждают экономическую и энергетическую эффективность рекуперации и регенерации энергии. После чего остаются только потери, которые по указанной технологии при существующем уровне развития техники избежать или уменьшить нельзя. Принято считать такую часть энергетических потерь вторичными энергоресурсами, которые обычно подразделяют на тепловые, горючие и избыточного давления.

Таким образом, использование ВЭР во многих случаях экономически эффективно, т. к. удельные капитальные вложения в установку по утилизации тепловых ВЭР, отнесенные к 1 т сэкономленного топлива, это ниже, чем цена топлива с учетом его транспортировки. Поэтому планирование и стимулирование использования ВЭР имеют важное значение.

Для наиболее полного выявления и эффективного использования ВЭР на действующем предприятии, в объединении при разработке паспорта предприятия обеспечивается учет всех образующихся ВЭР, возможных способов их утилизации и направлений использования. Экономически обоснованы должны быть все включаемые в план мероприятия по повышению уровня использования ВЭР. В первую очередь при ограниченности капиталовложений следует предусматривать мероприятия, осуществление которых обеспечивает наибольший экономический эффект.

Экономия топлива зависит от направления использования ВЭР и схем топливно- и энергоснабжения предприятия. Экономия топлива при тепловом направлении использования ВЭР определяется путём сопоставления количества тепла, которое получено от использования ВЭР, с технико-экономическими показателями выработки того же количества и тех же параметров тепла в основных энергетических установках. При силовом направлении использования ВЭР выработка электроэнергии (либо механической энергии) сопоставляется.



## 6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

### 6.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий из дымовых труб

В настоящий момент времени вопросы охраны окружающей среды приобретают исключительное значение с увеличением мощностей промышленных объектов, концентрацией общественных и жилых зданий.

Котлоагрегаты являются основным источником образования вредных веществ при работе котельной. При горении газа в атмосферу поступают такие вредные вещества как: окись углерода, окислы азота и сернистый ангидрид [33].

### 6.2 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ

Наряду с основными продуктами сгорания ( $H_2O$ ,  $CO_2$ ,  $NO_2$ ) при сжигании различных топлив в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (сажа, зола) и токсичные газообразные вещества – сернистый и серный ангидрид ( $SO_3$ ,  $SO_2$ ). Все продукты неполного сгорания являются вредными ( $CO$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ). На органы дыхания живых организмов вредно воздействуют окислы азота, они также вызывают ряд серьезных заболеваний и разрушающе действуют на материалы и оборудование, способствуют ухудшению видимости.

За счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха образуются окислы азота и содержатся в продуктах сгорания всех топлив. Диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур в топке является условием окисления азота воздуха. В топочной камере в результате реакции образуется в основном окись азота  $NO$  (более 95 %). Образование двуокиси азота  $NO_2$  за счет доокисления  $NO$  требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе. В воде  $NO$  практически не растворяется. Технически сложна и в большинстве случаев экономически нерентабельна очистка продуктов сгорания от  $NO$  и других окислов азота. В силу этого, усилия направлены на снижение образования окислов азота в топках котлов.

Организация двух стадийного сжигания топлива, т. е. применение двухступенчатых горелочных устройств, является радикальным способом снижения образования окислов азота. Поэтому в первичную зону горения подается 50–70 % нужного для горения воздуха, а остальная часть воздуха поступает во вторую зону, т. е. происходит дожигание продуктов неполного сгорания [47].

Уменьшение избытка воздуха и снижение температуры подогрева воздуха в топке тоже сокращает образование окислов азота, за счет снижения температурного уровня в топке и за счет уменьшения концентрации свободного кислорода.

Предельно допустимыми концентрациями (ПДК) вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов регламентируется защита воздушного бассейна от загрязнений. ПДК вредного вещества в воздухе является критерием санитарной оценки среды.

									лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				

Под ПДК следует понимать концентрацию различных веществ и химических соединений, которая при ежедневном воздействии на организм человека не вызывает каких-то патологических изменений либо заболеваний. ПДК атмосферных загрязнений устанавливается в двух следующих показателях: среднесуточная и максимально-разовая.

Для двуокиси азота ( $\text{NO}_2$ ), основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе, предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна  $0,085 \text{ мг/м}^3$ , среднесуточная –  $0,04 \text{ мг/м}^3$ .

При одновременном совместном присутствии в выбросах веществ однонаправленного вредного действия их безразмерная суммарная концентрация не должна превышать 1 (6.1).

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \frac{C_3}{\text{ПДК}_3} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1, \quad (6.1)$$

где  $C_1, C_2, C_3, C_n$  – фактические концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе,  $\text{мг/м}^3$ ;

$\text{ПДК}_1, \text{ПДК}_2, \text{ПДК}_3, \text{ПДК}_n$  – предельно допустимая концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе,  $\text{мг/м}^3$ .

Все газы подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не токсичны. Рассеивание выбросов через высокие дымовые трубы является основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли. Поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы из дымовых труб, перемешивается с воздухом, за счет этого концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения. Основным фактором, который влияет на рассеивание токсичных веществ, является ветер

[33].

Так, предусмотренный проектом комплекс мероприятий по охране атмосферного воздуха включает следующее:

- применение в качестве основного топлива природного газа – более экологически чистого вида топлива;
- установку достаточно высоких дымовых труб (расчет приведен ниже);
- оснащение котлоагрегатов приборами, которые регулируют процесс горения и количество воздуха, что в свою очередь дает возможность контролировать процесс горения топлива.

Территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена для максимального ослабления влияния на окружающее население производственных загрязнений атмосферного воздуха. Озеленение производится газоустойчивыми породами кустарников и деревьев. Ширина полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилого массива должна быть не менее 50 м, а при ширине зоны до 100 м – не менее 20 м. Основным фактором, который влияет на рассеивание токсичных веществ, является ветер.

									лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				

### 6.3 Определение высоты дымовой трубы

В настоящий момент существенно ужесточились основные требования по вопросам выбросов вредных веществ, при сжигании природного газа. Таким образом, государственные надзорные органы по защите окружающей среды во многих регионах предписывают уменьшить вредные выбросы оксидов азота на действующих энергетических объектах до уровня, который соответствует нормам, установленным в ГОСТ 29328-92 [11].

Кроме того, необходимо обеспечить следующее:

- высокую надежность и безопасность работы ТЭЦ;
- высокие экономические показатели;
- маневренность.

Паровой котел БКЗ-210-140Ф работает на угле, поэтому основными токсичными выбросами, которые содержатся в дымовых газах, являются оксиды серы и окислы азота.

Расчет дымовой трубы заключается в правильном выборе ее конструкции и подсчете высоты, которая обеспечивает допустимую концентрацию вредных веществ в атмосфере [37].

Диаметр устья дымовой трубы  $D_o$ , м, определяется по формуле (6.2):

$$D_o = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V_g \cdot B}{N \cdot w_o}} \quad (6.2)$$

где  $N$  – число дымовых труб;

$w_o$  – скорость дымовых газов в устье дымовой трубы, м/с;

$V_g$  – объемный расход дымовых газов, м<sup>3</sup>/с;

$B$  – расчетный расход топлива на один котел, кг/с.

$$D_o = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{31,2 \cdot 13,032}{1 \cdot 25}} = 4,56 \text{ м}$$

В таблице 6.1 представлены исходные данные для определения объема продуктов сгорания.

Таблица 6.1 – Исходные данные для определения объема продуктов сгорания

Наименование	Обозначение	Размерность	Расчет
Теоретическое количество воздуха для сгорания газа	$V^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	9,53
Теоретический объем азота	$V^0_{N_2}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	7,54
Теоретический объем водяных паров	$V^0_{H_2O}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2,17
Объем трехатомных газов	$V^0_{RO_2}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,03

Полный объем продуктов сгорания за котлом при нормальных условиях (6.3):

$$V_n = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o + (\alpha - 1) \cdot V^o, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.3)$$

где  $\alpha=1,45$  – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

$$V_n = 1,03 + 7,54 + 2,17 + (1,45 - 1) \cdot 9,53 = 15,03 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Приземная концентрация оксидов азота выбрасываемых из дымовой трубы при работе котла определяется по формуле (6.4).

$$M_{NO_2} = V \cdot C_{NO_x}, \quad (6.4)$$

где  $C_{NO_x}$  – содержание оксидов азота в выхлопных газах

$$M_{NO} = 406,5 \cdot 0,24 = 97,56 \text{ г/с}$$

Зададим высоту трубы для определения минимальной высоты трубы для выбросов  $NO_2$ :  $H=100$  м., и скорость выхода газов из устья трубы  $w_0=40$  м/с.

Предварительно определим диаметр трубы (6.5):

$$d^2 = \frac{V \cdot 4}{w \cdot \pi} \quad (6.5)$$

$$d = \sqrt{\frac{406,5 \cdot 4}{40 \cdot 3,14}} = 7,2 \text{ м}$$

Стандартный диаметр трубы принимаем 7,2 м.

