

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Главный энергетик
ПАО «ЧТПЗ»

_____ А.Ю. Мыльников
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018 г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЛА ДЕ 10-14-225 ПАО «ЧТПЗ»
ПУТЕМ ЗАМЕНЫ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.382.19 ПЗ ВКР

Консультант
по разделу «Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы,
старший преподаватель

_____ А.Г. Реш
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы
студент группы ПЗ–579

_____ Н.С. Токтамысова
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018.

АННОТАЦИЯ

Токтамысова Н.С. Реконструкция котла ДЕ 10-14-225 ПАО «ЧТПЗ» путем замены пароперегревателя. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2018, 81 с., 9 ил., библиогр. список – 51 наим., 6 листов чертежей ф. А1, 1 демонстрационный лист ф. А1.

В выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция котла ДЕ 10-14-225 ГМО в связи с снижением параметров пара. Работа состоит из введения, 9-ти глав, заключения и библиографического списка.

Во введении изложены энергетическая политика страны. Приведена характеристика ПАО «ЧТПЗ», а также поставлены задачи по реконструкции котла ДЕ 10-14-225 ГМО.

В первой главе дана необходимость реконструкции котла ДЕ 10-14-225 ГМО.

Во второй главе сделан обзор литературных источников, применяемых в ходе написания работы.

В третьей главе приведено сравнение технических характеристик исследуемого котла ДЕ 10-14-225 ГМО с зарубежным аналогом UNIVERSAL UL-SX 1250.

В четвертой части выполнены расчеты объемов продуктов сгорания топлива, составлен тепловой баланс котла, выполнены поверочные расчеты теплообмена в топке, I и II конвективном пучке, водяном экономайзере. На основании расчетов выбран пароперегреватель и сделан его расчет на прочность

В пятой главе рассмотрен котел ДЕ 10-14-225 ГМО с точки зрения энергоэффективности, а также разработаны мероприятия по его энергосбережению.

В шестой главе сделана оценка воздействия котельной на окружающую среду. Путем поверочного расчета сделана оценка эффективности существующей дымовой трубы.

В седьмой главе описана система автоматического регулирования и контроля тепловой нагрузки, питания котла, соотношения газ–воздух, давления и температуры котла ДЕ 10-14-225 ГМО.

В восьмой главе произведен анализ опасных и вредных производственных факторов и разработана безопасные мероприятия производственного процесса и оборудования.

В девятой главе выполнено обоснование экономической эффективности проекта реконструкции, сделан SWOT-анализ вариантов до и после реконструкции, составлены дерево целей и график Ганта реализации проекта реконструкции котла.

В заключении подведены итоги технических и экономических показателей и решений.

Графическая часть выполнена на 6-ти листах формата А1 с применением программы «Autocad».

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Реконструкция котла ДЕ 10-14-225 ПАО «ЧТПЗ» путем замены пароперегревателя			<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>	<i>Токтамысова Н.С.</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	3	80
<i>Пров.</i>	<i>Реш А.Г.</i>							ЮУрГУ Кафедра промышленной тепло- энергетики				
<i>Н. Контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>											
<i>Утв.</i>	<i>Осицев К.В.</i>											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЛА ДЕ 10-14-225-ГМО	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО КОТЛА ДЕ 10-14-225-ГМО И ЗАРУБЕЖНОГО АНАЛОГА UNIVERSAL UL-SX 1250	12
3.1 Описание котла ДЕ-10-14-225-ГМО	12
3.2 Описание котла UNIVERSAL UL-SX 1250	13
4 РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЛА ДЕ 10-14-225-ГМО	16
4.1 Расчет объемов продуктов сгорания топлива	16
4.2 Коэффициент избытка воздуха	17
4.3 Тепловой баланс котельного агрегата и определение расхода топлива	20
4.4 Расчет теплообмена в топке	22
4.5 Расчет I-го конвективного пучка	26
4.6 Расчет II-го конвективного пучка	31
4.7 Тепловой расчет водяного экономайзера	34
4.8 Расчет невязки теплового баланса котла	37
4.9 Выбор и описание пароперегревателя	37
4.10 Расчет на прочность пароперегревателя	39
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	44
5.1 Энергосбережение в промышленных котлах	44
5.2 Мероприятия по повышению энергоэффективности котла	46
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	51
6.1 Оценка воздействия котла на окружающую среду	51
6.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива	51
6.3 Расчет выбросов оксидов азота	53
6.4 Поверочный расчет дымовой трубы	54
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ	55
7.1 Выбор средств автоматики	55
7.2 Система автоматического регулирования и контроля тепловой нагрузки	56
7.3 Система автоматического регулирования и контроля питания котла	57
7.4 Система автоматического регулирования и контроля соотношения газ-воздух	57
7.5 Система автоматического регулирования и контроля в топке котла	58
7.6 Система автоматического регулирования и контроля давления и температуры	58
7.7 Система автоматической отсечки газа	59

7.8	Описание компоновки и коммутации щита КИПиА	59
8	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	62
8.1	Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов	63
8.2	Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса	63
8.3	Безопасность производственного процесса и оборудования	66
9	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	71
9.1	Смета капитальных затрат	71
9.2	Смета текущих затрат	71
9.3	Обоснование экономической эффективности проекта	73
9.4	Качественный анализ принятых решений	74
9.5	Дерево целей проекта реконструкции котла	75
9.6	Планирование мероприятий по реализации проекта (График Ганта)	76
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	79

ВВЕДЕНИЕ

Целью энергетической политики нашей страны является максимально эффективное использование тепловых энергетических ресурсов, но в современном обществе возросло и продолжает возрастать потребление энергии. И вместе с тем наблюдается постоянный рост стоимости всех видов топлива, связанный с усложнением добычи топлива при освоении глубоких месторождений, к тому же запасы некоторых видов топлива подходят к концу. Известно, что на теплоснабжение гражданских и производственных зданий расходуется более одной трети всего добываемого в России органического топлива. Так же в России основное количество тепловой энергии приходится в зимний период, когда устанавливается низкая температура воздуха. В связи с этим значимой задачей является экономичное расходование теплоты на всех этапах от её выработки до потребителя.

Челябинский трубопрокатный завод – одно из крупнейших трубных предприятий в России, специализируется на производстве труб. Относится к трубным заводам «Большой восьмёрки». Предприятие обладает новым высокотехнологичным оборудованием для выполнения различных технологических операций в области производства трубной продукции, обладает мощным технологическим потенциалом, базирующимся на новейших научно-технических достижениях металлургической отрасли.

ЧТПЗ располагает мощностями для производства стальных труб практически всех типоразмеров. Сегодня основной продукцией компании являются:

- трубы сварные большого диаметра 530–1420 мм,
- трубы бесшовные горячедеформированные большого диаметра 245–550 мм,
- трубы бесшовные горячедеформированные малого диаметра 108–179 мм,
- трубы бесшовные холоднодеформированные 89–429 мм,
- трубы обсадные диаметром 245–426 мм.

Для выполнения технологических процессов необходимо потребление тепловой энергии. Для этой цели на предприятии предусмотрена паровая котельная, в которой установлены три котла ДЕ 10-14-225ГМО. Данная котельная предназначена для выработки насыщенного или перегретого до 225 °С пара, используемого на технологические нужды. Отличительной особенностью котла, как и всей серии паровых котлов ДЕ, является расположение топочной камеры сбоку конвективного пучка, образованного вертикальными трубами, развальцованными в верхнем и нижнем барабанах.

										Лист
										6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЛА ДЕ 10-14-225-ГМО

На сегодняшний день паровой котел, установленный в котельной ПАО «ЧТПЗ», марки ДЕ-10-14-225 ГМО является физически изношенным и морально устаревшим, что является причиной экономической неэффективности. В 2018 году проведено теплотехническое обследование выдаваемых параметров котла. В таблице 1.1 приведено сравнение заводских (паспортных) и существующих параметров котла.

Таблица 1.1 – Сравнение заводских и существующих параметров котла

Наименование параметра	Единица измерения	Паспортная величина	Существующая величина
Паропроизводительность	т/ч	10	8,7
Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе	МПа (кг/см ²)	1,3 (13,0)	1,0 (10,5)
Температура перегретого пара на выходе	°С	225	193
КПД	%	93	81
Расход топлива	м ³ /ч	742	785

Пароперегреватель котла ДЕ-10-14-225ГМ-О выполнен змеевиковым из труб диаметром 32×3мм. При детальном и эндоскопическом обследовании змеевиковых труб пароперегревателя установлено обширное образование накипи и коррозии.

Снижение показателей работы котла сказывается на качестве выпускаемой продукции.

На основании вышеизложенного, главным энергетиком предприятия принято решение о реконструкции котла с целью повышения эффективности работы котла до паспортных значений.

Замене подлежит пароперегреватель, что позволит повысить экономичность производства тепловой энергии и снизить затраты на топливо.

Согласно Федеральному закону от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» в Челябинске предусмотрено проведение ряда мероприятий по реконструкции котельных с целью сокращения затрат на топливо и снижению потерь [1].

Топливом для котельной служит природный газ от газопровода Бухара-Урал с теплотворной способностью 8670 ккал/м³, резервным топливом является дизель.

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Водоснабжение котла производится от существующего водопровода и проходит очистку через механические фильтры, фильтры Na-катионирования и деаэрацию. Вода с напорного и безнапорного дренажных трубопроводов сливается в канал, а затем в существующий дренажный приямок.

Отвод дымовых газов от котла предусмотрен через металлические газоходы в существующую дымовую трубу диаметром 1000 мм и высотой 32 м.

Котельная автоматизированная с присутствием обслуживающего персонала.

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, статьи в периодических изданиях РФ, нормативно-законодательные акты РФ.

При проектировании котельных большой производительности основным документом является СП 89.13330.2012 «Котельные установки». В нем изложены основные правила, которые следует соблюдать при проектировании, реконструкции, новом строительстве, капитальном ремонте, расширении и техническом перевооружении котельных, работающих на любом из видов топлива, с паровыми, водогрейными и паровыми и водогрейными котлами, включая установки для комбинированной выработки электроэнергии для собственных нужд.

Так же для разработки тепломеханической части пусковой котельной основную документацию о котлах и их комплектующих берем с официального сайта ООО «Бийская энергетическая компания», на нем содержится основная информация о заводе и техническая документация на устанавливаемые котлы.

Важными источниками, которые раскрывают теоретические основы при проектировании тепломеханической части котельных, тепловых и гидроэлектростанций являются книги: «Производственные и отопительные котельные» Е.Ф. Бузникова, К.Ф. Роддатиса; «Тепловые электрические станции» Э.Я. Берзиньша, Бурова В.Д., Дорохова Е.В., Елизарова Д.П.; «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» Клименко А.В.; «Котельные установки и парогенераторы» Липова Ю.М.; «Котельные установки промышленных предприятий» Сидельковского Л.Н., Юренев В.Н.; «Теплоэнергетика и теплотехника» А.В. Клименко; «Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций» Цанева С.В.; «Проектирование котельных» Палей, Е.Л.; «Источники теплоснабжения промышленных предприятий» Васильева С.В.

В данной литературе мы можем найти все интересующие нас вопросы о конструкции котлов и горелок различных типов, в книгах содержатся все необходимые материалы для разработки принципиальных схем котельных, тепловых и гидроэлектростанций. Авторы книг рекомендуют различные методики по выбору размеров котлов, топочных камер, поверхностей нагрева и в целом компоновки котельных, работающих на различных видах топлива. В этой литературе приведены способы усовершенствования тепловых схем котельных и повышения эффективности их. Данная информация необходима для инженеров-теплоэнергетиков, которые занимаются проектированием, монтажом и эксплуатацией.

При рассмотрении вопросов экологии в выпускном квалификационном проекте использовалась следующая литература: «Повышение экологической безопасности тепловых электростанций» Абрамова А.И.; «Методы защиты окружающей среды» Рослякова П.В.; «Дымовые трубы» Ижорина М.Н. В данной литературе рассмотрены основные вопросы по экологической безопасности работы тепловых и гидроэлектростанций на современных предприятиях, уделено большое внимание применяемому оборудованию, благодаря которому можно создавать экологически безопасную тепловую энергию, а также приведены методики по выбору

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ				

дымовых труб, их основные конструкции и расчеты высот и диаметров.

В вопросах энергосбережения использовалась следующая литература – «Основы энергосбережения» Арутюняна А.А.; «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» Данилова О.Л.; «Энергосбережение» Полонского В.М.; Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации; «Энергосбережение при производстве и распределении тепловой энергии» Гаряева А.Б. В данном перечне книг рассматриваются вопросы энергосбережения на промышленных предприятиях, предлагаются методики внедрения энергосберегающих мероприятий на тепловых и гидроэлектростанциях, а так же приведены примеры по применению энергосберегающих технологий и их результаты при использовании на предприятии.

Основным расчетом в выпускной квалификационной работе является расчет парового котла, основные методики приведены в следующей литературе: «Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики» Александрова А.А.; «Тепловой расчет котельных агрегатов» Таймарова М.А.; «Тепловой расчет котлоагрегата» А.С.; «Компоновка и тепловой расчет парового котла» Липова Ю.М. В данной литературе приведены основные расчеты парогенераторов и водогрейных котлов, их частей, помогают студентам разобраться в сложных конструкциях данных агрегатов, а также приведены методики использования современных технологий для расчетов котлов.

Для сравнения отечественных котлов с иностранными аналогами использована литература – «Котлы и котельные установки зарубежных фирм производителей, представленные на рынке России» Бакланова Н.Н..

При изучении вопроса автоматизации технологического процесса мы пользовались следующей литературой: «Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике» Плетнева Г.П.; «Теплотехнические измерения и приборы» Бурова А.Л., Назарова В.И.. В данных источниках подробно рассмотрены вопросы автоматизации технологических процессов в теплоэнергетики и теплотехнологиях, большое внимание уделено системам защиты и управления котлов, горелок котлов, деаэраторов и других элементов тепловой схемы, указана расстановка показывающих и управляющих процессом приборов.

В вопросах безопасности жизнедеятельности на предприятии мы использовали литературу: «Безопасность жизнедеятельности» С.В. Белова; «Охрана труда» Девисилова В.А.; СП 52.13330.2011 СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»; СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»; СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Требования пожарной безопасности»; «Снижение шума от энергетического оборудования» Тупова В.Б.; «Шумовое воздействие энергетических объектов на окружающую среду и методы его снижения» Тупова В.Б. В данных книгах рассмотрены основные проблемы безопасности на промышленных предприятиях и их воздействие на персонал, обслуживающий эти предприятия, а также приведены методики по повышению безопасности и разработки различных мер по улучшению работы персонала.

Для расчета экономической части выпускной работы нам необходимы цены на оборудование и тарифы на использование источников, которые представлены на сайте - Министерство тарифного регулирования и энергетики Челябинской области – <http://www.tarif74.ru/>, а цены представлены на сайтах производителя применяемого оборудования.

Для разработки чертежей приложенных к выпускной квалификационной работе мы использовали: «Атлас конструкций деталей турбин» Трухний А.Д., Крупенникова Б.Н., Троицкого А.Н.; СП 18.13330.2011 «СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий»; СП 90.13330.2012 Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75; ГОСТ 20995-75* Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара. В данных источниках указаны все нормы и правила по расположению основного и вспомогательного оборудования на промышленных предприятиях, указаны необходимые расстояния для безопасного обслуживания агрегатов.

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>11</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО КОТЛА ДЕ 10-14-225-ГМО И ЗАРУБЕЖНОГО АНАЛОГА UNIVERSAL UL-SX 1250

В настоящее время на рынке промышленного котельного оборудования представлены как отечественного, так и зарубежного производства. Необходимость сравнения зарубежных аналогов с отечественными напрямую связана с энерго-сбережением. Так как основной задачей современной теплоэнергетики является эффективное использование тепловых энергетических ресурсов.

Для сравнения возьмем отечественный котел ДЕ 10-14-225ГМО и котел UNIVERSAL UL-SX 1250.

3.1 Описание котла ДЕ-10-14-225-ГМО

Бийский котельный завод освоил выпуск паровых котлов серии ДЕ (Е) паропроизводительностью 4,0; 6,5; 10,0; 16,0; 25,0 и 50,0 т/ч давлением 1,3 и 2,3 МПа с 1978 года. Увеличение доли газа и мазута в топливном балансе в 60-х годах прошлого века приводит к резкому спросу на газомазутные котлы. В 1972 году специалисты Бийского котельного завода приступают к разработке специализированных котлов для сжигания газа и мазута паропроизводительностью 4,0; 6,5; 10,0; 16,0 и 25,0 т/ч на уравновешенной тяге.

Для данной серии котлов было избрано «D»-образное сечение, топка в котле располагалась сбоку от конвективного пучка труб, соединяющего верхний и нижний барабаны. Обмуровку котла заменили газоплотные панели.

Газоплотная панель, разделяющая топочный объём и конвективный пучок, расположена внутри газохода, что способствует более компактному размещению конвективных поверхностей нагрева. Это дало возможность обеспечить наивыгоднейшую скорость прохождения горячих газов через конвективный пучок труб.

Такая конструкция котла позволила в корне изменить условия сжигания топлива. Котёл мог работать под наддувом, что ещё больше увеличивало производительность котла, его экономичность, повышало КПД.

В 1978 году завод освоил серийное производство котлов серии ДЕ в блочнотранспортабельном исполнении. В 1988 году – серийное освоение котлов ДЕ в изоляции и обшивке. На сегодняшний день Бийский котельный завод изготавливает все модификации котлов серии ДЕ (Е), а также котельно-вспомогательного оборудования к ним: вентиляторы, дымососы, экономайзеры, оборудование водоподготовки.

Газомазутные котлы ДЕ предназначены для выработки насыщенного или слабо перегретого пара с абсолютным давлением 14 кгс/см^2 , паропроизводительностью 10 т/ч и сжигания газообразного и жидкого топлива. Котлы изготавливаются на заводе в виде одного транспортабельного блока, смонтированного на опорной раме и включающего в себя: барабаны, трубную систему, пароперегреватель (для котлов с перегревом пара), каркас, изоляцию и обшивку. Котельные агрегаты состоят из верхнего и нижнего барабанов одинаковой длины, которые соединены между собой коридорно-расположенными вертикальными изогнутыми трубами и

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

образуют соответственно первый и второй газоходы конвективной поверхности нагрева.

Котел ДЕ-10-14-225-ГМО с диаметром верхнего и нижнего барабана 1000 мм, расстояние между барабанами соответственно – 2750 мм (максимально возможное по условиям транспортировки блока по железной дороге). Для доступа внутрь барабанов в переднем и заднем днищах каждого из них имеются лазы с затворами (крышка лаза). Изготавливаются барабаны для котла ДЕ-10-14-225-ГМО рабочим давлением 1,4 МПа из стали 16ГС или 09Г2С и имеют толщину стенки соответственно 13 мм. Пароперегреватель котлов производительностью 6,5 и 10 т/ч выполнен змеевиковым из рядных труб.

Средний срок службы котлов между капитальными ремонтами при числе часов использования установленной мощности 2500 ч/г – 3 года, средний срок службы до списания – 20 лет. Минимальная нагрузка котлов по пару в зависимости от состояния горелки 20 – 30% от расчетной. Максимальная нагрузка котлов по пару с учетом достаточного дутья и тяги (кратковременная) – 110% от расчетной. Температура питательной воды – 100°C (+10; -10). Температура дутьевого воздуха перед горелкой – не ниже 10°C.

Общий вид котла представлен на рисунке 3.1



Рисунок 3.1 – Общий вид котла ДЕ-10-14-225-ГМО

3.2 Описание котла UNIVERSAL UL-SX 1250

Паровые котлы UL-SX в основном применяются в перерабатывающей промышленности, в промышленном диапазоне или в коммунальных системах. Интуитивное управление котлом с максимальной прозрачностью эксплуатационных данных. Высокий КПД благодаря трехходовой технологии, встроенному эконо-

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ				

майзеру и эффективной теплоизоляции. Высокое постоянство давления и качество пара даже при сильных колебаниях потребности в паре. Котел может быть оборудован отдельной четвертой тягой для использования избыточного тепла. Корпус котла может также использоваться как чистый котел-утилизатор после газовых турбин. Устройство автоматического пуска, приведения в готовность и отключения. Подходит для многих систем горелок. Снижение выбросов вредных веществ при горении путем использования современных топочных систем и тщательного подбора лучшей комбинации горелки и котла. Простота пуска в эксплуатацию с помощью системы управления котлом с предварительно заданными параметрами. Простота прокладки проводки на месте монтажа благодаря наличию разъемов, готовых к подключению.

Патент на трехходовую технологию, выданный в 1952 году, является основой выдающегося успеха данного типоряда, существующего и по сей день. Жаровая труба (первая тяга) и два пучка дымогарных труб (вторая и третья тяга) идеально встроены в емкость под давлением вместе с задней поворотной камерой, промываемой водой. Благодаря боковому расположению жаровой трубы, а также повороту дымовых газов в горизонтальном направлении сзади и в вертикальном направлении спереди большая лучистая и конвекционная поверхность нагрева с большой паровой камерой сочетается с минимальными внешними размерами. Днище стабильно закреплено благодаря большой жаровой трубе, проходящей насквозь, а за счет разумного использования угловых анкеров для распределения нагрузки оно надежно соединено с обшивкой котла.

На рисунке 3.2 приведен общий вид котла UNIVERSAL UL-SX 1250.



Рисунок 3.2 – Общий вид котла UNIVERSAL UL-SX 1250

Если вместо насыщенного пара требуется перегретый пар, то на переднюю поворотную камеру можно установить модуль перегревателя. Байпасный клапан постоянно регулирует температуру перегретого пара в большом диапазоне нагрузок. К поверхности дымовых труб имеется удобный доступ через открывающуюся

дверцу поворотной камеры. Модульная система, регулируемая со стороны выхлопных газов. Для регулировки температуры перегретого пара не требуется распыленная вода. Легкость монтажа и технического обслуживания: простота очистки второго и третьего хода котла. Длительный срок службы благодаря малой тепловой нагрузке на связку «перегреватель-теплообменник».

Технические характеристики котла UNIVERSAL UL-SX:

- теплоноситель – перегретый пар высокого давления;
- оснащен трехходовой технологией;
- мощность работы от 1250 до 28000 кг/ч с давлением до 30 бар и максимальной температурой 300 °С.

Основные преимущества котлов ДЕ:

- высокая надежность и безопасность эксплуатации;
- повышенный ресурс;
- КПД достигающий 93%;
- возможность работы котла в двух режимах: нагрева воды и парообразования;
- простота транспортировки и монтажа оборудования, подключения к инженерным коммуникациям.

Паровые котлы ДЕ – экономичное, надежное в эксплуатации оборудование с высокой степенью ремонтпригодности. Котлы ДЕ различных модификаций неизменно демонстрируют эффективную работу в широком диапазоне температур.

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЛА ДЕ-10-14-225-ГМО

Высокий температурный уровень основных технологических процессов металлургического производства и низкий коэффициент использования тепла топлива технологическим агрегатом предопределяет большой выход вторичных энергоресурсов.

4.1 Расчет объемов продуктов сгорания топлива

Теоретический объем воздуха (4.1):

$$V_{\epsilon}^0 = 0,0476 \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right], \quad (4.1)$$

где m, n – число атомов углерода и водорода соответственно.

$$V_{\epsilon}^0 = 0,0476 \cdot \left[\left(1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 98,9 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 0,3 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,1 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,1 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0 \right] = 9,52 \frac{M^3}{M^3}$$

теоретический объем азота (4.2):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_{\epsilon}^0 + \frac{N_2}{100} \quad (4.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,52 + \frac{0,4}{100} = 7,5 \frac{M^3}{M^3}$$

объем трехатомных газов (4.3):

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \left(CO_2 + CO + H_2S + \sum m C_m H_n \right) \quad (4.3)$$

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (0,2 + 1 \cdot 98,9 + 2 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0) = 1,004 \frac{M^3}{M^3}$$

теоретический объем водяных паров (4.4):

$$V_{H_2O} = 0,01 \left(H_2O + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d_{2.мл.} \right) + 0,0161 \cdot V_{\epsilon}^0, \quad (4.4)$$

где d_2 – влагосодержание газов в граммах на 1 кг сухого газа.

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ				

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot \left(\frac{4}{2} \cdot 98,9 + \frac{6}{2} \cdot 0,3 + \frac{8}{2} \cdot 0,1 + \frac{10}{2} \cdot 0,1 + \frac{12}{2} \cdot 0 \right) + 0,0161 \cdot 9,52 = 2,15 \frac{M^3}{M^3}$$

Теоретический объем продуктов сгорания (4.5):

$$V_z^0 = V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{H_2O}^0 \quad (4.5)$$

$$V_z^0 = 7,5 + 1,004 + 2,15 = 10,6 \frac{M^3}{M^3}$$

4.2 Коэффициент избытка воздуха

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки для камерных топок при сжигании газообразного топлива: $\alpha_T'' = 1.05$

Величина присосов воздуха в топке для камерных газомазутных котлов: $\Delta\alpha = 0.07$

Величина присосов воздуха по конвективным поверхностям нагрева:

$$\Delta\alpha_1 = 0.05;$$

$$\Delta\alpha_2 = 0.1;$$

$$\Delta\alpha_{вз} = 0.1$$

Коэффициент избытка воздуха на входе в топку (4.6):

$$\alpha_T = \alpha_T'' - \Delta\alpha_T \quad (4.6)$$

$$\alpha_T = 1,05 - 0,07 = 0,98$$

В таблице 4.1 представлен расчет коэффициентов избытка воздуха по элементам котла.

Таблица 4.1 – Коэффициент избытка воздуха

$V_e^0 = 9,52 \frac{M^3}{M^3}; V_{N_2}^0 = 7,5 \frac{M^3}{M^3}; V_{RO_2}^0 = 1,004 \frac{M^3}{M^3}; V_{H_2O}^0 = 2,15 \frac{M^3}{M^3}; V_z^0 = 10,6 \frac{M^3}{M^3}$				
Величина и расчетная формула	Газоход			
	топка	I кон. пучок	II кон. пучок	экономайзер
1	2	3	4	5
Коэффициент избытка воздуха за поверхностью нагрева $\alpha'' = \alpha_T + \sum \Delta\alpha_1$	1,05	1,1	1,2	1,3

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5
Средний коэффициент избытка воздуха в поверхности нагрева $\alpha_{cp} = \frac{(\alpha' + \alpha'')}{2}$	1,02	1,08	1,15	1,25
Объем водяных паров $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0.0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_e^0$	2,15	2,16	2,17	2,18
Полный объем газов $V_z = V_z^0 + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_e^0$	10,8	11,36	12,02	13
Объемная доля водяных паров $r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_z}$	0,2	0,19	0,18	0,16
Объемная доля трехатомных газов $r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_z}$	0,9	0,088	0,083	0,077
Доля трехатомных газов и доля водяных паров $r_{п} = r_{RO_2} + r_{H_2O}$ $r_{п} = \frac{r_{RO_2}}{r_{H_2O}}$	1,1	0,27	0,26	0,24

Коэффициенты избытка воздуха за поверхностями нагрева:
за первым конвективным пучком (4.7):

$$\alpha_1'' = \alpha_T + \Delta\alpha_1 \quad (4.7)$$

$$\alpha_1'' = 1,05 + 0,05 = 1,1$$

за вторым конвективным пучком (4.8):

$$\alpha_{11}'' = \alpha_T + \Delta\alpha_{11} \quad (4.8)$$

$$\alpha_{11}'' = 1,1 + 0,1 = 1,2$$

за водяным экономайзером (4.9):

$$\alpha_{эв}'' = \alpha_{yx} = \alpha_{11}'' + \Delta\alpha_{эв} \quad (4.9)$$

$$\alpha''_{\text{эв}} = 1,2 + 0,1 = 1,3$$

Средние коэффициенты избытка воздуха по газоходу для каждой поверхности нагрева:

для топочной камеры (4.10):

$$\alpha_{\text{срТ}} = \frac{\alpha''_{\text{Т}} + \alpha'_{\text{Т}}}{2} \quad (4.10)$$

$$\alpha_{\text{срТ}} = \frac{1,05 + 0,98}{2}$$

для I конвективного пучка (4.11):

$$\alpha_{\text{ср1кп}} = \frac{\alpha''_{1кп} + \alpha'_{1кп}}{2} \quad (4.11)$$

$$\alpha_{\text{ср1кп}} = \frac{1,1 + 1,08}{2} = 1,08$$

для II конвективного пучка (4.12):

$$\alpha_{\text{ср2кп}} = \frac{\alpha''_{2кп} + \alpha'_{2кп}}{2} \quad (4.12)$$

$$\alpha_{\text{ср2кп}} = \frac{1,2 + 1,1}{2} = 1,15$$

для водяного экономайзера (4.13):

$$\alpha_{\text{срэк}} = \frac{\alpha''_{\text{эк}} + \alpha'_{\text{эк}}}{2} \quad (4.13)$$

$$\alpha_{\text{срэк}} = \frac{1,3 + 1,2}{2} = 1,25$$

Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха (4.14):

$$H_{\text{г}}^0 = C_{\text{г}} \cdot t_{\text{г}} \cdot V_{\text{г}}^0 \quad (4.14)$$

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания (4.15):

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H_z^0 = (V_{RO_2}^0 \cdot C_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \cdot C_{H_2O} + V_{N_2}^0 \cdot C_{N_2}) \cdot g \quad (4.15)$$

Энтальпия продуктов сгорания (4.16):

$$H_{\Gamma} H_{\Gamma} = H_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1) \cdot H_B^0 H_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1) \cdot H_B^0 \quad (4.16)$$

Расчет энтальпий продуктов сгорания топлива приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Энтальпии продуктов сгорания топлива