Примем среднюю летнюю температуру окружающего воздуха в Челябинской области для определения разности температур окружающего воздуха и выходящих газов  $t_{\text{окр.в.}} = 25$  °С, тогда  $\Delta T = 104,8 - 25 = 79,8$  °С

Рассчитаем коэффициенты  $m$  и  $n$ . Для их расчета необходимы вспомогательные величины  $f$  (6.6),  $v_m$  (6.7),  $u_m$  (6.8):

$$f_1 = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot d}{H_1^2 \cdot \Delta T} \quad (6.6)$$

$$f_1 = \frac{10^3 \cdot 40^2 \cdot 7,2}{100^2 \cdot 79,8} = 14,44$$

									лист
									53
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				

$$v_{.m1} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \frac{\Delta T}{H_1}} \quad (6.7)$$

$$v_{.m1} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{406,5 \cdot \frac{79,8}{100}} = 7,09$$

$$u_{.m1} = v_{.m1} (1 + 0,12 \sqrt{f}) \quad (6.8)$$

$$u_{.m1} = 7,09 \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{14,44}) = 10,32$$

$$m_1 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_1} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_1}} \quad (6.9)$$

$$m_1 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{14,44} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{14,44}} = 0,53$$

По формуле (6.10) рассчитывается расчетная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{A \cdot F \cdot n \cdot m \cdot \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V \cdot \Delta T}}}, \quad (6.10)$$

где  $A=200$  – коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий,  $c^{2/3} \cdot \text{мг} (K^{1/3} \cdot \text{г})$ ;

$F=1$  – коэффициент, учитывающий условия выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса.

$M$  – суммарное количество вредного вещества, которое выбрасывается в атмосферу = 141,67 г/с;

$m$  и  $n$  – безразмерные коэффициенты, которые учитывают условие выхода газовой смеси из устья источника выброса.

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 0,53 \cdot \frac{97,56}{0,04} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{406,5 \cdot 79,8}}} = 103,5 \text{ м},$$

где  $A=160$  – коэффициент, который зависит от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий,  $c^{2/3} \cdot \text{мг} (K^{1/3} \cdot \text{г})$ ;

						лист
					13.03.01.2020.905.05 ПЗ	54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$F=1$  – коэффициент, который учитывает условия выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса;

$M$  – суммарное количество вредного вещества, которое выбрасывается в атмосферу = 97,56 г/с;

$m$  и  $n$  – безразмерные коэффициенты, которые учитывают условие выхода газовой смеси из устья источника выброса.

Концентрацию вредных веществ в приземистом слое находим по формуле (6.11):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.11)$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 141,67 \cdot 4 \cdot 0,53 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{406,5 \cdot 79,8}} = 0,022 \text{ мг/м}^3;$$

Концентрация вредных веществ в приземистом слое составила  $C_{NO_2} = 0,022 \text{ мг/м}^3$  при высоте трубы  $h = 105 \text{ м}$ , что соответствует стандартным требованиям.

									лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				

## 7 АВТОМАТИЗАЦИЯ

В данном проекте разработана функциональная схема КИПиА котла ст. № 2 БКЗ 210-140Ф. Схема вычерчена в соответствии с ГОСТ 21.404-85 и представлена в графической части проекта.

Безопасная, надежная и экономичная работа котельной с минимальным числом обслуживающего персонала может осуществляться только при наличии следующих систем: автоматики безопасности, теплотехнического контроля, автоматического регулирования, сигнализации и управления технологическими процессами [31].

Задачи автоматического регулирования теплоисточника: поддержание температуры воды, которая подается в теплосеть, на заданном уровне, определяемым в соответствии с отопительным графиком при экономичном сжигании используемого топлива и стабилизация основных параметров работы котельной.

Температура воды, которая подается в теплосеть согласно отопительному графику, на заданном уровне поддерживается «холодным перепуском». Независимо от количества работающих котлов, заданный расход воды обеспечивается регулятором расхода (клапаном на линии рециркуляции), который получает импульс по перепаду давлений между коллекторами обратной и прямой сетевой воды котлов [43].

В котельных устанавливают приборы, показывающие измерения температуры жидкого топлива в общей напорной магистрали, температуры воды в подающем и обратном коллекторах.

В котельной должна быть предусмотрена регистрация параметров: расхода воды, идущей на подпитку тепловой сети; температуры воды в подающих трубопроводах тепловой сети и горячего водоснабжения и в каждом обратном трубопроводе.

Деаэраторно-питательные установки оборудуют специальными показывающими приборами для измерения: давления питательной воды в отдельной магистрали; температуры воды в аккумуляторных и питательных баках либо в соответствующих трубопроводах; уровня воды в питательных и аккумуляторных баках.

В таблице 7.1 представлена функциональная схема КИПиА котла БКЗ-210-140Ф.

Таблица 7.1 – Функциональная схема КИП и А котла БКЗ-210-140Ф

Обозначение	№ позиции	Наименование устройства	Тип
1	2	3	4
PE	1а, 2а, 3б, 5а, 10а, 12а, 17а	Преобразователь давления	МЭД-250
FE	2б, 8а, 9а, 9б, 11а, 11б, 15а, 15б, 16а	Расходомерное устройство (диафрагма, сопло)	

										лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4
TE	7а, 7б, 13а, 13б, 13в, 13г, 19а, 23а, 24а, 25а, 26а, 26б, 27а	Термопара, термометр сопротивления	ТХА, ТХК, 50М, 50П
LE	6а, 21а	Уравнительный сосуд	СР-160-3
FT	2в, 3а, 6б, 6в, 6г, 8б, 9в, 15в, 15г, 16б	Дифманометр с дистанционной передачей	ДММ, ДТМ, ТНМ, Метран-150
QE	4а	Первичный преобразователь для измерения содержания кислорода	ЭХД-1
DT	22а	Прибор для измерения плотности раствора бесшкальный, с дистанционной передачей показаний	МАРК-602
PC	1б, 5б	Автоматический регулятор давления	РП-4П
TC	7е	Автоматический регулятор температуры	УСМ-4, ИРТ-5922, ТРМ-138, 2ТРМ1
QC	4б	Вторичный прибор для измерения содержания кислорода	КСП-2
LC	6д	Вторичный прибор для измерения уровня	ДСР-04, ИРТ-5922
PDS	3д	Преобразователь разности давления	ИРТ-5922,
H	1в, 2з, 3г, 4в, 5в, 6е, 7ж	Задатчик ручного управления	ЗРУ-10
HS	1г, 2е, 2и, 3ж, 4г, 5е, 6и, 6м, 6н, 7з	Блок управления	БУ-21
EY	2г, 5д, 7г	Электрический преобразователь	ДТ, АИР, DNP
EQ	1д, 4д	Импульсный интегратор	К-16.3.2
ES	2ж	Дифференциатор	К-16.3.2
NS	2д, 3в, 5г, 6ж, 6з, 7в	Пусковая аппаратура управления электродвигателя	ПМЕ-211, МКР-052, ПБР-3М, ПБР-3А
GI	2к, 3е, 5ж, 6к, 6л, 7д	Указатель положения регулирующего органа	БСПТ, БСПИ

Окончание таблицы 7.1

1	2	3	4
PIR	10б, 12б	Вторичный показывающий и самопишущий прибор для измерения давления	ДСР-04
PI	17б	Вторичный показывающий прибор для измерения давления	ДПР-04, ДСР-04, ИРТ-5922
TIR	13б, 19б	Вторичный показывающий и самопишущий прибор для измерения температуры	КСП-2, КСМ-2, КСП-4, КСМ-4, Технограф 160
TI	20б, 25б, 27б	Вторичный показывающий прибор для измерения температуры	Л-64, Ш-69000, Ш-4501
FIR	8в, 9г, 15д, 15е, 16в	Вторичный показывающий и самопишущий прибор для измерения расхода.	ДСР-04
LI	21б	Вторичный показывающий прибор для измерения уровня	ДСР-04, ИРТ-922
DI	22б	Вторичный показывающий прибор для измерения плотности раствора.	МАРК-602

На котлах БКЗ-210-140Ф ЧТЭЦ-2 предусмотрен комплекс контрольно- измерительных приборов для регистрации и наблюдения параметров воды, пара, нагрузки и системы пылеприготовления, комплекс автоматического регулирования, технологических защит и блокировок.

Для наблюдения и оценки работы котельного агрегата используют контрольно-измерительные приборы (КИП).

1. Измерение температуры:

КИП состоит из:

- первичного измерительного прибора, который устанавливается по месту на технологическом оборудовании;
- соединительных линий (провода, кабельные связи, компенсационный провод), которые проложены по кабельным конструкциям;
- схемы питания: коммутационная аппаратура, источник питания, соединительные провода;
- вторичного измерительного прибора с цифровым либо стрелочным циферблатом.

										лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

Измерительные приборы могут иметь одно-, двух- и трехпозиционные регулирующие устройства, используемые для целей предупредительной и аварийной сигнализации и для технологических защит.

Приборы для измерения температуры, которые установлены на котлах ЧТЭЦ-2:

а) Пирометрический милливольтметр, который предназначается для измерения температуры в диапазоне 0–1500 °С.

Комплект прибора состоит из:

- термоэлектрического термометра (термопары);
- соединительных проводов с использованием компенсационного провода;
- коробки термокомпенсации;
- подгоночных катушек сопротивления измерительных линий;
- подгоночного переключателя в многоточечных схемах измерений;
- источника питания выпрямленным напряжением 4 В;
- измерительного прибора с циферблатом и указателем.

Прибор может иметь одно- двухпозиционное регулирующее устройство, которое предназначено для целей регулирования температуры либо сигнализации.

Для измерения температуры различных устройств технологического оборудования технологических цехов такие приборы широко используются. Установлены на местных и центральных тепловых щитах. Могут быть использованы только в комплекте с первичными приборами и компенсационным проводом соответствующей градуировки ХК либо ХА. Величина сопротивления внешних соединительных линии и градуировка указаны на шкале прибора.

Типы приборов, которые используют на ЧТЭЦ-2: М-64; МГПЦПр-54; Ш-4500.

Типы термоэлектрических термометров (термопар), которые используют на ЧТЭЦ-2: ТХА-П; ТХА-УГ; ТХК-284; ТХА-284; ТХК-0515; ТХА-0515.

Типы многоконечных переключателей: ПМТ-6; ПМТ-8; ПМТ-12; ПМТ-20; ПМТ-М-20.

Типы источников выпрямленного напряжения: СВ-4; СВ-4К.

б) Логометр предназначен для измерения температуры в диапазоне от –500 до +50 °С либо от 0 до +600 °С с различными температурными диапазонами измерения.

Комплект прибора состоит из:

- термометра сопротивления;
- соединительных проводов;
- подгоночных катушек сопротивления измерительных линий;
- многоточечного переключателя в многоточечных схемах измерения;
- источника питания напряжением 4 В;
- измерительного прибора с циферблатом и указателем.

Прибор может иметь одно- либо двухпозиционное регулирующее устройство, которое предназначено для регулирования температуры либо цепей сигнализации.

Для измерения температуры различных устройств технологического оборудования технологических цехов такие приборы широко используются. Установлены на местных и центральных тепловых щитах. Используются только в

комплекте с первичными приборами соответствующей градуировки 21 либо 23. Градуировка и величина сопротивления внешних соединительных линий указаны на шкале прибора.

Типы приборов, которые используют на ЧТЭЦ-2: ЛПр-53, Л-64, Ш-69000.

Типы термометров сопротивления: ТС, ТСМ-Х, ТСМ410-01, ТСМ-5071, ТСП-1, ТСП-П, ТСП-5071.

с) Автоматический показывающий регулирующий электронный потенциометр предназначен для измерения температуры от 0 до +150 °С, от 0 до +600 °С и т. д.

Приборы используются для целей измерения температуры, сигнализации и в целях технологических защит оборудования КТЦ. Установлены на центральных тепловых щитах и местных щитах КТЦ. Могут быть использованы только в комплекте с первичными приборами и компенсационным проводом соответствующей градуировки ХК или ХА. Градуировка указана на шкале прибора. Питание прибора от трансформатора 127 В или 220 В.

Типы приборов используемых на ЧТЭЦ-2: ППр-05, КПП-1.

д) Автоматический показывающий регулирующий электронный мост предназначен для измерения температуры в диапазоне от 0 до +50 °С, от 0 до +500 °С.

Типы приборов, используемых на ЧТЭЦ-2: МПр-4-05, КМП-1.

е) Автоматически показывающий самопишущий регулирующий мост предназначен для измерения температуры в диапазоне от 0 до +50 °С, от 0 до +300 °С. Приборы используются для измерения температуры и участвуют в цепях технологических защит оборудования КТЦ. Установлены на местных и центральных тепловых щитах КТЦ. Могут быть использованы только в комплекте с первичными приборами соответствующей градуировки 21 либо 23. Градуировка указана на шкале прибора. Питание прибора 127 В и 220 В.

Рассмотрим краткую характеристику приборов по давлению, расходу, уровню и места их установки.

Комплект приборов состоит из:

1) сужающее устройство – сопло, диафрагма, труба Вентури, которое установлено внутри трубопровода и которое создает перепад давления, что в свою очередь является мерой расхода измеряемых сред (для расходомеров);

2) разделительные сосуды либо конденсационные бачки для обеспечения перепада давления столбов жидкости в них, что является мерой уровня, измеряемого в определенной емкости;

3) первичные измерительные приборы (датчики) типа ДММ, ДМ, ДТ, МЭД, которые имеют специальную индукционную катушку с подвижным сердечником (плунжером) либо приборы типа «Сапфир», «Метран», ИА с токовым выходом 0–5 мА, 4–20 мА, которые устанавливаются на стенде и соединенные с отборным устройством импульсными линиями;

4) кабельные связи (провода);

5) блок питания датчика типа «Карат», БПК (для датчиков типа «Сапфир», «Метран»);

6) блок извлечения корня типа «БИК» (для расходомеров с токовым выходом);

										лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

7) вторичный измерительный прибор со стрелочным циферблатом [34].

Измерительные приборы используются для измерения и регистрации физических величин (расхода, уровня, давления) преобразованных первичными взаимозаменяемыми дифференциально-трансформаторными датчиками во взаимную индуктивность либо с входным сигналом 0–5 мА, 4–20 мА.

Типы приборов, которые используют на ТЭЦ-2: ДСР, КСД, МСИР, КПД, Диск-250, ВМД, А-100, ДПР. Манометры предназначены для измерения избыточного либо вакуумметрического давления газов, жидкостей и паров. По своему исполнению манометры делятся на следующие виды:

- обычные технические типа ОБВ, ОБМ, МТ, МТП;
- электроконтактные, контакты которых работают в схемах АВР, сигнализации и технологических защит [48].

Дифманометры сильфонные типа ДСП и ДСС предназначены для измерения перепада давления газообразных сред и неагрессивных жидких. Принцип действия их основан на уравнивании силы от перепада давления силами упругих деформаций сильфонов, торсионной трубки и винтовых диапазонных пружин и кинематической передачей на циферблат прибора.

Регулирование процесса парообразования и горения включает в себя такие регуляторы как:

- регулятор давления перегретого пара;
- регулятор топлива;
- регулятор общего воздуха;
- регулятор разряжения;
- регулятор первичного воздуха;
- регулятор питания котла водой;
- регулятор температуры перегретого пара;
- регулятор температуры аэросмеси;
- регулятор непрерывной продувки.

Регулятор тепловой нагрузки (РТН) на котлоагрегатах предназначен для поддержания необходимого давления перегретого пара перед турбогенераторами (12,5 МПа) и в паровой магистрали (трансфере) 13,0 МПа, за счет изменения паровой нагрузки на котлах. Изменение паровой нагрузки на котлах производится путем изменения количества воздуха и топлива в топку котла.

На блок регулятора поступает сигнал от регулятора давления в регулирующем режиме. Сигнал от датчика ДМ расхода газа суммируется с сигналом от РД алгебраически. Сигнал от датчика ДМ расхода газа находится в противофазе к сигналу от регулятора давления.

Сигналы, которые поступают на электронный блок регулятора, обрабатываются и поступают на выход 7–8, 8–9 (выходное напряжение 24 В). Выходной сигнал поступает на ПБР (магнитный пускатель), воздействующий на электродвигатель исполнительного механизма КДУ (МЭО) газа.

Исполнительный механизм перемещает регулирующий орган, заслонку и изменяет расход газа в топку котла.

Регулятор общего воздуха предназначен для изменения количества воздуха, который поступает в топку котла, а также обеспечения полноты сгорания топлива в топке.

Изменение количества общего воздуха, которое поступает в топку котла, осуществляется изменением положения направляющих аппаратов дутьевых вентиляторов исполнительными механизмами типа МЭО.

РОВО работает по 2-х импульсной схеме: импульс по перепаду давления на воздухоподогревателе котла и импульс по расходу газа. Поддержание материального баланса между воздухом и газом обеспечивается сравнением сигналов по расходу газа и перепадом давления на воздухоподогревателе. В установившемся режиме при указанной нагрузке, в соответствии с режимной картой, такие сигналы должны быть сбалансированы.

Регулятор разряжения предназначен для поддержания постоянного разрежения в верхней части топки котла независимо от его нагрузки.

Изменение разрежения в верхней части топки котла воспринимается дифтягометром ДТМ-50, который преобразует такое изменение в электрический сигнал и подает его на электронный блок РПИБ (К-1) и РП4-П. Усиленный сигнал через ПЛКП (К-1) и К-26, ключ управления подается на срабатывание магнитного пускателя и ПБР, колонку КДУ (МЭО), изменяющие положение направляющих аппаратов в зависимости от направления сигнала.

Работа направляющих аппаратов дымососов охвачена синхронизирующей шагающей схемой, которая выполнена на электронном приборе К-26 и ПЛКП.