Поверхность нагрева	ϑ	H_{Γ}^0	H_B^0	ΔH_B^0	H_{Γ}	ΔH_{Γ}
Топочная камера $\alpha_{\Gamma}'' = 1,05$	2300	41 544	33 939	3 152 3	43 240	4 307
	2100	37 394	30 787	293 3	38 933	4 089
	1900	33 469	27 494	218 2	34 844	4 026
	1700	29 604	24 276	999 3	30 818	4 079
	1500	25 675	21 277	084 2	26 739	3 880
	1300	21 949	18 193	904 3	22 859	3 885
	1100	18 210	15 289	037	18 974	3 815
I конвективный пучок $\alpha_{\Gamma}'' = 1,1$	1100	18 210	15 289	3 037 2	18 974	3 815
	900	14 546	12 252	922 2	15 159	3 676
	700	11 017	9 330	809 2	11 483	3 467
	500	7 690	6 521	694	8 016	3 324
II конвективный пучок $\alpha_{II}'' = 1,2$	900	14 546	12 252	2 922 2	15 159	3 676
	700	11 017	9 330	809 2	11 483	3 467
	500	7 690	6 521	694	8 016	3 324
	500	7 690	6 521	2 809 2	8 016	3 467
	300	4 501	3 827	694 2	4 692	3 324
	100	1 466	1 257	570	1 529	3 163

4.3 Тепловой баланс котельного агрегата и определение расхода топлива

Располагаемое тепло Q_p^p на 1 м^3 газообразного топлива, кДж/м^3 , для котла ДЕ 10-14-225-ГМО определяется по формуле (4.17):

$$Q_p^p = Q_H^C \cdot 10^3 \quad (4.17)$$

$$Q_p^p = 35,88 \cdot 10^3 = 35880 \text{кДж/м}^3$$

Потеря тепла с уходящими газами q_2 %, определяется по формуле (4.18):

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{x6}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (4.18)$$

$$q_2 = \frac{(1769 - 1,3 \cdot 368,4) \cdot (100 - 0)}{35880} = 3,6\%$$

Энтальпия уходящих газов при идеальных условиях (4.19):

$$H_{yx}^0 = C \cdot 30 \cdot V_6^0 \quad (4.19)$$

$$H_{yx}^0 = 1,29 \cdot 30 \cdot 9,52 = 368,4 \text{ кДж/м}^3$$

Тогда энтальпия уходящих газов при нормальных условиях:

$$H_{yx} = \frac{4501 - 1466}{300 - 100} \cdot 20 + 1466 = 1769 \text{ кДж/м}^3$$

$\theta_{yx} = 125 \text{ }^\circ\text{C}$

$\alpha_{yx} = 1,3$

$q_4 = 0 \text{ } \%$

$q_3 = 0,2 \text{ } \%$

$q_5 = 1,8\%$

Коэффициент полезного действия котла определяется по формуле (4.20):

$$\eta_k = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5) \quad (4.20)$$

$$\eta_k = 100 - (3,6 + 0,2 + 0 + 1,8) = 94,4\%$$

Коэффициент сохранения тепла φ находится по формуле (4.21):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_k - q_5} \quad (4.21)$$

$$\varphi = 1 - \frac{1,8}{94,4 - 1,8} = 0,98$$

Расход топлива, подаваемого в топочную камеру парового котла определяем по формуле (4.22):

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B = \frac{D_{ин} (h_{ин} - h_{нв}) + D_{пр} (h_{кин} - h_{нв})}{Q_p^p \cdot \varphi} \quad (4.22)$$

$$B = \frac{2,63 \cdot (2675,5 - 420) + 0,1 \cdot (830 - 420)}{35880 \cdot 0,98} = 0,17 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расход пара определяется по формуле (4.23):

$$D_{пр} = \frac{P}{100} \cdot D_{ин} \quad (4.23)$$

$$D_{пр} = \frac{4}{100} \cdot 2,63 = 0,1 \text{ кг/с}$$

4.4 Расчет теплообмена в топке

Температура газов на выходе из топки определяется по формуле (4.24):

$$\theta_T'' = \frac{T_a}{M \cdot \left[\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot R_{ст} \cdot \zeta_T \cdot (T_a)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot V \cdot c_{cp}} \right]^{0,6} + 1} - 273 \quad (4.24)$$

Расчёт параметров, входящих в формулу для расчета температуры газов на выходе их топки котла.

Определение адиабатической теплоты горения (4.25):

$$Q_T = Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B \quad (4.25)$$

$$Q_T = 35880 \cdot \frac{100 - 0,2 - 0 - 0}{100 - 0} = 35808,3 \text{ кДж/м}^3$$

Определение теплоты воздуха (4.26):

$$Q_B = \alpha_T \cdot H_{хв}^0 \quad (4.26)$$

$$Q_B = 1,05 \cdot 368,4 = 386,8 \text{ кДж/м}^3$$

По вычисленному значению Q_T , по таблице 4.2 методом интерполяции определяем $\theta_a = 1992^\circ\text{C}$.

$$T_a = 2265^\circ\text{C}$$

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

Объемная доля теплоты (4.27):

$$V \cdot c_{cp} = \frac{(Q_T - H_T'')}{g_a - g_T''} \quad (4.27)$$

$$V \cdot c_{cp} = \frac{35808,3 - 16835}{1992 - 1000} = 19,1 \text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ \text{C})$$

Параметр М определяется в зависимости от относительного положения максимума температуры пламени по высоте топки Х_Т.

Он зависит от вида топлива и способа его сжигания. Для случая сжигания газа параметр М определяется по формуле (4.28):

$$M = 0,54 - 0,2X_T, \quad (4.28)$$

где Х_Т – коэффициент снижения теплового излучения (4.29):

$$X_T = X_z = \frac{h}{H_T} = 0,686 \quad (4.29)$$

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,686 = 0,402$$

Коэффициент теплового излучения топочной камеры

Поглощательная способность рассчитывается по формуле (4.30):

$$\xi_T = \frac{\xi_\phi}{\xi_\phi + (1 + \xi_\phi) \cdot \psi_\phi} \quad (4.30)$$

Коэффициент факела (4.31):

$$\xi_\phi = m\xi_{cv} + (1 - m)\xi_z = 0,1 \quad (4.31)$$

Коэффициент черноты газов (4.32):

$$\xi_z = 1 - e^{-kpS} = k_z \cdot r_n \quad (4.32)$$

Поверхность экранных труб (4.33):

$$s = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{cm}} \quad (4.33)$$

$$s = \frac{18,1}{44,09} \cdot 3,6 = 1,48 \text{ м}$$

Степень черноты абсолютно черного тела (4.34):

$$k = k_z \cdot r_n = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{r_n} \cdot \sqrt{S}} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot \frac{T_n''}{1000} \right) \cdot r_n \quad (4.34)$$

$$k = k_z \cdot r_n = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,2}{\sqrt{1,1} \cdot 1,48} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot \frac{1000}{1000} \right) \cdot 1,1 = 4,8$$

$$\xi_z = 1 - e^{-kpS} = 1 - e^{-4,8 \cdot 0,1 \cdot 1,48} = 0,5$$

$$\xi_{св} = \xi_z$$

Коэффициент сажистых отложений (4.35):

$$k_c = 0,3 \cdot (2 - \alpha_T'') \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot T_n'' - 0,5) \cdot \frac{C^p}{H^p} \quad (4.35)$$

$$k_c = 0,3 \cdot (2 - 1,05) \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 - 0,5) \cdot 2,9 = 0,9$$

$$k = 4,8 + 2,9 = 7,7$$

$$\xi_{св} = 1 - e^{-7,7 \cdot 0,1 \cdot 1,48} = 0,7$$

$$\xi_\phi = 0,1 \cdot 0,7 + (1 - 0,1) \cdot 0,5 = 0,52$$

Степень эффективности (4.36):

$$\psi = \xi_x \quad (4.36)$$

$$\xi = 0,65$$

$$x = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{50}{50} - 1 \right) = 1$$

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ				

$$\xi_T = \frac{0,52}{0,52 + (1 - 0,52) \cdot 0,65} = 0,62$$

Действительная температура газов на выходе из топки (4.37):

$$\theta_T'' = \frac{T_a}{M \cdot \left[\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot R_{cm} \cdot \xi_T \cdot (T_a)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot c_{cp}} \right]^{0,6} + 1} - 273 \quad (4.37)$$

$$\theta_T'' = \frac{2265}{0,402 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 0,65 \cdot 44,09 \cdot 0,62 \cdot (2265)^3}{10^{11} \cdot 0,98 \cdot 0,17 \cdot 19,1} \right]^{0,6} + 1} - 273 = 938^\circ\text{C}$$

Принимаем температуру газов на выходе из топки $\theta_T'' = 938^\circ\text{C}$.

$$H_T'' = 18210 + \frac{3815 \cdot 62}{200} = 19393 \text{кДж/м}^3$$

Количество тепла воспринятого в топке (4.38):

$$Q_{Л}^T = \varphi \cdot (Q_T - H_T'') \quad (4.38)$$

$$Q_{Л}^T = 0,98 \cdot (35808,3 - 19393) = 16087 \text{кДж/м}^3$$

Средняя тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности нагрева (4.39):

$$q_{л} = B_p \cdot \frac{Q_{Л}^T}{H_{л}} \quad (4.39)$$

$$q_{л} = \frac{0,17 \cdot 16087}{39,9} = 68,5 \text{кДж/м}^3$$

Расчетное тепловое напряжение топочного объема (4.40):

$$q_{\sigma}^p = \frac{B \cdot Q_{н}^p}{V_T} \quad (4.40)$$

$$q_{\sigma}^p = \frac{0,17 \cdot 35880}{18,1} = 337 \text{кВт/м}^3$$

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тепловой расчет топки окончен.

4.5 Расчет I-го конвективного пучка

Температура газов на входе в I-й конвективный пучок – $\theta_T' = 938^{\circ}\text{C}$

Энтальпия продуктов сгорания на входе в I-й конвективный пучок – $H_T'' = 19393 \text{ кДж/м}^3$

Температура газов на выходе из I-го конвективного пучка:

1 вариант – $\theta_{кн1}'' = 700^{\circ}\text{C}$, 2 вариант – $\theta_{кн1}'' = 400^{\circ}\text{C}$

Энтальпия, соответствующая этим температурам:

1 вариант – $H_{кн1}'' = 11017$, 2 вариант – $H_{кн1}'' = 6095$

Теплота, отданная дымовыми газами в 1-м конвективном пучке, определяется по соотношению (4.41):

$$Q_{\delta} = \varphi \cdot \left(H_{m}' + \frac{\Delta\alpha}{2} \cdot H_{nrc}^0 \right) \quad (4.41)$$

1 вариант:

$$Q_{\delta} = 0,98 \cdot \left(19393 - 11017 + \frac{1,1}{2} \cdot 368,4 \right) = 8407,04 \text{ кДж/м}^3$$

2 вариант:

$$Q_{\delta} = 0,98 \cdot \left(19393 - 6095 + \frac{1,1}{2} \cdot 368,4 \right) = 13230,6 \text{ кДж/м}^3$$

Температура насыщения воды при давлении в барабане котла определяется по таблице $t = 195^{\circ}\text{C}$, тогда перепад температур определим (4.42):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}} \quad (4.42)$$

1-й вариант:

$$\Delta t_m'' = 700 - 195 = 505^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\delta} = 743 - 195 = 548^{\circ}\text{C}$$

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta t = \frac{548 - 505}{\ln \frac{548}{505}} = 526^{\circ}C$$

2-й вариант:

$$\Delta t_{\text{м}}'' = 400 - 195 = 205^{\circ}C$$

$$\Delta t_{\delta} = 743 - 195 = 548^{\circ}C$$

$$\Delta t = \frac{548 - 205}{\ln \frac{548}{505}} = 349^{\circ}C$$

Средняя температура газов (4.43):

$$\theta_{cp} = \frac{\theta_{\text{кн1}}'' + \Delta t_{\text{м}}}{2} \quad (4.43)$$

1-вариант:

$$\theta_{cp} = \frac{743 + 700}{2} = 721,5^{\circ}C$$

2-вариант:

$$\theta_{cp} = \frac{743 + 400}{2} = 571,5^{\circ}C$$

Скорость газов (4.44):

$$\omega_2 = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot (\theta_{cp} + 273)}{f_2 \cdot 273} \quad (4.44)$$

$$\omega_2 = \frac{0,17 \cdot 11,36 \cdot (721,5 + 273)}{0,72 \cdot 273} = 9,8 \text{ м/с}$$

$$\omega_2 = \frac{0,17 \cdot 11,36 \cdot (571,5 + 273)}{0,72 \cdot 273} = 8,3 \text{ м/с}$$

1 вариант:

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$d_n = 51 \text{ мм}$$

$$\omega_2 = 9,8 \text{ м/с}$$

$$\alpha_n = 69 \text{ Вт/(м}^3 \cdot \text{К)}$$

2 вариант:

$$d_n = 51 \text{ мм}$$

$$\omega_2 = 8,3 \text{ м/с}$$

$$\alpha_n = 59 \text{ Вт/(м}^3 \cdot \text{К)}$$

Отношение поверхности к диаметру трубок (4.45):

$$\sigma_1 = \frac{S_1}{d_n} \quad (4.45)$$

$$\sigma_1 = \frac{S_1}{d_n} = \frac{90}{51} = 1,76$$

$$\sigma_2 = \frac{S_2}{d_n} = \frac{110}{51} = 2,16$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией (4.46):

$$\alpha_k = \alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi \quad (4.46)$$

1 вариант:

$$\alpha_k = 69 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,02 = 70,4 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

2 вариант:

$$\alpha_k = 59 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,02 = 60,2 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.47):

$$S = 0,9 \cdot d_n \cdot \left(\frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d_n^2} \right) \quad (4.47)$$

$$S = 0,9 \cdot 0,051 \cdot \left(\frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,11 \cdot 0,09}{0,051^2} \right) = 18 \text{ м}$$

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Параметр $p_n S$ (4.48):

$$p_n S = r_n \cdot P \cdot S \quad (4.48)$$

$$p_n S = 0,27 \cdot 0,1 \cdot 0,18 = 0,005$$

Суммарная оптическая толщина продуктов сгорания (4.49):

$$KpS = k_2 \cdot r_n \cdot p \cdot S_r \quad (4.50)$$

1 вариант:

$$KpS = 31 \cdot 0,1 \cdot 0,18 = 0,15$$

2 вариант:

$$KpS = 37 \cdot 0,27 \cdot 0,1 \cdot 0,18 = 0,18$$

Коэффициент теплового излучения газовой среды (4.51):

$$\xi = 1 - e^{-kpS} \quad (4.51)$$

1 вариант:

$$\xi = 1 - e^{-0,15} = 0,13$$

2 вариант:

$$\xi = 1 - e^{-0,18} = 0,16$$

Температура наружной поверхности загрязненной стенки (4.52):

$$t_3 = t_n + \Delta t \quad (4.52)$$

где Δt – разность температур стенок, °С.

$$t_3 = 195 + 25 = 220^0 \text{ С}$$

Коэффициент теплоотдачи излучением продуктов сгорания (4.53):

$$\alpha_l = \alpha_n \cdot \xi \quad (4.53)$$

1 вариант:

$$t = 220^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_{cp} = 721,5^{\circ}\text{C}$$

$$\alpha_n = 69\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

$$C_2 = 1,05$$

$$\alpha = 69 \cdot 1,05 = 72,5\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

$$\alpha_n = 69 \cdot 0,13 = 9\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

2 вариант:

$$t = 220^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_{cp} = 571,5^{\circ}\text{C}$$

$$\alpha_n = 59\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

$$C_2 = 1,0$$

$$\alpha = 59 \cdot 1,0 = 59\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

$$\alpha_n = 69 \cdot 0,16 = 9,5\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Коэффициент теплопередачи (4.54):

$$K = \psi \cdot (\alpha_k + \alpha_n) \quad (4.54)$$

1 вариант:

$$K = 0,85 \cdot (76 + 9) = 72,3$$

2 вариант:

$$K = 0,85 \cdot (60,2 + 9,5) = 59,3$$

Тепло, воспринятое первым конвективным пучком, по условию теплопередачи (4.55):

$$Q_T = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} \quad (4.55)$$

1 вариант:

$$Q_T = \frac{72,3 \cdot 58,84 \cdot 526}{0,17 \cdot 10^3} = 13162,8 \text{кДж/м}^3$$

2 вариант:

$$Q_T = \frac{59,3 \cdot 58,84 \cdot 349}{0,17 \cdot 10^3} = 7163,1 \text{кДж/м}^3$$

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетное значение искомой конечной температуры определим по соотношению (4.56):

$$\theta_p'' = \theta_{11}'' + \frac{(\theta_{11}'' - \theta_1'') \cdot (Q_\delta - Q_T)_{11}}{[(Q_\delta - Q_T)_{11} - (Q - Q_T)_{11}]} \quad (4.56)$$

$$\theta_p'' = 400 + \frac{(400 - 700) \cdot (13230,6 - 7163,1)}{[(8407,04 - 13162,8) - (13230,6 - 7163,1)]} = 568,2^\circ \text{C}$$

Эту температуру принимаем за температуру газов на выходе из I-го конвективного пучка.