Регулятор питания котла (РПК) предназначен для поддержания материального баланса между отводом пара и подачей воды на котле. Питание котла водой осуществляется по двум питательным трубопроводам: Д<sub>у</sub>-100 и основному Д<sub>у</sub>-225, на которых установлены регулирующие клапаны, соответственно РПК-3 и РП-1,2.

РПК работает по 3-х импульсной схеме: импульс по расходу воды, импульс по расходу пара, импульс по уровню в барабане котла. Поддержание материального баланса между золой и паром обеспечивается сравнением сигналов по расходу питательной воды и расходу пара. При среднем уровне в барабане в установившемся режиме эти сигналы должны быть сбалансированы. Импульс по расходу воды и расходу пара включены в противофазу, импульс по уровню в барабане котла является корректирующим. Все эти три импульса от датчиков суммируются в электронном блоке алгебраически. Величина сигнала от датчиков формируется во входной сумматор: по расходу пара – чувствительность 1, по расходу воды – чувствительность 2, по уровню – чувствительность 3.

Сформированный и усиленный сигнал с РП4-П, с клемм 7–8 (сигнал «меньше»), 8–9 (сигнал «больше») напряжением 24 В попадает в схему управления электроприводами клапанов РПК-1, РПК-2 и РПК-3.

Регулятор температуры перегретого пара предназначен для предохранения поверхностей нагрева от перегрева и поддержания заданной температуры пара на выходе из котлоагрегата.

Впрыски 1-й ступени предназначены для предохранения расположенных за ним поверхностей нагрева от перегрева.

							лист
							62
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ		

Впрыски 2-й ступени поддерживают постоянную заданную температуру перегретого пара на выходе из котлоагрегата.

Регулирование температуры перегретого пара выполнено двухступенчатым, с опережающим дифференциальным импульсом от К-16-3.2 для повышения устойчивости системы регулирования. Регулирование температуры в первой ступени обеспечивает поддержание температуры перегретого пара в заданных пределах (390–420 °С) в пароперегревателе между коллекторами первой и второй ступенями.

Регулятор температуры первой ступени работает по 2-х импульсной схеме:

а) импульс по скорости изменения температуры за первым впрыском (скоростной импульс);

б) импульс по изменению температуры в первой ступени регулирования (основной импульс).

Регулирование температуры во второй ступени обеспечивает поддержание температуры перегретого пара в заданных пределах (545–555 °С) на выходе пара от котла. Регулятор температуры 2-й ступени работает также по двухимпульсной схеме. При изменении температуры пара сигнал от скоростной термопары подается на дифференциатор К-16-3.2, формирующий сигнал на РП4-Т. Величина сформированного сигнала зависит от скорости изменения температуры, что в свою очередь позволяет при резком изменении температуры изменять положение клапана впрыска раньше, чем появится сигнал от основной термопары.

Так достигается повышенная устойчивость системы регулирования. Величина сигнала от основной термопары зависит от величины отклонения температуры от заданного значения.

Сигнал от РП4-П подается через ключ управления на ПБР-3 либо на МКР-059. ПБР-3 либо МКР-059 включает электродвигатель исполнительного механизма КДУ либо МЭО, перемещающий регулирующий клапан, изменяя расход впрыскиваемого конденсата.

Регулятор непрерывной продувки служит для удаления избытков солей, которые скапливаются в котловой воде в процессе парообразования. Для получения качественного пара в котлоагрегате применена схема 2-х ступенчатого испарения и соответствующие сепарационные устройства. 1-я ступень испарения (чистый отсек) расположена непосредственно в барабане котла. Солеными отсеками служат выносные циклоны (по два циклона на каждой стороне котла), из которых осуществляется непрерывная продувка. Количество удаляемой золы из соленых отсеков регулируется в зависимости от солесодержания воды в отсеках.

Регулятор непрерывной продувки выполнен по схеме соотношения «расход пара – расход непрерывной продувки» с корректирующим импульсом по солесодержанию. Все импульсы обрабатываются в электронном блоке ЭР-НП-59 и через КУ подается сигнал на МП. МКР-059 либо магнитный усилитель, включающий электродвигатель исполнительного механизма типа КДУ, МЭО.

Автоматический регулятор должен обеспечить постоянство среднего значения уровня независимо от нагрузки парового котла и др. возмущающих воздействий. В переходных режимах изменение уровня протекает довольно быстро, т. к. регулятор

										лист
										63
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

питания должен поддерживать постоянство соотношения расходов пара и питательной воды. Эту задачу выполняет 3-х импульсный регулятор питания, поддерживающий постоянное напряжение в системе регулирования.

Сигнализация отклонения параметров за допустимые пределы осуществляется для освобождения машиниста от необходимости постоянного наблюдения за показаниями приборов и для предотвращения аварийных ситуаций. При срабатывании технологической сигнализации происходит взаимодействие световых и звуковых сигналов, которые слышит и видит на щите управления дежурный машинист котельного цеха, действующий согласно инструкциям по предотвращению аварийных ситуаций [43].

Технологическая сигнализация срабатывает при отклонении параметров, представленных в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Параметры, при которых срабатывает технологическая сигнализация

Показатель	Значение показателя
Изменение уровня в барабане	+50/ –50 мм
Изменение температуры перегретого пара	555/ 545 °С
Температура аэросмеси высоко	125 °С
Изменение давления перегретого пара	14,0/ 12,8 МПа
Давление питательной воды низко	16,3 МПа
Давление в барабане высоко	15,2 МПа
Загорание пыли в мельнице	250 °С
Падение давления воздуха	15 мм.в.ст.
Падение давления газа	110 мм.в.ст.
Потускнение факела в топке	-
Обрыв угля на ПСУ «А, Б, В, Г»	-
При действии защит	-

Для предотвращения аварии оборудования котлоагрегата в случае отклонения параметров за допустимые пределы предусматриваются блокировки, технологические защиты и технологические сигнализации. Защита вступает в действие в случае, когда возможности дистанционного и автоматического управления по предотвращению отклонений больше установленного предела исчерпаны и машинист не может восстановить нормальную работу оборудования.

Защитные устройства по степени воздействия на защищаемые установки котла разделяются на:

- основные (главные) защитные устройства, действие которых приводят к останову котла;
- локальные (местные) защитные устройства, действия которых предотвращают развитие аварии без останова котла.

Основные защиты котла включают в себя элементы, которые представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Элементы, включающие основные защитные устройства

Показатель	Значение показателя
Экстренное отключение котла ключом (КРО)	-
Перепитка котла	+180 мм
У пуск уровня	-180 мм
Понижение температуры перегретого пара	+500 °С
Погасание факела на угле (газе)	-
Понижение давления воздуха за ВЗП	15 мм.з.ст
Понижение давления газа за ГРЗ	ПО мм.в.ст
Повышение давления в топке	50 мм.в.ст
Отключение двух дымососов	-
Отключение двух вентиляторов	-

Локальные защиты котла включают в себя элементы, которые представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Элементы, включающие локальные защитные устройства

Показатель	Значение показателя
Частичная перепитка котла	+100 мм
Повышение давления п/пара	14,6 МПа
Повышение температуры п/пара	+570 °С
Отключение одного дымососа	-
Отключение одного вентилятора	-
Подхват факела на угле	-
Повышение температуры аэросмеси мельниц	+250 °С
Импульсивно-предохранительные устройства (ИПУ):	-
ИПУ контрольный – срабатывание при	15,2 МПа
ИПУ рабочий – срабатывание при	15,8 МПа

Светозвуковой сигнал «Отключение котла» включается при срабатывании защиты. Выходные реле своими контактам создают цепь самоудержания, отключают цепи реле разгрузки котла, на отключение мельниц, дают команды на закрытие паровой задвижки ПК-1, газовой задвижки ПК-2, на закрытие отсежного клапана на газе ОК с включением светозвукового сигнала «Котел отключен». Дутьевые вентиляторы и дымососы остаются при этом в работе. Отключаясь шайбами масляных выключателей, мельницы через реле РП-М «А», «Б», «В», Т7 дают команду на закрытие РПВ-Л (Б, В, Г). ПСУ отключается по блокировке электроцеха при отключении мельниц.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

БЩУ является рабочим местом обслуживающего персонала. Он находится на отметке 11 м, рассчитано помещение на 6 человек. На щите установлены панели с приборами, с помощью которых осуществляется управление оборудованием. Наличие в котельном цехе тяжелого и сложного оборудования, сосудов, которые работают под давлением, высокотемпературных тел и наличие защитных устройств, арматуры – это все накладывает особенный отпечаток на работу общестанционного персонала.

Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) делятся на химические, физические, психофизические и биологические.

Классификация ОВПФ отражена в ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [16].

В зоне обслуживания парового котла имеют место:

1. Физические факторы:

- возможность поражения теплоносителем с высокой температурой;
- тепловое излучение от горячих поверхностей;
- повышенный уровень постоянного шума;
- повышенный уровень вибрации;
- освещение;
- неудовлетворительные параметры микроклимата.

2. Химические факторы:

– общетоксические, основным источником которых является топливо мазут, природный газ;

- высокое содержание  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_x$  в дымовых газах;
- возможные утечки природного газа.

3. Факторы трудового процесса:

- динамическая нагрузка;
- статическая нагрузка;
- напряженность труда;
- неудобная рабочая поза.

4. Травмоопасные факторы:

- повышенное давление теплоносителя;
- разностное расположение оборудования, множество площадок и лестниц, в связи с чем, возможны падения и травмирования;
- вращающиеся и движущиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов.
- возможность поражения электрическим током.

									лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				

## 5. Аварийно-возможные ситуации:

- утечка топлива;
- взрыв котла;
- пожар

## 8.2 Нормирование вредных и опасных производственных факторов. Организация мероприятий защиты

В данном проекте дана оценка существующим условиям труда на рабочем месте в соответствии с действующим нормативным актам по факторам: состояние воздуха, микроклимат рабочей зоны, уровень шума, уровень вибрации, освещенность, вредные производственные излучения, эргономичность рабочего места, энергетические воздействия и пожарная безопасность.

В процессе эксплуатации оборудования должен быть поддержан оптимальный микроклимат в помещении ГПЭС, влияющий на организм человека, т. е. влияние температуры, влажности и подвижности воздуха.

При проектировании важно учесть следующие требования по параметрам микроклимата:

– СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» 20

-ГОСТ 12.1.005-88. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздухурабочей зоны»

На человека могут оказывать воздействие такие климатические параметры воздуха как:

1. Повышенная температура окружающей среды, при которой увеличивается работа потовых желез и растет приток крови для поддержания теплового баланса. Потери тепла человеком за счет испарения пота увеличиваются, и как следствие, увеличивается теплоотдача. При наличии рядом других источников тепла избыточное тепло нежелательно.

2. При понижении температуры окружающего воздуха может произойти сужение сосудов, что приведет к уменьшению теплоотдачи телом человека, это в свою очередь стимулирует его физическую активность, увеличивающую обмен веществ в организме с образованием тепла.

3. Влияние пониженной либо повышенной влажности воздуха. Нормирование этого параметра ведется по относительной влажности. Организм человека расслабляется при слишком низкой влажности, результатом этого является снижение трудоспособности рабочего. Процесс терморегуляции нарушает очень высокая влажность. При значительном содержании влаги снижается работоспособность.

4. Воздействие на выделение тепла человеком (особенно конвективного тепла) оказывает подвижность воздуха. Очень маленькая подвижность воздуха совместно с высокой температурой приводит к быстрому утомлению, (особенно конвективного тепла)

										лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

При проектировании котельных установок в помещении котельной должны соблюдаться допустимые нормы относительной влажности, температуры и скорости движения воздуха.

За счёт нормальной работы запроектированных систем параметры микроклимата соответствуют фактическим показателям.

Нормируемые показатели микроклимата в рабочей зоне оператора представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Нормируемые температура, относительная влажность и скорость движения воздуха в рабочей зоне оператора при эксплуатации оборудования

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	20,0–21,9	24,1–25,0	19,0–26,0	15–75	0,1	0,1
	I6 (140–174)	19,0–20,9	23,1–24,0	18,0–25,0	15–75	0,1	0,2
Теплый	Ia (до 139)	21,0–22,9	25,1–28,0	20,0–29,0	15–75	0,1	0,2
	I6 (140–174)	20,0–21,9	24,1–28,0	19,0–29,0	15–75	0,1	0,3

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержания оптимального либо доступного теплового состояния организма в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96: работа оператора на БЩУ относится к категории Ia – легкие физические работы, производимые сидя либо сопровождающиеся незначительным физическим напряжением, энергозатраты составляют до 139 Вт [20]. В помещениях, в которых проводится основная работа, должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата, представленные в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Оптимальные климатические условия на рабочем месте для категории работ «1а»

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22–24	21–25	40–60	0,1
Теплый	23–25	22–25	40–60	0,1

Теплый сезон характеризуется температурой наружного воздуха, превышающей +10 °С, холодный сезон характеризуется среднесуточной температурой холодного воздуха, не превышающей +10 °С.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а (СанПиН 2.2.4.548-96)

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22–25	19–26	15–75	0,1
Теплый	21–28	20–29	15–75	0,2

В таблице 8.4 приведены фактические показатели.

Таблица 8.4 – Фактические величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	23,4	25	26,3	0,1
Теплый	25,1	25	58,9	0,2

Таким образом, у большинства показателей оптимальные величины, остальные не выходят за допустимые пределы, что соответствует требованиям СанПиН 2.2.4.548-96. Периодически проводится контроль за содержанием в воздухе водорода и других газов путем отбора проб.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений не превышает установленных предельно допустимых.

Для снижения воздействия от избыточных тепловыделений в газовом корпусе в соответствии с СНиП-2.04.05-91 предусмотрено наличие аэрации воздуха и

естественной и принудительной вентиляции, поэтому на БЩУ устанавливают кондиционеры [17].

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96, ГОСТ 12.1.012-90 помещение щита управления относится к категории «3» тип «а». Характеристика условий труда: технологическая вибрация, воздействующая на операторов станционных машин и оборудования, либо которая передается на рабочем месте, не имеющем источников питания [6, 21].

На ЧТЭЦ-2 источником вибраций в котельном отделении служат электродвигатели, насосы, трубопроводы и др. вращающееся оборудование. Для предотвращения вибрации выполняются фундаменты под газотурбинные установки, основное и вспомогательное оборудование, которое имеет соответствующую массу, достаточную для поглощения колебаний. В местах прохода трубопровода через перекрытия и стены соприкосновение между строительными конструкциями и трубопроводами отсутствует, а зазоры уплотняются.

Помимо этого, БЩУ удален от источников возникновения вибрации, а на БЩУ под рабочими местами располагаются прорезиненные дорожки.

По аттестационным картам фактический уровень вибрации составляет: 85 дБ, это соответствует ГОСТ 12.1.01.012-90.

Допустимые нормы вибрации на рабочих местах отражены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Допустимые нормы вибрации на рабочих местах

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям			
	Виброускорение		Виброскорость	
	м/с <sup>2</sup>	дБ	м/с <sup>2</sup>	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные значения	-	-	-	92

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96, ГОСТ 12.1.003-91 нормируется уровень шума на рабочем месте. На ГРЭС источником шума в котельном отделении могут быть насосы всех назначений, арматура, электродвигатели, вентиляторы, трубопроводы и сам котел. Уровень шума для легкой физической нагрузки при напряженности в легкой степени не должен превышать 70 дБ [7, 22].

Фактически уровень шума, на основании аттестационной карты, составляет 70 дБ, что соответствует СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Стены помещения БЦУ для защиты от шума заполнены звукопоглощающими материалами, имеют двойную стенку и предусмотрено уплотнение притворов дверей с наложением на них звукоизоляции и тепло.

Нормы уровня звукового давления и уровня звука представлены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Уровни звукового давления и уровни звука

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
103	91	83	77	73	70	68	66	64	70

По условиям компоновки БЦУ не имеет естественного освещения. Предусматривается аварийное освещение, по нормам равное 20 % освещенности рабочего освещения. Аварийное освещение подключено к независимому источнику питания (аккумуляторной батарее) [51].

Требования к освещению рабочего места установлены в СНиП 23-05-95\*. ГОСТ 12.2.007.13-88 регулируются требования к источникам искусственного освещения. При средней точности зрительной работы норма освещенности на постоянном рабочем месте составляет 300–500 лк, коэффициент пульсации до 10 %, доля аварийного – 0,5 лк [5, 23].

В соответствии с аттестационными картами фактическая освещенность рабочего места машиниста БЦУ должна составлять 735 лк, что соответствует вышеназванным требованиям.

### 8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

ПУБЦУ по опасности поражения электрическим током относится к помещениям без повышенной опасности, здесь применяются приборы с напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью. В ГОСТ 12.1.030-81 записаны требования электробезопасности [10]. На БЦУ для защиты от поражения электрическим током оператора используются такие меры как:

- зануление (для того, чтобы защита быстро срабатывала нулевой провод должен иметь проводимость не менее 50 % фазного провода);
- защитное заземление (сопротивление заземления в электроустановках до 1000 В не более 1 Ом);
- надежная изоляция всех токоведущих частей электроустановок;
- отдельное питание оборудования;
- организационные мероприятия, которые обеспечивают безопасную работу в указанной электроустановке.
- отдельное питание оборудования;

К работе на электронной технике допускаются лица, которые прошли инструктаж по ТБ и проверку знаний. От удара молний предусмотрена защита сооружений и зданий (молниеотводы).

Все промышленные электроустановки являются источниками электромагнитных излучений и полей различной интенсивности.

В связи с тем, что в основном применяются зарубежные системы АСУ ТП, БЩУ оснащаются персональным компьютером.

При работе на персональном компьютере нужно учитывать вредные факторы: электростатические поля, электромагнитное излучение, рентгеновское излучение.

На основании СанПиН 2.2.2/2.4.11340-03 напряжение электромагнитного поля с расстояния 50 см вокруг монитора по электрической составляющей должно быть [24]:

- от 5 гГц до 2 кГц – не более 25 В/м;
- от 2 кГц до 400 кГц – не более 2,5 В/м.