Энтальпия продуктов сгорания на выходе из I-го конвективного пучка:

$$H''_{кп1} = 8824,5 \text{ кДж/м}^3$$

Тепловосприятие I-го конвективного пучка по балансу:

$$Q_\delta = 0,98 \cdot \left(19393 - 8824,5 + \frac{1,1}{2} \cdot 368,4 \right) = 10555,7 \text{ кДж/м}^3$$

4.6 Расчет II-го конвективного пучка

Для второго конвективного пучка аналогично предыдущему расчету принимаем на выходе из него температуру продуктов сгорания равной:

$$1 \text{ вариант} - \theta_{кп1}'' = 300^\circ \text{C}$$

$$2 \text{ вариант} - \theta_{кп1}'' = 200^\circ \text{C}$$

Энтальпия, соответствующая этим температурам:

$$1 \text{ вариант} - H''_{кп1} = 4501 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

$$2 \text{ вариант} - H''_{кп1} = 2983,5 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

Теплота, отданная дымовыми газами во 2-м конвективном пучке, определяется по соотношению (4.57):

$$Q_\delta = \varphi \cdot \left(H''_{мн2} - H''_{мн2} + \frac{\Delta\alpha}{2} \cdot H''_{прс} \right) \quad (4.57)$$

1 вариант:

$$Q_\delta = 0,98 \cdot \left(8824,5 - 4501 + \frac{1,2}{2} \cdot 368,4 \right) = 4453,6 \text{ кДж/м}^3$$

2 вариант:

$$Q_\delta = 0,98 \cdot \left(8824,5 - 2983,5 + \frac{1,2}{2} \cdot 368,4 \right) = 5940,8 \text{ кДж/м}^3$$

Температура насыщения воды при давлении в барабане котла $t = 195^{\circ}\text{C}$. Тогда разность температурный перепад будет равен:

1 вариант:

$$\Delta t_{\text{м}}'' = 300 - 195 = 105^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{с}} = 568,2 - 195 = 373,2^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{373,2 - 105}{\ln \frac{373,2}{105}} = 211,5^{\circ}\text{C}$$

2 вариант:

$$\Delta t_{\text{м}}'' = 200 - 195 = 5^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{с}} = 568,2 - 195 = 373,2^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{373,2 - 5}{\ln \frac{373,2}{5}} = 85,4^{\circ}\text{C}$$

Средняя температура газов (4.58):

$$\theta_{\text{ср}} = \frac{\theta_{\text{кн1}}'' + \Delta t_{\text{м}}}{2} \quad (4.58)$$

1 вариант:

$$\theta_{\text{ср}} = \frac{568,2 + 300}{2} = 434,1^{\circ}\text{C}$$

2 вариант:

$$\theta_{\text{ср}} = \frac{568,2 + 200}{2} = 384,1^{\circ}\text{C}$$

Скорость газов:

1 вариант:

$$\omega_{\text{г}} = \frac{0,17 \cdot 12,02 \cdot (434,1 + 273)}{0,72 \cdot 273} = 7,3 \text{ м/с}$$

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 вариант:

$$\omega_2 = \frac{0,17 \cdot 12,02 \cdot (384,1 + 273)}{0,72 \cdot 273} = 6,8 \text{ м/с}$$

1 вариант:

$$d_n = 51 \text{ мм}$$

$$\omega_2 = 7,3 \text{ м/с}$$

$$\alpha_n = 54 \text{ Вт/}(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

2 вариант:

$$d_n = 51 \text{ мм}$$

$$\omega_2 = 6,8 \text{ м/с}$$

$$\alpha_n = 53 \text{ Вт/}(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

$$\sigma_1 = \frac{90}{51} = 1,76$$

$$\sigma_2 = \frac{110}{51} = 2,16$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией:

1 вариант:

$$\alpha_k = 54 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,13 = 61,02 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

2 вариант:

$$\alpha_k = 53 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,13 = 58,3 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Коэффициент теплопередачи:

1 вариант:

$$K = 0,85 \cdot (61,02 + 0) = 57,9$$

2 вариант:

$$K = 0,85 \cdot (58,3 + 0) = 49,5$$

Тепло, воспринятое пароперегревателем, по условию теплопередачи:

1 вариант:

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$Q_T = \frac{57,9 \cdot 58,84 \cdot 211,5}{0,17 \cdot 10^3} = 4238,5 \text{ кДж/м}^3$$

2 вариант:

$$Q_T = \frac{49,5 \cdot 58,84 \cdot 85,4}{0,17 \cdot 10^3} = 1463,1 \text{ кДж/м}^3$$

Расчетное значение искомой конечной температуры определим по соотношению:

$$\theta_p'' = 200 + \frac{(200 - 300) \cdot (5940,8 - 1463,1)}{[(4453,6 - 4238,5) - (5940,8 - 1463,1)]} = 305,04^\circ \text{C}$$

Эту температуру принимаем за температуру газов на выходе из II-го конвективного пучка

Энтальпия продуктов сгорания на выходе из II-го конвективного пучка

$$H''_{кп1} = 4581,4 \text{ кДж/м}^3$$

Тепловосприятие II-го конвективного пучка по балансу:

$$Q_\delta = 0,98 \cdot \left(8824,5 - 4581,4 + \frac{1,2}{2} \cdot 368,4 \right) = 4374,8 \text{ кДж/м}^3$$

4.7 Тепловой расчет водяного экономайзера

При поверочном расчете чугунного водяного экономайзера температура газов на входе принимается из теплового расчета второго конвективного пучка $\theta_p'' = \theta_{вз}'' = 305,04^\circ \text{C}$, энтальпия продуктов сгорания $H''_{кп1} = H'_{вз} = 4374,8 \text{ кДж/м}^3$.

Температура газов на выходе из водяного экономайзера равна температуре уходящих газов, которой мы задались при расчете баланса котла $\theta_{вз}'' = t_{yx} = 125^\circ \text{C}$,

энтальпия $H_{yx} = 1845,4 \text{ кДж/м}^3$.

Экономайзер komponуется из отдельных ребристых чугунных труб ВТИ длиной 2 метра, с поверхностью нагрева с газовой стороны $2,95 \text{ м}^3$ и живым сечением для прохода газов $0,12 \text{ м}^3$.

Проходное сечение для газового потока можно определить по формуле (4.59):

$$F_m = n \cdot f, \quad (4.59)$$

где n – количество трубок, шт.;

F – сечение одной трубки, м^2 .

$$F_m = 5 \cdot 0,12 = 0,6 \text{ м}^2$$

Температура питательной воды на входе в водяной экономайзер – 100 °С, энтальпия – 420 кДж/кг.

Теплота, воспринятая водой в водяном экономайзере (4.60):

$$Q_\delta = \frac{D_{не} + D_{пр}}{B_p} \cdot (h''_{вэ} - h'_{нс}) \quad (4.60)$$

Теплота, отданная газами (4.61):

$$Q_\delta = \varphi \cdot \left(H'_{вэ} - H_{yx} + \frac{\Delta\alpha_{вэ}}{2} \cdot H_{пр}^0 \right) \quad (4.61)$$

$$Q_\delta = 0,98 \cdot \left(4374,8 - 1769 + \frac{1,3}{2} \cdot 368,4 \right) = 2788,3 \text{ кДж/м}^3$$

Энтальпия воды на выходе из экономайзера:

$$h''_{вэ} = 420 + \frac{2788,3 \cdot 0,196}{2,78 + 0,139} = 607,2 \text{ кДж/кг}$$

Тогда температура на выходе из экономайзера $t''_{вэ} = 137,3^\circ \text{С}$

Температурный напор в водяном экономайзере:

$$\Delta t_m = 125 - 100 = 25^\circ \text{С}$$

$$\Delta t_\delta = 305,04 - 137,7 = 167,9^\circ \text{С}$$

$$\Delta t = \frac{167,9 - 25}{\ln \frac{167,9}{25}} = 75^\circ \text{С}$$

Средняя температура воды (4.62):

$$t_{ср.в} = \frac{(t'_{нс} + t'_{вэ})}{2} \quad (4.62)$$

$$t_{ср.в} = \frac{100 + 167,9}{2} = 133,9^\circ \text{С}$$

Средняя температура поверхности стенки (4.63):

$$t_{cp} = t'_{cp.в} + 25 \quad (4.63)$$

$$t_{cp} = 133,9 + 25 = 158,9^{\circ}\text{C}$$

Средняя температура продуктов сгорания (4.64):

$$\theta_{cp} = \frac{\theta'_{вз} + t_{yx}}{2} \quad (4.64)$$

$$\theta_{cp} = \frac{305,64 + 125}{2} = 215^{\circ}\text{C}$$

Скорость газов:

$$\omega_2 = \frac{0,17 \cdot 13 \cdot (215 + 273)}{0,72 \cdot 273} = 5,5 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k = 17 \cdot 1 \cdot 1,05 = 17,8 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Тепло, воспринятое водяным экономайзером по условию теплопередачи (4.65):

$$Q_T = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} \quad (4.65)$$

Полагаем, что $Q_6 = Q_T$.

Площадь поверхности водяного экономайзера:

$$F = \frac{2788,5 \cdot 10^3 \cdot 0,17}{17,8 \cdot 75} = 355 \text{ м}^2$$

Число труб:

$$\frac{355}{2,95} = 120,3 \text{ шт.}$$

Принимаем это количество кратным пяти – 125 штук.

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Количество вертикальных рядов:

$$\frac{125}{5} = 25 \text{ рядов}$$

4.8 Расчет невязки теплового баланса котла

Невязка баланса котла рассчитывается по формуле (4.66):

$$\Delta Q = Q_p^p \cdot \eta_{к.а} - (Q_l + Q_{кн1} + Q_{кн2} + Q_{вэ}) \quad (4.66)$$

$$\Delta Q = 35880 \cdot 0,98 - (16087 + 10555,7 + 4374,8 + 2788,3) = 13,56 \text{ кДж/м}^3$$

Невязка теплового баланса котла определяется по соотношению (4.67):

$$\delta Q = \frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100 \leq 0,5 \quad (4.67)$$

$$\delta Q = \frac{13,56}{35880} \cdot 100 = 0,03\% \leq 0,5\%$$

Невязка баланса является допустимой. Тепловой расчет котельного агрегата считается законченным.

4.9 Выбор и описание пароперегревателя

Пароперегреватель – один из наиболее ответственных элементов котельного агрегата, так как из всех поверхностей нагрева он эксплуатируется в наиболее тяжелых температурных условиях.

Змеевики пароперегревателя и коллекторы, выполненные из углеродистой стали, могут работать при температурах перегрева до 425 °С. По способу теплоприятия пароперегреватели подразделяются на конвективные, радиационно-конвективные и радиационные. В котельных агрегатах низкого и среднего давлений используются конвективные пароперегреватели с вертикальным или горизонтальным расположением труб. Для получения пара с температурой перегрева более 500 °С применяют комбинированные пароперегреватели, т.е. такие, в которых теплоприятие в одной части поверхности происходит за счет излучения, а в другой — путем конвекции. Радиационная часть поверхности нагрева пароперегревателя расположена в виде ширм непосредственно в верхней части топочной камеры.

В зависимости от направления движения газов и пара различают три основные схемы включения пароперегревателя в газовый поток:

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- прямоточную – газы и пар движутся в одном направлении;
- противоточную – газы и пар движутся в противоположных направлениях;
- смешанную – в одной части змеевиков пароперегревателя газы и пар движутся прямоточно, а в другой — в противоположных направлениях.

В случае прямоточной схемы наиболее высокая температура газов соответствует области наиболее низкой температуры пара. В принципе это должно обеспечивать низкие температуры металла пароперегревателя, однако при наличии капель котловой воды, поступающих с насыщенным паром из сепарационных устройств барабана, соли, содержащиеся в данных каплях, будут осаждаться на первых рядах змеевиков, приводя к резкому повышению температуры металла.

Кроме того, при такой схеме движения теплоносителей температурный напор (усредненная по поверхности разность температур греющей и нагреваемой сред) минимален, что требует увеличения необходимой поверхности пароперегревателя. При противотомной схеме движения змеевики, обогреваемые продуктами горения с наиболее высокой температурой, встречают уже перегретый пар и охлаждаются при этом недостаточно.

В результате, несмотря на то, что металл змеевиков пароперегревателя работает в наиболее тяжелых температурных условиях, температурный напор в этой схеме максимальный, а необходимая поверхность теплообмена минимальна, что позволяет делать пароперегреватели с такой схемой движения весьма компактными.

Оптимальной по условиям надежности работы является смешанная схема включения пароперегревателя, при которой первая по ходу пара часть пароперегревателя выполняется противоточной, а завершение перегрева пара происходит во второй его части при прямоточном движении теплоносителей.

При этом в части змеевиков, расположенных в области наибольшей тепловой нагрузки пароперегревателя (в начале газохода), будет умеренная температура пара, а завершение процесса его перегрева происходит при меньшей тепловой нагрузке. Соотношение противоточной и прямоточной частей пароперегревателя выбирается из условия одинаковых температур металла в начале и в конце змеевика его прямоточной части.