Плотность магнитного поля:

- от 5 гГц до 2 кГц – не более 250 НТл;
- от 2 кГц до 400 кГц – не более 25 НТл.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 на рабочем месте имеются надписи, схемы и др. средства информации о последовательности управляющих действий оператора. Применяются цветные решения такие как: аварийные органы управления, окрашенные красным цветом, а пусковые – черным. Согласно ГОСТ 12.2.003-91 производственное оборудование имеет средства сигнализации, которая предупреждает о нарушениях его функционирования, приводящих к возникновению опасных ситуаций [7]. Средства сигнализации: лампы, окрашенные в соответствующие цвета; световые и текстовые табло. Согласно ГОСТ 12.2.064-81 органы управления и функционально связанные с ними средства отображения информации располагаются недалеко друг от друга функциональными группами. Органы управления либо руки работающего при манипуляциях не должны закрывать индикаторы. В соответствии с ГОСТ 12.2.064-81 поверхности приводных элементов органов управления должны быть выполнены из нетоксичных, нетеплопроводных и из электроизоляционных материалов, например, текстолит или дерево [9].

Оператор выполняет свою работу в большинстве сидя. Согласно ГОСТ 12.2.032-78 должно обеспечиваться выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция рабочего места обеспечивает оптимальное положение работающего, достигающееся регулированием следующих высот:

- рабочей поверхности;
- сидения подставки для ног.

Требования к рабочему месту: площадь, приходящаяся на одно рабочее место, должна составлять не менее 6 м<sup>2</sup>.

Параметры рабочего пространства рекомендуются следующие:

- ширина – не менее 800–1400 мм;

										лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

- глубина – не менее 800–1000 мм;
- высота рабочей поверхности клавиатуры над полом – 725 мм;
- расстояние между боковыми поверхностями мониторов должно быть не менее 1,2 м.

В таблице 8.7 представлены все параметры в помещении щита управления, которые соответствуют СанПиН 2.2.2/4.1340-03.

Таблица 8.7 – Параметры рабочего пространства щита управления

Название профессии	Категория работ	Температура, °С	Влажность, %	Скорость воздуха, м/с	Разряд зрительных работ	Освещение, Лк	Класс электробезопасности
Оператор	1а	22–26	55	0,1	III <sub>в</sub> IV <sub>г</sub>	300 150	Пов. опасности

Размещение сооружений и зданий промышленных предприятий, а также выбор расстояния между ними производятся согласно их степени огнестойкости. По пожарной безопасности и требуемой огнестойкости здания и сооружения согласно НПБ-105-03 подразделяются на категории. К категории «Б» пожаробезопасности относится помещение БЩУ.

Согласно СанПиН 21-01-97 по степени огнестойкости имеют 1 категорию, перекрытия междуэтажные – КЕ 160; несущие элементы здания имеют предел огнестойкости – ЕЛ 20; согласно ППБ 01-93. В помещении могут возникнуть пожары категории «В» (горение жидких веществ) и «Е» (электроустановки, находящиеся под электронапряжением). Рабочее место из вышесказанного следует оснастить огнетушителями типа ОП-10 в количестве 2 шт., т. к. они рекомендуются для данной категории помещений и являются универсальными для любого класса пожара.

Помещения должны быть оборудованы пожарной сигнализацией согласно СНиП 2.04.09-8 «Пожарная автоматика зданий и сооружений». При возникновении пожара для безопасного и быстрого выхода людей за пределы опасной зоны предусмотрены эвакуационные пути, не менее 2-х видов на каждое производственное помещение. Эвакуация производится согласно плану эвакуации, имеющемуся на каждом рабочем месте.

В данном проекте предусмотрены мероприятия по обеспечению комфортных условий труда для оператора котельной. Выявлены ОВПФ и описаны методы защиты от шума и от теплового излучения.

## 9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

### 9.1 Техничко-экономический расчет

Для предотвращения образования отложений проведена реконструкция и установлен мокрый слабонаклонный скоростной золоуловитель (МС ВТИ) прямоугольного сечения, позволяющий реализовать способ предупреждения опасного роста отложений благодаря достаточно интенсивному эрозионному разрушению отложений грубыми частицами летучей золы. Благодаря увеличенному проходному сечению горловины данный тип золоуловителя имеет низкое аэродинамическое сопротивление.

В декабре 2020 года будет проведена реконструкция газоздушного тракта котла ст. № 2 БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 путем замены труб Вентури.

Замена системы подачи смывной воды на трубы Вентури.

Оценить экономическую эффективность реконструкции позволит расчет срока окупаемости.

Комплект котельного оборудования, включающий в себя паровой котел, топку, пароперегреватели первой и второй ступени, дымососы, дутьевые вентиляторы, экономайзеры, системы очистки.

Комплект автоматики включает в себя автоматику для модернизированного котла.

Комплект газовой запорно-регулирующей арматуры включает в себя задвижки, вентили, краны шаровые, сетчатые фильтры, а также трубопроводную арматуру (трубы, отводы, переходы, фланцы и др.)

Стоимость комплекта для котельной установки, исходя из цен завода-изготовителя – «Барнаульского котельного завода» и ООО «Энергопоставка», стоимость монтажных работ определяется по прейскуранту фирмы «Монтажное управление энергосистем Г», данные сведены в таблицу 9.1 [50,51,52]

Для экономического обоснования будем сравнивать два варианта:

**первый вариант** – реконструкция с простым золоуловителем;

**второй вариант** – реконструкция золоуловителя с прямоугольным сечением.

Таблица 9.1 – Стоимость оборудования котла БКЗ 210-140Ф

Наименование оборудования	Количество	Вариант № 1, тыс. руб.		Вариант № 2, тыс. руб.	
		Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.	Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
Котел паровой БКЗ 210/140Ф с обмуровкой	1	3275,00	3275,00	3275,00	3275,00
Комплект автоматики	1	1200,00	1200,00	1200,00	1200,00

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5	6
Дымосос	1	950,00	950,00	950,00	950,00
Дутьевой вентилятор	2	1150,00	2300,00	1150,00	2300,00
Золоуловитель №1	4	670,00	2680,00	0	0
Золоуловитель №2	4	0	0	720,00	2880,00
Пылеугольная горелка	6	490,00	2940,00	490,00	2940,00
Комплект ХВО	1	660,00	660,00	660,00	660,00
Комплект газово-запорной арматуры	1	895,00	895,00	895,00	895,00
Итого	-	-	14900,00	-	15100,00
Стоимость СМР, 10%	-	-	1490,00	-	1510,00
ВСЕГО	-	-	16390,00	-	16610,00

Определим остальные составляющие капитальных затрат:

Затраты на транспортировку принимаем по рекомендации прайса транспортной компании «Деловые линии» (9.1):

$$K_{mp} = 0,05 \cdot K_1 \quad (9.1)$$

где  $K_1$  – итоговая стоимость оборудования, тыс. руб.;

$$K_{mp1} = 0,05 \cdot 16390,00 = 819,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{mp2} = 0,05 \cdot 16610,00 = 830,5 \text{ тыс.руб.}$$

Наглядное представление капитальных затрат на проведение реконструкции сведено в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Капитальные затраты на проведение реконструкции

Статьи расхода	Вариант №1, тыс. рублей	Вариант №2, тыс. рублей
1	2	3
1. Стоимость оборудования для реконструкции ЧТЭЦ-2	16390,00	16610,00
2. Проектные работы, 3 % от стоимости оборудования	491,7	498,3

Продолжение таблицы 9.2

1	2	3
3. Стоимость монтажа оборудования	1490,00	1510,00
4. Транспортные затраты, 5 % от стоимости оборудования	800	830,5
5. Стоимость демонтажа золоуловителя 10% от стоимости золоуловителя	19,5	288
6. Пусконаладочные работы, 6 % от стоимости оборудования	983,4	996,6
Итого капитальные затраты:	20174,6	20733,4

После реконструкции котла ЧТЭЦ-2 начинается ее эксплуатация, которая требует ежегодных затрат материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов.

Годовые эксплуатационные затраты включают в себя следующие статьи:

- Затраты на топливо.
- Затраты на воду для подпитки.
- Затраты на электроэнергию.
- Амортизационные отчисления.
- Затраты на текущий ремонт.
- Общехозяйственные расходы.

После реконструкции парового котла БКЗ 210-140Ф на ЧТЭЦ -2 произойдут изменения в расходах на эксплуатацию и амортизацию оборудования, что приведет к экономии денежных средств на текущие затраты. Необходимо учитывать, что затраты на топливо, воду и электроэнергию будут одинаковы и расчету не подлежат.

Амортизационные отчисления для золоуловителя вычисляются по формуле (9.2):

$$I_{Азу} = H_a \cdot K_1 \quad (9.2)$$

где  $H_a$  – норма амортизации, %;

$K_1$  – капитальные вложения на золоуловитель, тыс.руб.