Вертикальный конвективный пароперегреватель обычно устанавливают в горизонтальном соединительном газоходе между топкой и конвективной шахтой котла. Такой пароперегреватель изготавливают из цельнотянутых труб внутренним диаметром 20...30 мм, образующих змеевики, вальцованные или приваренные к круглым коллекторам. Насыщенный пар из барабана котла по потолочным трубам поступает в змеевики первой ступени пароперегревателя. На этой ступени пар вначале движется противоточно, а затем прямоточно по отношению к дымовым газам.

Из первой ступени частично перегретый пар направляется в промежуточный коллектор, в котором расположен поверхностный пароохладитель (регулятор перегрева пара).

В змеевики регулятора перегрева пара подается питательная вода, а в межтрубное пространство – пар, который частично охлаждается, омывая более холод-

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ные поверхности труб. Регулирование перегрева пара осуществляется изменением количества питательной воды, пропускаемой через пароохладитель. Из регулятора перегрева пара пар поступает в змеевики второй ступени пароперегревателя, в которой движется сначала противоточно, а затем противоточно по отношению к газовому потоку.

Перегретый пар из второй ступени пароперегревателя направляется в выходной коллектор, на котором установлена главная паровая задвижка. Змеевики пароперегревателя с помощью подвесок подвешиваются к потолочным балкам. Заданное расстояние между отдельными змеевиками поддерживается с помощью дистанционных планок и дистанционных гребенок.

4.10 Расчет на прочность пароперегревателя

Расчет толщины стенки коллекторов пароперегревателя.

Исходные данные:

1. Расчетное давление, $P=1,3 \text{ МПа}=13 \text{ кгс/см}^2$;
2. Наружный диаметр коллекторов $D=159 \text{ мм}$;
3. Номинальная температура перегретого пара $t_{cp}=225 \text{ }^\circ\text{C}$;
4. Материал коллекторов Сталь 20 (ГОСТ 1050-74);
5. Минусовой допуск на толщину стенки 15%;
6. Материал доньшка Сталь 16ГС (ГОСТ 5520-79);
7. Расчетная температура стенки (4.68):

$$t=t_{cp}+X\cdot\Delta t \quad (4.68)$$

где Δt – разница температур, $^\circ\text{C}$;

X – коэффициент посприятия теплоты.

$$t=225+0,5\cdot 10=230^\circ\text{C}$$

8. Расчетная температура стенки принимается равной $250 \text{ }^\circ\text{C}$;
9. Номинальное допускаемое напряжение для цилиндрической камеры $[\sigma]=13,2 \text{ кгс/мм}^2$;
10. Номинальное допускаемое напряжение для доньшка $[\sigma]=14,5 \text{ кгс/мм}^2$;
11. Расчет толщины стенки цилиндрической части верхнего коллектора. Коэффициент прочности в продольном направлении (4.69):

$$\varphi=2\cdot\frac{t-d}{t} \quad (4.69)$$

$$\varphi=2\cdot\frac{55-33,12}{55}=0,398$$

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

Коэффициент прочности в поперечном направлении (4.70):

$$\varphi = 2 \cdot \frac{t_1 - d}{t_1} \quad (4.70)$$

$$\varphi = 2 \cdot \frac{53,38 - 33,12}{53,38} = 0,76$$

Принимаем для этой группы ослаблений $\varphi = 0,398$

Коэффициент прочности в продольном направлении (4.71):

$$\varphi = \frac{t - d}{t} \quad (4.71)$$

$$\varphi = \frac{310 - 153}{310} = 0,564$$

Наименьшее значение коэффициента прочности цилиндрической части коллектора $\varphi = 0,398$.

Первая группа ослаблений отверстиями для установки перегревателей труб.

Коэффициент прочности для установки перегревателя такой же, как и на верхней камере $\varphi = 0,398$.

Коэффициент прочности в продольном направлении (4.72):

$$\varphi_1 = \frac{t - d_1}{t} \quad (4.72)$$

$$\varphi_1 = \frac{150 - 26,12}{150} = 0,825$$

Коэффициент прочности в поперечном направлении (4.73):

$$\varphi_2 = \frac{t - d_2}{t} \quad (4.73)$$

$$\varphi_2 = \frac{150 - \left(\frac{135,1 - 39,12}{2} \right)}{150} = 0,419$$

Средний коэффициент прочности (4.74):

$$\varphi = 0,5 \cdot (\varphi_1 + \varphi_2) \quad (4.74)$$

$$\varphi = 0,5 \cdot (0,825 + 0,419) = 0,622$$

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varphi_{\min} = \frac{2,1 \cdot 0,419}{1 + 0,419} = 0,62$$

$$\varphi_4 = \frac{240 - \left(\frac{135,1 - 58,34}{2} \right)}{240} = 0,597$$

Коэффициент прочности в поперечном направлении:

$$\varphi_1 = 2 \cdot \frac{240 - 42,23}{240} = 1,65$$

$$d_1 = 0,5 \cdot (26,12 - 58,34) = 42,23$$

$$\varphi_2 = \frac{240 - 80,61}{240} = 1,33$$

$$d_2 = 0,5 \cdot (26,12 - 135,1) = 80,61$$

$$\varphi_3 = \frac{240 - 35,37}{240} = 1,41$$

$$d_3 = 0,5 \cdot (26,12 - 31,52) = 35,37$$

$$\varphi_4 = 2 \cdot \frac{240 - 28,87}{240} = 1,52$$

$$d_4 = 0,5 \cdot (26,12 - 26,12) = 28,87$$

Принимаем коэффициент прочности $\varphi = 0,597$.

Определение толщины стенки коллектора.

Расчетная толщина стенки (4.75):

$$S_r = \frac{P \cdot D_H}{200 \cdot \varphi [\sigma] + P} \quad (4.75)$$

$$S_r = \frac{13 \cdot 159}{200 \cdot 0,398 \cdot 13,2 + 13} = 1,94 \text{ мм}$$

Формула пригодна при соблюдении следующего условия (4.76):

$$\frac{S - C}{D_H} \leq 0,25 \quad (4.76)$$

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$\frac{1,94}{1,59} = 0,012 \leq 0,25$$

Условие выполняется.

Величина прибавки

Необходимая толщина стенки принимается равной 6 мм.

Толщина стенки верхнего коллектора определяется так же как и толщина стенки нижнего коллектора.

Расчет доньшка

Принимаем $S_0 = S = 6$ мм.

Толщина днища в месте кольцевой выточки должна удовлетворять условию (4.77):

$$S_2 \geq 0,35 \cdot D_B \cdot \sqrt{\frac{P}{100 \cdot [\sigma]}} \quad (4.77)$$

$$0,35 \cdot 14,7 \cdot \sqrt{\frac{13}{100 \cdot 13,2}} = 5,09$$

$$S_2 \geq 5,09$$

Принимаем $S_2 = 9$ мм и $S_1 = 21$ мм.

Расчет толщины стенки трубы пароперегревателя.

Исходные данные:

1. Расчетное давление $P = 1,3$ Мпа (13 кгс/см²)
2. Наружный диаметр труб $D_H = 32$ мм
3. Материал – сталь 20;
4. Минусовой допуск на толщину стенки 10%
5. Расчётная температура стенки труб (4.78):

$$t_{cm} = t_{nn} + 70^\circ \quad (4.78)$$

$$t_{cm} = 225 + 70 = 295^\circ$$

Номинальное допускаемое напряжение для труб.

Расчетная толщина стенки труб:

Сталь 20:

$$S_r = \frac{13 \cdot 32}{200 \cdot 12,04 \cdot 10 + 13} = 0,17 \text{ мм}$$

Сталь 10:

$$S_r = \frac{13 \cdot 32}{200 \cdot 9,4 \cdot 10 + 13} 0,22 \text{ мм}$$

Формула пригодна при соблюдении условия:

$$\frac{S-C}{D_H} \leq 0,25$$

Сталь 20:

$$\frac{0,27}{32} = 0,008 \leq 0,25$$

Сталь 10:

$$\frac{0,35}{32} = 0,01 \leq 0,25$$

Условия выполняются.

Величина прибавки

Толщина стенки принята равной 3 мм.

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Современное развитие энергетики характеризуется значительно возросшей стоимостью энергоносителей и всех видов природных ресурсов, а также постоянно ужесточающимися требованиями охраны окружающей среды от воздействия тепловых электростанций и промышленных предприятий.

5.1 Энергосбережение п промышленных котлах

Промышленная котельная – это техническая система, предназначенная для получения пара или горячей воды за счет сжигания топлива. Основу котельной составляет котельный агрегат. Кроме котельного агрегата котельная включает вспомогательное оборудование, служащее для подготовки и подачи топлива, воды, воздуха, а также для очистки дымовых газов и удаления (или утилизации) продуктов сгорания.

Котельные могут работать на твердом топливе (уголь), жидком (мазут) или газообразном (природный газ). Имеются универсальные котельные, могущие работать на различных видах топлива.

В топке образуются высокотемпературные дымовые газы с температурой $T \geq 1700$ °С. В верхней части топки они имеют меньшую температуру ($T = 1200$ °С). Дымовые газы с такой температурой поступают в газоотвод, в котором последовательно проходят через пароперегреватель, экономайзер и воздухоподогреватель. Проходя через эти аппараты, дымовые газы отдают им свою теплоту, в результате чего их температура понижается до 200 – 210 °С. Охлажденные дымовые газы проходят через устройство газоочистки, дымососом направляются в дымовую трубу и удаляются в атмосферу. В устройстве газоочистки из охлажденных дымовых газов выделяются твердые примеси, которые вместе с золой и шлаком топки подаются в шлако-золоудалитель и выводятся из котельной.

Для повышения температуры горения в горелку воздушным вентилятором подается кислород воздуха. Подводимый воздух проходит через воздухоподогреватель и не снижает температуру горения. В котельной рабочим телом является вода, которая (после соответствующей водоподготовки) подается питательным насосом в водяной барабан через экономайзер. В экономайзере подводимая вода предварительно нагревается, что позволяет уменьшить потребности в теплоте, поступающей из топки.

Водяной барабан связан с топкой системой труб и экранов, которые обеспечивают прохождение воды через пространство топки и превращают ее в пар. В водяном барабане пар, имеющий высокое давление, освобождается от капелек воды, затем проходит через пароперегреватель, в котором его качество еще более повышается, и поступает к потребителю или в теплообменное устройство для получения горячей воды. Освобождение пара от капелек воды замедляет процесс конденсации при его транспортировке. Котельные на жидком или газообразном топливе отличаются его подачей и системой зажигания. При жидком топливе используется форсунка, которая его распыляет, а при газообразном топливе применяются газовые горелки, обеспечивающие его равномерную подачу в зону горения.

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			44

Для определения мест экономии теплоты, рассмотрим тепловой баланс котельной.

Как следует из теплового баланса и схемы промышленной котельной, энергосбережение обеспечивается следующими путями:

- повышение температуры горения топлива;
- уменьшение потерь тепла от топки в окружающую среду;
- повышения эффективности работы пароперегревателя, экономайзера и воздухоподогревателя;
- вторичного использования низкотемпературного тепла отводимых в атмосферу дымовых газов и шлаков.

Повышение температуры горения топлива достигается путем увеличения поверхности окисления (более тонкий размол, распыление и т.п.), заменой низкокалорийного топлива на топливо с более высокой теплотворной способностью, увеличением подачи кислорода в зону горения. Теплотери от топки в окружающую среду обусловлены теплопроводностью через стенки топки и последующей радиацией тепла с поверхности стенок. В соответствии с этим стремятся снизить поток тепла через стенки, уменьшить поверхность теплоотдачи и уменьшить коэффициент черноты наружных стенок.

Для снижения потока тепла через стенки применяют теплоизоляционные материалы. Учитывая высокую температуру в топке, теплоизоляция выполняется многослойной, например, как на рисунке 5.1.

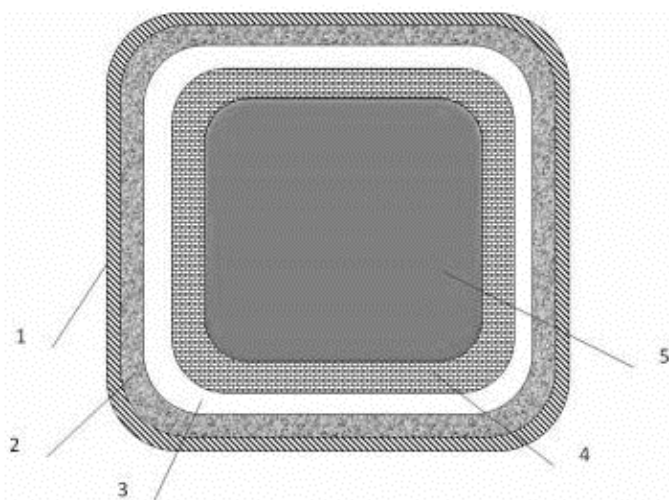


Рисунок 5.1 – Тепловая изоляция котла:

- 1 – металлическое покрытие с малым коэффициентом черноты;
- 2 – теплоизолятор с малым коэффициентом теплопроводности;
- 3 – воздушная прослойка; 4 – кирпичная кладка из шамотного кирпича; 5 – топка

Кирпичная кладка изнутри обычно обмуровывается огнеупорной глиной, а снаружи (со стороны воздушной прослойки) укладывается асбест. Слой 2 удерживается металлическими листами, которые с внешних сторон имеют покрытие, близкое к зеркальному. Для снижения поверхности теплоотдачи радиацией стре-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

мятся форму топки приближать к сфере, так как сфера из всех геометрических тел имеет наименьшее отношение поверхности к замыкаемому объему. Поверхность топки обычно покрывается металлическими листами с малым коэффициентом черноты (в пределе – поверхность зеркальная).

Пол котельной выполняется из прочных теплоизоляционных материалов (керамзит, шлакобетон, пенобетон и т.п.). Стены и крыша котельной также должны иметь достаточную теплоизоляцию. Кроме того, потолок должен иметь белый цвет, а стены покрыты кафелем. Эффективность использования пароперегревателя, водяного экономайзера и воздухоподогревателя определяется местом их установки. Обычно они располагаются по ходу дымовых газов в той последовательности, в которой указаны. Следует также помнить, что все эти аппараты являются теплообменными устройствами, поэтому для оценки их эффективности следует применять эксергетический анализ.

Вторичное использование тепла дымовых газов и шлаков является наиболее трудной задачей. Трудности обусловлены тем, что котельная является нагревательной установкой, тепловые потери стремятся свести к минимуму уже при ее проектировании. Тем не менее, в рамках энергосбережения можно рассматривать такие мероприятия, как использование горячих шлаков для подогрева теплиц в весеннее время для ускорения получения тепличной продукции.

5.2 Мероприятия по повышению энергоэффективности котла

Одна из ключевых задач энергетического обследования – разработка мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности [1].

В таблице 5.1 приводится перечень типовых мероприятий, внедрение которых может обеспечить экономию ТЭР и снижение затрат на их оплату.

Таблица 5.1 – Мероприятия по энергосбережению

Наименование мероприятия	Источник экономии
1	2
Внедрение новых водоподготовительных установок на источниках тепла	- экономия топлива; - уменьшение расхода электрической энергии (на привод сетевых насосов)
Внедрение метода глубокой утилизации тепла дымовых газов	- экономия топлива; - сокращение вредных выбросов в атмосферу
Внедрение централизованной системы управления компрессорным хозяйством	- экономия топлива; - экономия электрической энергии
Внедрение экономичных способов регулирования работой вентиляторов	- экономия электрической энергии
Замена физически и морально устаревших котлов	- экономия топлива;

Продолжение таблицы 5.1

1	2
	- улучшение качества и надёжности теплоснабжения
Использование систем частотного регулирования в приводах электродвигателей в системах вентиляции, на насосных станциях и других объектах с переменной нагрузкой	- экономия электрической энергии; - повышение надёжности и увеличение сроков службы оборудования
Использование когенерационных установок (на основе: двигателей внутреннего сгорания, систем с отбором пара, парогазовых систем, систем с противодавлением)	- экономия топлива
Кислородное сжигание топлива	- экономия топлива; - снижение расходов на очистку дымовых газов; - уменьшение вредных выбросов в атмосферу
Минимизация величины продувки котла	- экономия топлива, реагентов, подпиточной воды; - повышение КПД установки
Надстройка котельных газотурбинными установками	- снижение удельных расходов топлива; - снижение затрат на электрическую энергию; - повышение надёжности электро-снабжения
Организация мониторинга и соблюдение водно-химического режима	- экономия топлива
Оптимизация расхода пара в деаэраторе котлоагрегата	- снижение расхода пара; - увеличение КПД котлоагрегата
Организация сбора и возврата конденсата в котел	- экономия топлива; - сокращение объёмов водопотребления и водоотведения; - снижение затрат на водоподготовку
Повторное использование выпара в котле	- экономия топлива
Предварительный подогрев питательной воды в котельной	- экономия топлива; - уменьшение вредных выбросов в атмосферу
Применение антинакипных устройств на теплообменниках	- экономия топлива; - снижение расхода теплоносителя;

Продолжение таблицы 5.1

1	2
	- повышение надежности и долговечности теплообменных аппаратов
Проведение режимно-наладочных работ на котлоагрегатах. Составление режимных карт	- экономия топлива; - улучшение качества и повышение надёжности теплоснабжения
Установка котлоагрегатов с циркуляционным кипящим слоем	- экономия топлива
Устранение присосов воздуха в газоходах и обмуровках котлов	- экономия топлива
Установка конденсатоотводчиков. Организация сбора и возврата конденсата.	- экономия тепловой энергии
Автоматизация режимов горения (поддержание оптимального соотношения топливо-воздух)	- экономия топлива; - уменьшение аварийных остановов котлов; - снижение затрат на капитальный ремонт; - снижение вредных выбросов
Внедрение безреагентного метода обработки (активации) воды	- увеличение срока службы оборудования; - снижение эксплуатационных расходов
Внедрение вихревой технология деаэрирования	- экономия топлива; - уменьшение расхода электрической энергии (на привод сетевых насосов); - снижение затрат на ремонтные работы
Внедрение метода глубокой утилизации тепла дымовых газов	- экономия топлива; - сокращение вредных выбросов в атмосферу
Внедрение современных водоподготовительных установок	- экономия топлива; - уменьшение расхода электрической энергии (на привод сетевых насосов)
Внедрение низкотемпературной вихревой технологии сжигания топлива	- экономия топлива; - повышение КПД теплоисточника
Своевременное устранение повреждений изоляции паропроводов и конденсатопроводов	- экономия топлива; - сокращение потерь тепловой энергии
Установка котлоагрегатов с кипящим слоем	- экономия топлива

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.382.19 ПЗ

Лист

48

Окончание таблицы 5.1

1	2
Установка подогревателя воздуха или воды в котельной	- экономия топлива; - повышение КПД теплоисточника

В данном перечне приводятся как малозатратные мероприятия, так и нововведения, требующие значительных инвестиций. Часть мероприятий может быть реализована без капитальных вложений, за счёт устранения явных перерасходов топлива и энергии, утечек энергоносителей и т.п.

При этом все приведённые мероприятия могут иметь малые сроки окупаемости.

Учитывая, что в соответствии с действующими требованиями и нормативами установка приборов коммерческого учёта всех видов топлива и энергии является обязательной, мероприятия данного направления в предлагаемом перечне отсутствуют.

Оценка технической возможности и экономической целесообразности реализации приведённых мероприятий должна проводиться индивидуально с учётом местных особенностей и принятых методик определения эффективности инвестиций.

При реконструкции автоматики паровых котлоагрегатов ДЕ используется авторская технология экономного и экологически чистого сжигания топлива «Факел» в виде системы энергосбережения «Факел-2010». Предусматривается автоматическое управление котлом: с автоматическим розжигом горелок, с коррекцией подачи воздуха на горение по анализам дымовых газов и частотным регулированием скорости вращения электродвигателей (ЧРП). Операторы котельной могут вмешиваться в работу автоматики, переводя ее из режима «Автомат» в режим «Ручной».

Система автоматики безопасности и регулирования котла построена на базе микропроцессорного устройства управления котлами, печами сушилками (контроллере) АГАВА 6432. Контроллер АГАВА 6432 при работе на газовом или жидком топливе в соответствии с руководством по эксплуатации на котел, федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, техническими регламентами РФ и ТС в области безопасности обеспечивает:

- автоматическую проверку герметичности газовых клапанов,
- автоматический розжиг горелки котла на газе,
- полуавтоматический или ручной розжиг горелки на жидком топливе,
- защитное отключение горелки при наступлении одного из событий:
 - o повышении/понижении давления газа перед горелкой;
 - o понижении давления жидкого топлива перед горелкой;
 - o понижении давления воздуха перед горелкой;
 - o понижении разряжения в топке;
 - o повышении уровня в барабане котла выше верхнего аварийного;
 - o понижении уровня в барабане котла ниже нижнего аварийного;

- повышении давления пара в барабане котла;
- погасании факела горелки или запальника;
- отключении дымососа;
- отключении дутьевого вентилятора;
- прекращения подачи электроэнергии или исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и средствах измерения.

- послеаварийную вентиляцию топки не менее 10 минут.

- регулирование производительности котла; контроллер АГАВА 6432 кроме реализации всех обязательных защит выполняет:

- автоматическое плавное регулирование мощности котла по давлению пара в барабане котла или давлению газа на котел;

- автоматическое плавное регулирование:

- соотношения топливо/воздух путем управления исполнительными механизмом направляющего аппарата вентилятора или частотно-регулируемым приводом двигателя вентилятора;

- разрежения в топке котла путем управления исполнительными механизмами направляющего аппарата дымососа или частотно-регулируемым приводом двигателя дымососа;

- уровня воды в барабане котла путем управления исполнительным механизмом регулирующего клапана на подаче воды в котел;

- автоматическую коррекцию соотношения «топливо-воздух» на горелках по сигналу корректора-анализатора качества горения (КАКГ), вырабатывающего его в зависимости от концентрации кислорода (O_2), недожога (оксида углерода – CO) в отходящих дымовых газах и с учетом нагрузки котла;

- управление и защиту котла при работе на резервном жидком топливе;

- конфигурацию работы автоматики под различные типы газовых схем и исполнительных механизмов.

Для регистрации событий и основных технологических параметров котла в контроллере реализован электронный регистратор. В шкафу котла (по заказу) дополнительно устанавливается сенсорная панель оператора, в которую для индикации в мнемосхему котла выводятся все аналоговые сигналы от датчиков.

						<i>Лист</i>
					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

В данном разделе рассматриваются вопросы охраны окружающей среды, а именно разработка мероприятий по снижению вредных выбросов в атмосферу, расчет выбросов окислов азота и поверочный расчет высоты дымовой трубы.

6.1 Оценка воздействия котла на окружающую среду

Если оценить степень негативного воздействия котла после реконструкции, то после проведения расчетов выбросов продуктов сгорания и оксидов, можно будет отметить факт незначительности ущерба окружающей среде.

Низких показателей выбросов можно добиться благодаря использованию экологичного топлива (газа) и современным технологиям, оборудованию.

6.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива в котельной

Котел ДЕ-10-14-225-ГМО производится компанией ООО «Бийский котельный завод», является водогрейным с мощностью 10 т/ч пара. Топливом котла является природный газ с теплотой сгорания $Q_n^c = 36700 \text{ кДж/м}^3$ его характеристики приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Характеристики топлива

Элемент	Содержание по объему, %
CH ₄	98,9
C ₂ H ₆	0,3
C ₃ H ₈	0,1
C ₄ H ₁₀	0,1
N ₂	0,4
CO ₂	0,2

Котельный агрегат генерирует пар с параметрами: 225 °С, 1,3 МПа, из питательной воды температурой $t_{нг} = 100$ °С.

Теоретическое количество воздуха, необходимого для полного сгорания топлива при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,05$ (6.1) :

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + 2CH_4 + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n - O_2 \right], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.1)$$

где $CO, H_2, H_2S, O_2, CH_4, C_m H_n$ – объемное содержание оксида углерода, водорода, сероводорода, кислорода, метана и других углеводородов в топливе в процентах.

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[2 \cdot 94,2 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 3,2 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,4 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,1 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,1 \right] = 9,732 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем двухатомных газов (6.2):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.2)$$

где N_2 – объемное содержание двухатомных газов в процентах.

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,732 + 0,01 \cdot 0,9 = 7,697 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем трехатомных газов (6.3):

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n), \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.3)$$

где $CO_2, CO, H_2S, C_m H_n$ – объемное содержание диоксида углерода, оксида углерода, сероводорода, углеводородов в топливе в процентах.

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (0,4 + 94,9 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1) = 1,038 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем водяных паров (6.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.ml}) + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.4)$$

где $d_{z.ml}$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м³, при $t_{z.ml} = 10^\circ C$
 $d_{z.ml} = 10 \text{ г}/\text{м}^3$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (0,5 \cdot 4 \cdot 94,9 + 0,5 \cdot 6 \cdot 3,2 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,4 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,1 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,64 = 2,189 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Реальный объем двухатомных газов (6.5):

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (6.5)$$

где $V_{N_2}^0, V^0, \alpha$ – теоретический объем двухатомных газов в топливе, теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания и коэффициент избытка воздуха, различный для газоходов. Реальный объем двухатомных газов, содержащихся в продуктах сгорания в топке и фестоне при $\alpha=1,05$:

$$V_{N_2} = 7,69 + (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 8,184 \text{ м}^3 \text{газов}/\text{м}^3 \text{топлива}.$$

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

Реальный объем водяных паров (6.6):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (6.6)$$

где $V_{H_2O}^0$ – теоретический объем водяных паров в топливе.

Реальный объем водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания в топке и фестоне при $\alpha = 1,15$:

$$V_{H_2O} = 2,189 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 2,197 \text{ м}^3 \text{водяных паров/м}^3 \text{топлива}$$

Суммарный объем дымовых газов при $\alpha > 1$ (6.7):

$$V_z = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \quad (6.7)$$

Реальный объем газов, содержащихся в продуктах сгорания в топке и фестоне при $\alpha = 1,1$:

$$V_z = 1,038 + 8,184 + 2,197 = 11,419 \text{ м}^3 \text{газов/м}^3 \text{топлива}$$

Количество вредных выбросов CO_2 (6.8):

$$M_{CO_2} = C_n \cdot V_p \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) \cdot X, \text{ г/с} \quad (6.8)$$

где V_p – расход топлива, кг/с;

C_n – коэффициент, зависящий от вида сжигаемого топлива;

q_4 – потеря тепла от механической неполноты сгорания.

$$M_{CO_2} = 10 \cdot 0,068 \cdot 5 \cdot (1 - \frac{0}{100}) \cdot 3 = 2,04 \text{ г/с}$$

6.3 Расчет выбросов оксидов азота

Количество окислов азота при пересчете на NO_2 (6.9):

$$M_{NO_2} = 0,034 \beta_1 \cdot k \cdot V_p \cdot Q_H^p (1 - \frac{q_4}{100}) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \beta_3, \text{ г/с} \quad (6.9)$$

где β_1 – коэффициент, учитывающий качество топлива, $\beta_1 = 0,85$;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 МДж тепла топлива, $k = 0,204 \text{ г/МДж}$;

V_p – расход горючего, $V_p = 0,068 \text{ кг/с}$;

r – мера рециркуляции продуктов сгорания, $r = 0$;

β_2 – коэффициент, характеризующий эффективность рециркуляции, $\beta_2 = 0$;

β_3 – коэффициент, зависящий от конструкции устройств горелок, $\beta_3 = 1$.

$$M_{NO_2} = (0,034 \cdot 0,85 \cdot 0,204 \cdot 0,068 \cdot 37,31 \cdot (1 - \frac{0}{100}) \cdot (1 - 0 \cdot 0) \cdot 1) \cdot 3 = 0,0449 \text{ г/с}$$

6.4 Поверочный расчет дымовой трубы

Минимальная высота дымовой трубы определяется по формуле (6.10):

$$H_{mp} = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{ГПК - C_{\phi}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_1 \cdot \Delta T}}, \text{ м} \quad (6.10)$$

где A – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеивания (коэффициент стратификации), $A = 160$;

M – количество вредных выбросов, г/с;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания, $F = 1$;

m , n – коэффициенты, учитывающие условия выхода из устья дымовой трубы, $m = 1$, $n = 1$;

z – число дымовых труб с одинаковой высотой, $z = 1$;

V – расход дымовых газов через дымоход, м³/с;

Δt – разность температур наружного воздуха и продуктов сгорания;

C_{ϕ} – фоновая концентрация вредных веществ, мг/м³;

ГПК – предельно допустимая концентрация вредностей мг/м³.

ГПК_{SO2} = 0,5 мг/м², ГПК_{CO} = 3 мг/м³, ГПК_{NO2} = 0,085 мг/м³.

$$H_{NO_2} = \sqrt{\frac{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 2,04 \cdot 1}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{32,0 \cdot 132}} = 31,4 \text{ м}$$

Необходимая высота дымовой трубы не менее 31 м.

У нашего котла установлена труба высотой 32 м и диаметром 1020 мм, что будет соответствовать необходимой высоте. Замена дымовой трубы не требуется.

					13.03.01.2018.382.19 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Функциональная схема систем автоматизации технологических процессов является основным техническим документом, определяющим структуру и характер систем автоматизации технологических процессов, а также оснащения их приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме дано упрощенное изображение агрегатов, подлежащих автоматизации, а также приборов, средств автоматизации и управления, изображаемых условными обозначениями по действующим стандартам, а также линии связи между ними.