После проведения реконструкции увеличивается срок службы золоуловителя с прямоугольным сечением на 20 %, следовательно, изменяются нормы амортизации.

Норма амортизации для варианта №1 - 0,15% (срок службы 6,7 года).

Норма амортизации для варианта №2 – 0,124% (срок службы 8,04 года).

Рассчитаем величины амортизационных отчислений.

$$I_{A1} = 0,16 \cdot 2680,00 = 428,8 \text{ тыс.руб./год}$$

									лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2020.905.05 ПЗ

$$I_{A2} = 0,124 \cdot 2880,00 = 357,126 \text{ тыс.руб./год}$$

Определим затраты на текущий ремонт.

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать 20% от затрат на амортизацию (9.3):

$$I_{mp} = 0,2 \cdot I_A \quad (9.2)$$

$$I_{mp1} = 0,2 \cdot 428,8 = 85,76 \text{ тыс.руб./год}$$

$$I_{mp2} = 0,2 \cdot 357,12 = 71,42 \text{ тыс.руб./год}$$

Сведем текущие эксплуатационные затраты до и после реконструкции в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Сравнительная таблица затрат

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина	
		До реконструкции	После реконструкции
Годовые затраты на амортизацию	Тыс.руб/год	428,8	357,12
Годовые затраты на текущий ремонт	Тыс.руб/год	85,76	71,42
ИТОГО	Тыс.руб/год	514,56	428,54

Рассчитаем срок окупаемости (9.10):

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta I} \quad (9.10)$$

где  $\Delta K$  – разница капитальных затрат до и после реконструкции, тыс. руб.;

$\Delta I$  – разница текущих затрат до и после реконструкции, тыс. руб./ год.

$$T_{ок} = \frac{20733,4 - 20174,6}{514,56 - 428,54} = 6,52 \text{ года}$$

По приведенным выше расчетам срок окупаемости реконструкции котельной составляет 6,5 года.

Таким образом, срок окупаемости меньше 6,7 года, что является хорошим показателем, так как целью любого проекта является получение прибыли в кратчайшие сроки.

## 9.2 SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия (проекта), а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды):

- 1) Сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия (проекта);
- 2) Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки предприятия (проекта);
- 3) Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
- 4) Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

При проведении SWOT – анализа будут рассмотрены два варианта:

- 1) С проведением реконструкции ЧТЭЦ -2;
- 2) Без проведения реконструкции ЧТЭЦ-2.

SWOT – анализ ЧТЭЦ-2 без реконструкции котла БКЗ 210-140Ф представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Котел БКЗ 210-140Ф без проведения реконструкции

S:	W:
1) Опыт работы с существующим оборудованием; 2) Отсутствие затрат на разработку проекта и переобучение персонала; 3) Отсутствие затрат на покупку нового оборудования	1) Затраты на текущий ремонт оборудования; 2) Менее надежная автоматизация оборудования; 3) Возможность отказа старого оборудования
O:	T:
1) Устойчивый спрос на готовую продукцию	1) Увеличение цен на уголь и природный газ

Рассмотрим вариант с проведением реконструкции, результаты представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Котел БКЗ 210-140Ф с проведением реконструкции на ЧТЭЦ-2

S:	W:
1) Увеличение межремонтного периода 2) Бесперебойная работа оборудования 3) Повышение уровня автоматизации	1) Увеличение капитальных затрат на реконструкцию 2) Поиск новых поставщиков
O:	T:
1) Бесперебойная поставка тепловой и электроэнергии. 2) Уменьшение экологической опасности	1) Удорожание оборудования; 2) Задержки с поставкой нового оборудования

После проведения SWOT – анализа видно, что проведение реконструкции газовоздушного тракта ЧТЭЦ-2 путем замены труб Вентури парового котла БКЗ 210-140Ф, работающем на Майкубенском угле, будет более целесообразным, чем работа с имеющимся на системой золоудаления, так как эффективность изначально минимальна.

### 9.3 Планирование целей предприятия и проекта

Дерево целей представляет структурную модель рисунок 4, показывающую подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. При построении дерева целей используются такие их свойства, как соподчиненность, развертываемость и относительная важность.

При построении дерева целей опираются на два основных принципа:

– соподчиненность, обуславливаемая иерархическим построением социальных систем, а также наличием иерархии по времени и важности;

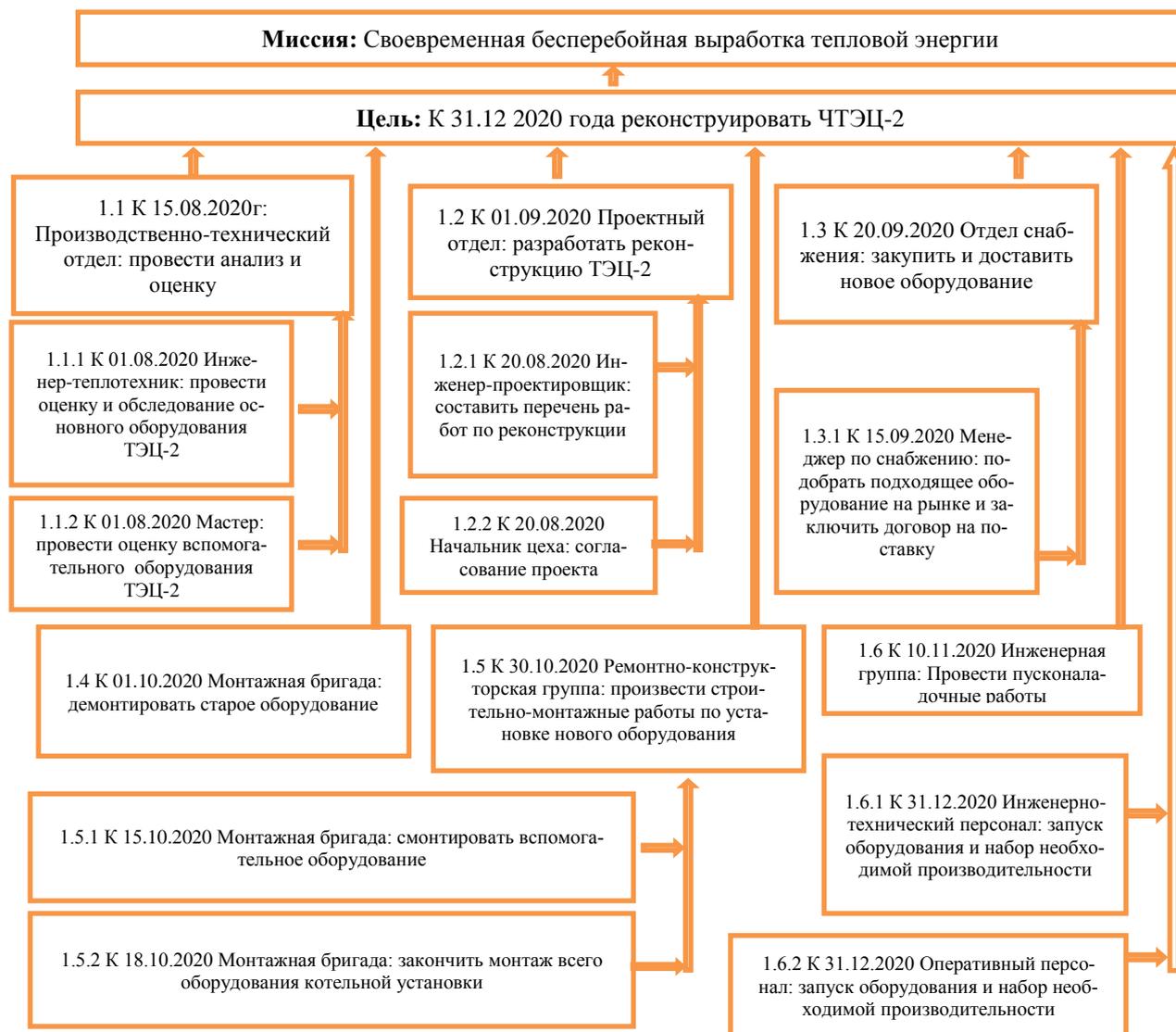


Рисунок 4 – Дерево целей проекта реконструкции ЧТЭЦ-2

Соотносительная важность, заключающаяся в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня. Это позволяет ранжировать цели по степени важности, количественно определять их соотносительную важность через коэффициент значимости [54].

На рисунке 5 изображены поля сил системы. Соотношений влияний движущих сил реализации целей и сдерживающих сил. Данное поле характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития.



Рисунок 5 – Поле сил с проведением реконструкции ЧТЭС-2

На схеме движущие силы представляют собой возможности предприятия найти свободные денежные средства на реконструкцию, что является самой весомой частью и увеличение межремонтного периода, который повлияет на затраты на текущие ремонты.

Сдерживающие силы представляют два фактора. Первый останов котла, приведет к не выработке энергии и, следовательно, теряем выручку от реализации продукции. Вторая сдерживающая сила – это квалификация ремонтного персонала которая может быть низкая в силу причин независимых от руководства ЧТЭС-2, т.к. своего ремонтного персонала электростанции не имеют.