Схема автоматизации регулирования и контроля парового котла ДЕ-10-14-225-ГМО предусматривают следующие системы:

- система автоматического регулирования и контроля тепловой нагрузки котла;
- система автоматического регулирования и контроля питания котла;
- система автоматического регулирования и контроля соотношения газ–воздух;
- система автоматического регулирования и контроля разрежения в топке котла;
- система автоматического контроля давления;
- система автоматического контроля температуры;
- система автоматической отсечки газа;

7.1 Выбор средств автоматизации

Комплекс приборов и устройств типа «Контур Г» предназначен для построения локальных систем автоматического регулирования теплотехнических процессов в энергетике, промышленном комплексе, системах теплоснабжения и отопления. Комплекс включающий в себя четырнадцать исполнений многофункциональных регулирующих приборов с импульсным выходом типа РС29 и два исполнения трехпозиционного усилителя типа У29.

Комплекс «Контур 2» сделан по модельному принципу на современной микроэлектронной элементной базе. Характеризуется расширенными функциональными возможностями, более широким использованием сигналов постоянного тока, повышенной точностью и надежностью, существенно меньшими габаритами и массой по сравнению с комплексом приборов «Контур»

Регулирующие приборы типа РС29 обеспечивают усиление, демпфирование и индикацию сигнала рассогласования. Совместно с исполнительным механизмом постоянной скорости регуляторы формируют ПИ или ПИД-законы регулирования и позволяют осуществлять ручное управление исполнительным механизмом. В них предусмотрена индикация положения исполнительного механизма, оснащенного реостатными или индуктивными датчиками положения, а также аналого-релейное преобразование по двум каналам с индексацией срабатывания.

В зависимости от модификации приборы могут выполнять дополнительные

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

функции: дифференцирование сигналов по апериодическому закону, нелинейное преобразование сигналов, цифровую индикацию одного из четырех сигналов по вызову. Конструкция регулирующих приборов отличается унификацией. Функциональная структура большинства исполнений приборов может легко изменяться путем перестановки перемычек на специальном коммутационном поле, доступном потребителю, что дает возможность осуществлять аналого-релейное преобразование с демпфированием, вводить сигналы по производной, осуществлять динамическую связь между регуляторами.

7.2 Система автоматического регулирования и контроля тепловой нагрузки

Перепад давления, пропорциональный расходу пара создается на диафрагме ДКС 10-200-А/Г, установленной на паропроводе, преобразуется измерительным преобразователем САПФИР-22ДД-2420 в унифицированный токовый сигнал 0–5 мА. и подается на блок извлечения корня БИК-1, предназначенный для линеаризации статической характеристики преобразователя САПФИР-22ДД, с выхода которого поступает на регулятор РС 29.0.12 и на вторичный прибор ДИСК-250-2121.

Сигнал по изменению давления в барабане котла. Давление в барабане котла измеряется при помощи преобразователя САПФИР-22ДИ-2150. Унифицированный токовый сигнал 0–5 мА с преобразователя поступает на регулятор РС 29.0.12 и на вторичный прибор ДИСК-250-2121. В регуляторе происходит суммирование сигналов с преобразователей с заданным значением. Если эти величины равны, то регулятор не оказывает воздействия на объект. Если регулируемый параметр отклоняется от заданного значения, то на выходе регулятора вырабатывается импульсный сигнал, который в усилителе У29.3 преобразуется в изменение состояния бесконтактных ключей. Усилитель У29.3 имеет три бесконтактных ключа для управления исполнительным механизмом МЭО 40/25-0,25Р, вал которого через систему тяг и рычагов сочленен с регулирующим органом КРП 100, изменяющим подачу газа в топку котла.

Преобразователь типа САПФИР-22 представлен на рисунке 7.1

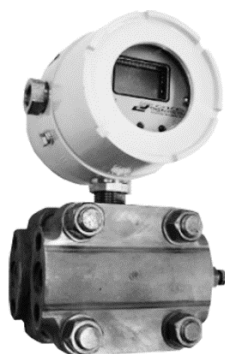


Рисунок 7.1 – Преобразователь типа САПФИР-22

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ				

7.3 Система автоматического регулирования и контроля питания котла

Регулятор питания котла работает по трехимпульсной схеме, используется три приема: расход питательной воды; расход пара; уровень в барабане котла. Расход питательной воды и расход пара измеряются методом переменного перепада. Перепад давления пропорциональный расходу питательной воды, создаваемый на диафрагме ДКС 10-100-А/Г-1, и перепад давления пропорциональный расходу пара, создаваемый на диафрагме ДКС 10-200-А/Г-1 измеряются и преобразуются преобразователями САПФИР-22ДД-2420 в унифицированные токовые сигналы 0–5 мА., с выхода измерительных преобразователей САПФИР-22ДД-2420 сигналы подаются на блоки извлечения корня БИК-1, предназначенные для линеаризации статической характеристики преобразователей САПФИР-22ДД. Сигналы 0–5 мА с блоков БИК-1 поступают на вторичные приборы ДИСК -250-2121 и на выход регулятора РС 29.0.12.

Уровень в барабане котла измеряется преобразователем САПФИР-22ДИ-2150 и преобразуется в унифицированный токовый сигнал 0-5 мА, который подается на вторичный прибор ДИСК-250-2121 и на вход регулятора РС 29.0.12. В случае отклонения одного из указанных параметров регулятор РС 29 воздействует с помощью усилителя У 29.3 на механизм МЭО 40/25-0,25, который приводит в действие регулирующий орган КРП 100 (поз.2-10), установленный на трубопроводе питательной воды.

Общий вид диафрагмы ДКС 10 представлен на рисунке 7.2.



Рисунок 7.2 – Общий вид диафрагмы ДКС 10

7.4 Система автоматического регулирования и контроля соотношения газ-воздух

Измерение расхода газа и воздуха производится методом переменного перепада. Перепад давления на диафрагме ДКС 0,6-100-А/Г-1 и диафрагме ДКС 0,6-400-А/Г-1 измеряется преобразователем САПФИР-22ДД -2420. Сигнал 0–5мА с преобразователя поступает на блок извлечения корня БИК-1 предназначенной для линеаризации статической характеристики преобразователя САПФИР-22ДД. Сигнал 0–5 мА с блока извлечения корня БИК-1 поступает на вторичный прибор ДИСК -250-2121 и на регулятор РС 29.0.12.

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ				

В регуляторе РС 29 происходит суммирование двух поступающих сигналов, а затем сравнение их с заданным значением. Если регулируемый параметр отклоняется от заданного значения, то на входе электронного блока регулятора появляется сигнал рассогласования. При этом на выходе регулятора вырабатывается импульсный сигнал (24В), который подается на усилитель У29.3. Усилитель У29.3 управляет исполнительным механизмом МЭО 40/10-0,25, который с помощью регулирующего органа изменяет подачу воздуха. В данной системе ведется коррекция по кислороду (О₂) в отходящих газах. Сигнал с индикатора на кислород «Альфа» через вторичный прибор ДИСК-250-2121 поступает на регулятор РС 29.0.42, на его выходе образуется сигнал, который является корректирующим для регулятора РС 29.0.12.

Исполнительный механизм МЭО 40/10-0,25 изображен на рисунке 7.3.

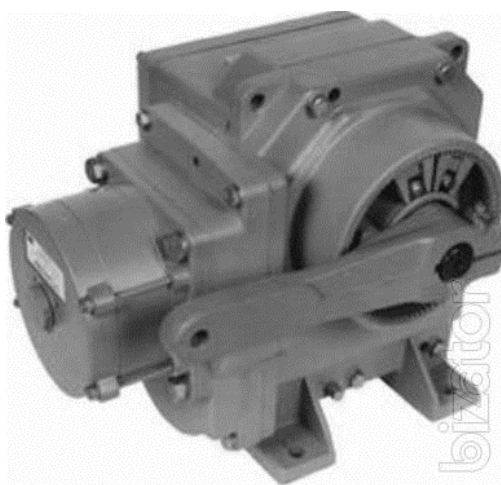


Рисунок 7.3 – Исполнительный механизм МЭО 40/10-0,25

7.5 Система автоматического регулирования и контроля в топке котла

Давление в топке котла измеряется при помощи преобразователя САПФИР - 22 ДИВ-2310. Сигнал с преобразователя поступает на вторичный прибор ДИСК - 250-2121 и на регулятор РС 29.0.12. В случае отклонения регулируемого параметра регулятор РС 29, который с помощью усилителя У 29.3 запитывает электродвигатель механизма исполнительного МЭО 40/10-0.25Р, изменяющего положения направляющих аппаратов дымососа.

7.6 Система автоматического контроля давления и температуры

Давление газа, воздуха, а также воды измеряется манометрами ОБМ.

Измерение температуры производится с помощью термоэлектрических термометров ТХА -0179. Сигнал с термоэлектрических термометров поступает на вторичный регистрирующий и показывающий прибор КСП -023.

Показывающий прибор КСП -023 представлен на рисунке 7.4.

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

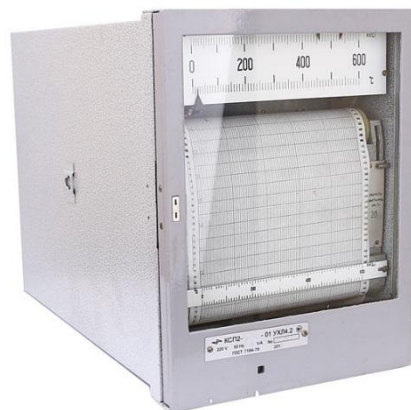


Рисунок 7.4 – Показывающий прибор КСП -023

7.7 Система автоматической отсечки газа

Отсечка газа производится:

- при повышении давления пара на выходе из парогенератора, а так же при отключении давления газа или воздуха перед горелками, для чего проектом предусмотрены датчики давления типа ДД;
- по наличию пламени в топке котла с помощью прибора контроля пламени Ф.34.2;
- при снижении температуры пара на выходе из парогенератора с помощью термоэлектрического термометра ТХА-0179 и регистрирующего прибора ДИСК-250-2121;
- при перепитке парогенератора водой и упуске воды из барабана с помощью сигнализатора уровня ЭРСУ-3.

Для оповещения используется световая сигнализация АС-220 и звуковая СС1. Для опробования и снятия звуковой сигнализации предназначены кнопки КЕ.

7.8 Описание компоновки и коммутации щита КИПиА

Компоновкой называется общий вид щита и размещенные на нем приборы и средства автоматизации. Компоновка аппаратуры должна обеспечить удобство пользования ими. На рисунке приведен общий вид щитов, разработанный на основе функциональной схемы. Щиты выполнены в соответствии с типовыми проектами котельных и предназначены для автоматизации котлов серии ДИ, сжигающих природный газ или мазут, производительностью 10 тонн пара в час. Щит и комплект аппаратуры, предназначенный для работы с ним, обеспечивают:

- автоматическое регулирование давления пара и уровня воды в барабане котла, расхода воздуха к горелкам, разрежения в топке;
- оперативный контроль разрежения в топке, напора воздуха за дутьевым вентилятором, температуры дымовых газов по тракту и силы тока электродвигателя дымососа, установленными на щите приборами;

– светозвуковую сигнализацию при отклонении давления топлива давления воздуха, давления пара, разрежения в дымоходе, отклонении уровня в барабане котла, погасании факела и аварийная остановка котла.

Щиты устанавливаются в производственных и специальных щитовых помещениях с температурой окружающего воздуха от -35 до +50 °С. При компоновке необходимо обращать внимание на эстетику внешнего вида проектируемого щита. Средства автоматизации и аппаратуры управления компонуются функциональными группами в порядке хода технологического процесса. Аппаратуру на панелях располагают так чтобы дежурному персоналу было удобно наблюдать по показаниям приборов за технологическим процессом. Показывающие приборы и сигнальные средства устанавливают на высоте 800–2100мм, самопишущие приборы на высоте 1000–1600мм, ключи и кнопки на высоте 700–1600мм. Под каждым прибором помещены рамки с надписями о назначении прибора или измеряемом параметре.

Щит КИПиА представлен на рисунке 7.5.



Рисунок 7.5 – Щит КИПиА котла ДЕ-10-14-225-ГМО

Схема коммутации щита представляет собой обратную сторону передней стенки щита с точным расположением на ней аппаратуры с упрощенным изобра-

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

жением проводки. В щиты и пульты разрешается ввод электрического тока напряжением, не превышающем 400 В. При вводе в щиты со средствами автоматизации направленными свыше 250 В постоянного и переменного тока рекомендуется тока ведущей части закрывать контуром. Питающие провода, кабели и импульсные трубки рекомендуется подводить непосредственно к вводному выключателю щита. Индивидуальные цепи питания средств автоматизации схем управления, сигнализации и т.д. рекомендуется подводить от вводного выключателя к соответствующим выключателям и предохранителям. Разводка индивидуальных цепей питания должна выполняться согласно принятым решениям в принципиальной схеме. Для пневматической проводки в щитах и пультах должны применять импульсные трубки, изготовленные из пластмассы, полиэтилена или каких-либо сплавов, прокладываются открытым способом или в пластмассовых коробках. Пневматические линии связи должны быть герметизированы, не иметь утечек воздуха в атмосферу. Компенсационные провода или кабели, поставленные комплексно с отдельными видами приборов и средств автоматизации, присоединяются непосредственно к их зажимам. Концы проводов, подключенные к приборам, аппаратам и сборкам зажимов, должны иметь маркировку, соответствующую монтажным схемам щита [32].

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Одна из главных задач работодателя это безопасность его работников. Для обеспечения этой безопасности необходимо проводить специальную оценку условий труда рабочих мест, в соответствии со статьёй 212 ТК РФ.

В связи с этим, был принят Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013г. №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», заменивший с 1 января 2014 года знакомый нам с 1997 года процедуру аттестации рабочих мест по условиям труда, с некоторыми изменениями [3].

В статье 19 закона «О специальной оценке условий труда» говорится о том, что оценка проводится совместно работодателем и специализированной организацией, которая соответствует требованиям [3].

Работодатель обязан проводить специальную оценку условий труда и предоставлять организации необходимые сведения, документы и информацию.

Так же должны быть разработаны инструкции для каждого работника организации.

Одной из главной обязанности специалиста по охране труда является разработка инструкций по охране труда, в соответствии с действующими нормативными документами для конкретных видов работ.

Настоящая инструкция содержит основные требования безопасного выполнения работ по эксплуатации и обслуживанию повысительных насосных станций. Распространяется на машинистов теплосилового цеха, а также слесарей ПАО «ЧТПЗ»:

- помещения котельных установок относятся к категории «Д»;
- к работе машинистом котельных установок допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение по утвержденной программе. Аттестованные по правилам ВиК, имеющие 2-ую группу по электробезопасности, прошедшие стажировку и дублирование на рабочем месте, и получившие допуск к самостоятельной работе;
- в помещениях котельных установок у рабочих мест должны быть вывешены оперативных схемы, должностные инструкции, плакаты, наглядные пособия по ОТ и ПБ;
- при отклонении от заданного режима работы котельных установок, неполадках, авариях на трубопроводах и оборудовании дежурный персонал насосных станций обязан сообщить о случившемся своему руководству, дежурному диспетчеру ЦДС и своему мастеру, и сделать соответствующую запись в оперативном журнале;
- на территории и внутри должны иметься средства пожаротушения на специальных щитах. Запрещается загромождать доступ к пожарным щитам и гидрантам;
- горюче-смазочные и обтирочные материалы должны храниться в специально отведённых местах, в закрытых металлических ёмкостях и ящиках, в объёме не более суточной потребности. Запрещается хранить ГСМ вблизи электродвигателей;

– должна иметься аптечка с набором медикаментов.