Согласно предложенной схеме поля сил движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими. Это значит, что проект может быть реализован, а после проведения реконструкции снизится межремонтный период оборудования золоулавливания, следовательно, уменьшится себестоимость энергии за счет уменьшения затрат на текущий ремонт.

Наиболее практичным методом для планирования мероприятий является Таблица 9.6 – График Ганта реконструкции Челябинской ТЭС-2

Этап работы	Исполнитель	Продолжительность работ в 2020 г , неделя																											
		30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52					
Провести оценку вспомогательного оборудования ТЭЦ-2	Мастер	■	■																										
Провести оценку и обследование основного оборудования ТЭЦ-2	Инженер-теплотехник	■	■																										
Провести анализ и оценку	Производственно-технический отдел		■	■	■																								
Согласование проекта	Начальник цеха				■																								
Составить перечень работ по реконструкции	Инженер-проектировщик				■																								
Разработать реконструкцию ТЭЦ-2	Проектный отдел					■	■																						
Подобрать подходящее оборудование на рынке и заключить договор на поставку	Менеджер по снабжению						■	■	■																				
Закупить и доставить новое оборудование	Отдел снабжения								■	■																			
Демонтировать старое оборудование	Монтажная бригада									■	■																		
Смонтировать вспомогательное оборудование	Монтажная бригада											■	■																
Закончить монтаж всего оборудования котельной установки	Монтажная бригада													■															
Произвести строительно-монтажные работы по установке нового оборудования	Ремонтно-конструкторская группа														■	■													
Провести пусконаладочные работы	Инженерная группа															■	■												
Запуск оборудования и набор необходимой производительности	Оперативный персонал																	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Запуск оборудования и набор необходимой производительности	Инженерно-технический персонал																	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы достигнута цель в разработке варианта реконструкции газовоздушного тракта котла ст. № 2 БКЗ 210-140Ф АО «Фортум» Челябинской ТЭЦ-2 путем замены труб Ветури в системе золоулавливания.

В качестве основного топлива принят Майкубенский бурый уголь Сарыкольского разреза.

По результатам, полученным в данной работе, можно сделать вывод о том, что все рассматриваемые элементы соответствуют условиям надежной и прочности эксплуатации указанного котлоагрегата.

В работе освещены вопросы энергосбережения при эксплуатации котельного агрегата.

Также были предложены решения повышения эффективности очистки дымовых газов от котельного агрегата и проведен расчет эффективности этой очистки.

Рассмотрены вопросы автоматизации работы котельного агрегата.

По результатам расчета технико-экономических показателей котлоагрегата был выявлен размер капитальных вложений на реконструкцию котлов и размер годовых текущих издержек ЧТЭЦ-2, благодаря которым был рассчитан срок окупаемости варианта реконструкции 6,5 лет.

Были составлены мероприятия по обеспечению безопасности труда и рассмотрены требования безопасности к производственным процессам, участкам работ, а также рабочим местам.

										лист
										82
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ					

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон Российской Федерации от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (введен в действие 27.11.2009) / Российская газета от 27.11.2009 г. № 5050. – 2009.

2 Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (введен в действие 26.12.2001) / Российская газета от 12.01.2002 г. № 6. – 2011.

3 Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года».

4 Постановление Законодательного собрания Челябинской области от 26.03.2014 г. № 1949 «О принятии Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года».

5 ГОСТ 12.2.007.13-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Лампы электрические. Требования безопасности. - М.: Издательство стандартов, 1989. – 4 с.

6 ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 34 с.

7 ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.

8 ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартиформ, 2008. – 88 с.

9 ГОСТ 12.2.064-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 6 с.

10 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М.: Государственный стандарт СССР, 1981. – 21 с.

11 ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1992. – 17 с.

12 ГОСТ 21.404-85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – М.: Стандартиформ, 2007. – 15 с.

13 ГОСТ 12 0 003-80. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Стандартиформ, 2019. – 16 с.

14 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И–1.01.86. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит. – Сб. ГОСТов. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 6 с.

15 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2006. – 92 с.

					13.03.01.2020.905.05 ПЗ	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		83

- 16 ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2019. – 16 с.
- 17 СНиП-2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 90 с.
- 18 СП 89.13330.2012. Котельные установки. Актуализированная редакция. Нормы проектирования. – М.: Минрегион России, 2012. – 35 с.
- 19 СП 43.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий. – М.: Стандартинформ, 2017. – 102 с.
- 20 СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – М.: Минздрав России, 1997. – 6 с.
- 21 СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. – М.: Госкомсанэпиднадзора России, 1996. – 10 с.
- 22 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы. – М.: Госкомсанэпиднадзора России, 1996. – 7 с.
- 23 СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 58 с.
- 24 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ. – М.: Минздрав России, 2003. – 56 с.
- 25 ПБ 10-573–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – М.: НПО ОБТ, 2003. – 78 с.
- 26 ПБ 10-574–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М.: НПО ОБТ, 2003. – 42 с.
- 27 ПБ 10-575–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации электрических котлов и электродогревательных». – М.: НПО ОБТ, 2003. – 80 с.
- 28 ПБ 03-576–03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». – М.: НПО ОБТ, 2003. – 23 с.
- 29 Экономико управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018 36с
- 30 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиныш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.
- 31 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов / А.Е. Булкин. – М.: МЭИ, 2009. – 212 с.
- 32 Ветошкин, А.Г. Безопасность жизнедеятельности: Оценка производственной безопасности / А.Г. Ветошкин., Г.П. Разживина. – Пенза: Пензенская государственная архитектурно-строительная Академия, 2012. – 172 с.
- 33 Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. Часть I. Методическое пособие / А.И. Грибанов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006 – 146 с.

					13.03.01.2020.905.05 ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		84

34 Делягин, Г.Н. Теплогенерирующие установки: учебник для вузов / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков, П.А. Хаванов. – М.: Бастет, 2010. – 624 с.

35 Зайцев, Н.Л. Экономика, организация и управление предприятием: учебное пособие / Н.Л. Зайцев. – М.: Инфра-М, 2008. – 455 с.

36 Камфер, Г.М. Теплотехника: учебник для вузов / Г.М. Камфер, М.Г. Шатров, К.А. Морозов. – М.: Высшая школа, 2009. – 671 с.

37 Кириллов, В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Кириллов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2004. – 67 с.

38 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 327 с.

39 Колесников, А.И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях / А.И. Колесников, Ю.М. Варфоломеев, М.Н. Федоров. – М.: Инфра-М, 2010. – 160 с.

40 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.

41 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / Под ред. Н.В. Кузнецова. – 2-е изд. доп. и перераб. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.

42 Куликов, А.И. Топливо. Тепловой баланс котельного агрегата: учебное пособие / А.И. Куликов, А.Ф. Смоляков, И.Н. Дюкова и др. – СПб: СПбГЛТУ, 2012. – 64 с.

43 Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики / Г.А. Липатников, М.С. Гузев. – 2007. – 86 с.

44 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: 2006. – 268 с.

45 Теплотехника: учебник для вузов / Под ред. В.Н. Луканина. – 5-е изд., стер. – М.: Высшая школа, 2008. – 156 с.

46 Ривкин, А.С. Тепловой расчет котлоагрегата: учебное пособие / А.С. Ривкин. – Иваново: ИГЭУ, 2011. – 144 с.

47 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: МЭИ, 2007. – 336 с.

48 Сергеев, А.В. Справочное учебное пособие для персонала котельных: Тепломеханическое оборудование котельных. – 4-е изд. доп. и перераб. / А.В. Сергеев. – СПб.: ДЕАН, 2012. – 256 с.

49 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Академия, 2008. – 61 с.

50 Таймаров, М.А. Тепловой расчет котельных агрегатов: учебное пособие / М.А. Таймаров. – 2-е изд. – Казань: КГЭУ, 2005. – 155 с.

51 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.

52 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики / А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 472 с.

									лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.905.05 ПЗ				

- 53 Фокин, В.М. Энергосбережение в производственных и отопительных котельных / В.М. Фокин. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 288 с.
- 54 Официальный сайт Fortum. – <https://www.fortum.ru/>.
- 55 Официальный сайт Nasdaq. – <https://www.nasdaq.com/>.
- 56 Официальный сайт Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала. – <http://so-ups.ru/>.
- 57 Официальный сайт ОАО «Жуковский Машиностроительный Завод». – <https://www.gaskotel.ru/ru/oaо-zhukovskij-mashinostroitelnyj-zavod/>.
- 58 Официальный сайт Rinnai. – <https://www.rinnai-russia.ru/>.
- 59 Официальный сайт Viessmann. – <https://www.viessmann.ru/>.
- 60 Официальный сайт ООО «Барнаульский котельный завод». – <http://www.bkzn.ru>.
- 61 Официальный сайт ООО «Энергопоставка». – <http://www.energopostavka.ru>.
- 62 Официальный сайт «Монтажное управление энергосистем G». – <http://energосystemsG.ru>.

						лист
					13.03.01.2020.905.05 ПЗ	86
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		