8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Паровая котельная предназначена для выработки перегретого пара на технологические нужды ПАО «ЧТПЗ».

Вредные производственные факторы [6]:

1) Физические:

- повышенная температура поверхностей оборудования;
- повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- пониженная влажность воздуха;
- пониженная освещенность рабочей зоны;
- электромагнитное поле от ПЭВМ;
- электростатическое поле от ПЭВМ.

2) Химические:

- загазованность воздуха рабочей зоны.

3) Факторы трудового процесса:

- напряженность труда;
- тяжесть труда.

4) Травмоопасные производственные факторы:

- электрический ток;
- повышенная температура теплоносителя;
- повышенное давление теплоносителя.

Возможные варианты возникновения аварийной ситуации:

- разрыв трубопровода с выбросом горячей воды;
- взрыв газа при неправильной эксплуатации оборудования или при несрабатывании системы автоматизации или неправильной ее работы;
- пожар, приводящий к выбросу вредных веществ и высокой температуре.

На рабочем месте машиниста котельной выявлены следующие опасные и вредные производственные факторы, которые описаны в таблице 8.1.

8.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса

Работы производятся в производственном помещении с выделением тепла.

Оптимальными и допустимыми нормами температуры, относительной влажности скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений для оператора котельной установки соответствуют под следующие характеристики.

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

В выпускной квалификационной работе предусматривается обеспечить достаточным дневным светом помещения котельной, а в ночное время искусственным освещением. Места, которые по технологическим причинам не обеспечиваются

										Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

дневным светом, предусмотрено обеспечить электрическим светом.

Помимо рабочего освещения в котельной предусматривается аварийное освещение от источников питания, независимых от общей электроосвещенности котельной. Подлежат обязательному оборудованию аварийным освещением следующие места:

- фронт котлов, а также проходы между котлами, сзади котлов и над котлами;
- тепловые щиты и пульты управления;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- помещения для баков и деаэраторов;
- насосные помещения.

В таблице 8.1 приведены нормы освещенности в зависимости от места расположения в котельной [12].

Таблица 8.1 – Требования к освещению

Наименование оборудования и помещения	Освещение, лк
Измерительные приборы, указатели уровня	50
Фронт котлов; вентиляционное, бункерное и дымососное отделение; приборы автоматики, химводоочистки; приборы управления щитами котлов и топливоподачи	20
Помещения баков, деаэраторов, площадки обслуживания котлов и за котлами	50
Тепловые щиты, пульты управления	200
Коридоры, лестницы	10
Машинный зал	200

Котельные агрегаты являются источником избыточных выделений тепла. В целях профилактики тепловых травм, температура наружных поверхностей технологического оборудования или ограждающих его конструкций не должна превышать 45°C.

Для условий поддержания нормальных параметров микроклимата предусмотрена теплоизоляция и обмуровка поверхностей котлов. Это снижает температуру поверхностей оборудования до предельно допустимой.

В качестве изоляции применена щитовая обмуровка, состоящая из двух слоев:

- минеральной ваты (толщина слоя 40 – 80 мм);
- обшивка из стального листа (толщина слоя 40 мм, коэффициент теплопроводности 100 Вт/(м °С)).

В местах, где невозможно заизолировать поверхности оборудования с температурой выше 45°C, установлено:

- перегородки, исключаяющие случайный контакт с персоналом;

– таблички и указатели, предупреждают об опасности получения ожога.

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловых излучений (плотностью более 140 Вт/м²) предусмотрены блочные щиты управления.

Для теплоэнергетического оборудования характерны следующие шумы: механические, аэродинамические, гидродинамические.

В котельной значительный шум вызывают аэродинамические причины, к ним относятся:

- работа предохранительных клапанов;
- пробивание прокладок фланцевых соединений;
- движение газов в трубах с большой скоростью.

В котельном цехе, с целью снижения уровня шума, проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;
- центровка и балансировка механизмов;
- наложение шумовой изоляции (шумозащитные кожухи).

При кратковременном пребывании в очень шумном помещении применяют наушники – противоушины или беруши.

Основными потребителями электроэнергии являются электродвигатели насосов и оборудование КИПиА. В таблице 8.2 представлены величины напряжения прикосновения и токи при аварийных режимах работы электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц [10].

Таблица 8.2 – Напряжение прикосновения и токи при аварийных режимах

Продолжительность воздействия, сек.	Нормируемая величина	
	Напряжение, В.	Сила тока, мА
0,01–0,08	220	220
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27

По категории электроопасности помещение котельной относится к помещению с повышенной опасностью, так как присутствует токопроводящая пыль, возможно прикосновение к токопроводящим частям и заземленным конструкциям.

Все средства защиты от электрического тока делятся на: активные и пассивные, основные и дополнительные. Активные полностью исключают поражения электрическим током: защитное зануление, защитное шунтирование, защитное отключение. Пассивные не устраняют опасность, но снижают риск поражения

электрическим током: защитное заземление, применение малых напряжений, двойная изоляция, контроль изоляции, обеспечение недоступности токоведущих частей.

Индивидуальные средства защиты: индивидуальные экранирующие комплекты (костюмы, диэлектрические перчатки, боты, каски), коврики, подставки, электроизмерительные клещи.

Коллективные: оградительные устройства, переносные заземления, плакат и знаки безопасности [11].

8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

Котлы работают под повышенным давлением; вода и пар имеют высокую температуру. Согласно «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»» паровые котлы с давлением более 0,06 МПа должны быть зарегистрированы в местных органах Ростехнадзора по заявлению владельца с предъявлением паспорта, акта об исправности котла, удостоверения о качестве монтажа с указанием изменения проекта, чертежей помещения котельной (план, продольный и поперечный разрезы, справки о соответствии водоподготовки проекту, справки о наличии и характеристики питательных устройств. К котлу прикрепляется регистрационный номер. Котел снабжается арматурой и приборами безопасности (термометры, манометры, предохранительные клапана, водоуказательные приборы). При работе машиниста котла напряженность труда вызвана монотонностью нагрузок.

С целью обеспечения механической прочности оборудования, следует применять трубки с условным диаметром 50 мм, толщиной стенок 3,5 мм (ГОСТ 3262-75 «Трубы оцинкованные») [13]. Если в ходе расчета на прочность данная толщина стенок не соответствует требованиям, применяются усиленные трубки с толщиной стенки 4,5 мм.

Механическая прочность оборудования обеспечивается предварительными испытаниями на прочность, путем проверки качества сварных швов, гидравлических испытаний.

При работе котла возможно коррозионное разрушение элементов котла. Коррозионная стойкость оборудования обеспечивается увеличением коррозионной стойкости конструктивного материала, путем нанесения соответствующего покрытия и удаления кислорода из воды. Для этого ее подвергают деаэрации.

Все трубопроводы имеют в верхних точках воздушники, а в нижних точках и застойных зонах — дренажные устройства, соединенные непосредственно с атмосферой.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала котельной предусмотрены следующие защитные устройства:

- манометр, показывающий давление горячей воды;
- предохранительные клапана для автоматического выпуска избытка

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

точной воды из котлов;

- воздушно-указательные приборы для наблюдения за уровнем воды;
- водозапорный вентиль для регулирования расхода воды на котел;
- спускные и продувочные вентили;
- воздушные клапана для удаления воздуха из котла;
- манометр, показывающий давление перегретого пара.

Помещение котельной, согласно должно быть освещено таким образом, чтобы гарантировать возможность правильного и безопасного обслуживания котлов.

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять следующие задачи:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Пожаровзрывобезопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией. Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на организационные, технические, режимные и эксплуатационные [7].

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию машин, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарно – технических комиссий и т.д.

К техническим мероприятиям относятся, соблюдение противопожарных правил, норм проектирования, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

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

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

Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» котельная относится по степени пожарной опасности к категории «Г», по степени огнестойкости является объектом второй степени, класс пожароопасности П-1А [15].

Возможными источниками пожара в котельной является система топливоподачи котла. Агентом в системе топливоподачи котла является природный газ.

Утечки газа могут приводить к общему отравлению организма, вызывать удушье. Кроме того, в определенных концентрациях газоздушная смесь является взрывоопасной.

Температуры, скорости газов и жидкостей выбраны исходя из требований технологического процесса, в местах соприкосновения металлических частей электрических машин с фундаментом установлены диэлектрические прокладки.

Изоляцию токоведущих частей выбирают с повышенной стойкостью против сырости и химических взаимодействий. Вращающиеся части, которые могут вызвать искрение при случайном задевании за другие части, изготавливают из цветного металла, либо защищают взрывопроницаемой оболочкой.

Включатели, нормально искрящие по условиям работы, удаляют от мест скопления горючих материалов или выносят за пределы помещений. Силовое электрооборудование, приборы, аппараты и проводки защищают от химических воздействий, а также сырости. Приборы выбирают в пыленепроницаемом исполнении, электропроводки выполняются защищенными проводами типа ВРГ или СРГ в трубах.

Газопроводы оборудуют водяными затворами или пламяпреградителями для защиты от попадания взрывной волны или пламени со стороны сети потребления, а также от проникновения кислорода.

Помещения котельной построено таким образом, чтобы ограничить распространение огня во время взрыва или пожара и уменьшить их разрушительные последствия. Для этого устанавливаются прочные массивные стены из несгораемых материалов в тех направлениях, в которых взрыв или пожар приведет к наиболее разрушительным последствиям.

Важную роль в пожарной безопасности помещения котельной имеют эвакуационные и аварийные выходы. Выходы являются эвакуационными, если они ведут:

а) из помещений первого этажа наружу: непосредственно; через коридор; через лестничную клетку; через коридор и лестничную клетку;

б) из помещений любого этажа, кроме первого: непосредственно в лестничную клетку; в коридор, ведущий непосредственно в лестничную клетку или на лестницу; в холл (фойе), имеющий выход непосредственно в лестничную клетку;

в) в соседнее помещение на том же этаже, обеспеченное выходами, указанными в а и б.

Выходы не являются эвакуационными, если в их проемах установлены раздвижные и подъемно-опускные двери и ворота, ворота для железнодорожного подвижного состава, вращающиеся двери и турникеты.

В котельной имеется два эвакуационных выхода, которые располагаются рассредоточено. Каждый из выходов обеспечивает безопасную эвакуацию всех людей, находящихся в помещении, на этаже или в здании. Двери эвакуационных выходов и другие двери на путях эвакуации должны открываться по направлению выхода из здания и не должны иметь запоров, препятствующих их свободному

открыванию изнутри без ключа.

Выходы, не отвечающие требованиям, предъявляемым к эвакуационным выходам, рассматриваются как аварийные и предусматриваются для повышения безопасности людей при пожаре. Аварийные выходы не учитываются при эвакуации

в случае пожара. К аварийным выходам относятся:

а) выход на открытый балкон или лоджию с глухим простенком не менее 1,2 м от торца балкона (лоджии) до оконного проема (остекленной двери) или не менее 1,6 м между остекленными проемами, выходящими на балкон (лоджию);

б) выход на открытый переход шириной не менее 0,6 м, ведущий в смежную секцию здания класса Ф1.3 или в смежный пожарный отсек через воздушную зону;

в) выход на балкон или лоджию, оборудованные наружной лестницей, поэтажно соединяющей балконы или лоджии;

г) выход непосредственно наружу из помещений с отметкой чистого пола не ниже -4,5 м и не выше + 5,0 м через окно или дверь с размерами не менее 0,75x1,5 м, а также через люк размерами не менее 0,6x0,8 м; при этом выход через приямок должен быть оборудован лестницей в приямок, а выход через люк лестницей в помещении; уклон этих лестниц не нормируется;

д) выход на кровлю здания I, II и III степеней огнестойкости классов С0 и С1 через окно, дверь или люк с размерами и лестницей по «г».

В качестве аварийных выходов в данной котельной будем считать выходы через окна.

Применение сигнальных цветов и знаков пожарной безопасности обязательно для организаций независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности на всей территории Российской Федерации. В качестве сигнальных цветов используются красный, желтый, синий и зеленый, для усиления зрительного восприятия которых должны применяться контрастные цвета - черный и белый. Красный сигнальный цвет применяют для: обозначения различных видов пожарной техники и ее элементов; обозначения знаков пожарной безопасности, содержащих информацию о месте нахождения средств пожаротушения, спасения людей при пожаре, включения установок (систем) пожарной автоматики и т.п., а также мест нахождения водоисточников; окантовки пожарных щитов белого цвета, нанесенного непосредственно на вертикальную конструкцию (стену) с устройствами для крепления пожарного инвентаря, обозначения участков (зон), которые запрещается чем-либо загромождать. Обозначение выполняется окантовкой границ таких участков (зон) или заполнением соответствующих площадей этих участков (зон) наклонными под углом 45-60° полосами красного сигнального цвета шириной от 50 до 200 мм [7].

Для тушения пожара предусмотрены следующие системы:

– система водяного пожаротушения закольцованная по цеху (пожарные гидранты);

– местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем (лопаты, ведра);

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ					

– углекислотные огнетушители для тушения возгорания электрооборудования.

Предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

– конструктивные и объемно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению, между помещениями, между группами помещений различной функциональной пожарной опасности, между этажами и секциями, между пожарными отсеками, а также между зданиями;

– ограничение пожарной опасности строительных материалов, используемых в поверхностных слоях конструкций здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;

– снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;

– наличие первичных, в том числе автоматических и привозных средств пожаротушения;

– сигнализация и оповещение о пожаре.

Специальные огнезащитные покрытия и пропитки, нанесенные на открытую поверхность конструкций, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к отделке конструкций. В технической документации на эти покрытия и пропитки должна быть указана периодичность их замены или восстановления в зависимости от условий эксплуатации. Для увеличения пределов огнестойкости или снижения классов пожарной опасности конструкций не допускается применение специальных огнезащитных покрытий и пропиток в местах, исключающих возможность их периодической замены или восстановления.

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе в разделе «Экономико-управленческая часть» представлено экономическое обоснование реконструкции паровой котельной на ПАО «ЧТПЗ». В работе рассматривается замена старого, морально изношенного оборудования на новое с целью повышения экономической эффективности.

9.1 Смета капитальных затрат

При проведении реконструкции котла ДЕ-10-14-225-ГМО подразумеваются капитальные затраты. В паровой котельной на ПАО «ЧТПЗ» будет производиться замена пароперегревателя котла на новый.

В таблице 9.1 приведена смета капитальных затрат.

Таблица 9.1 – Смета капитальных затрат

Наименование затрат	Цена, тыс. руб.	Количество, шт.	Сумма, тыс. руб.
Проектные работы [48]	101,1	–	101,1
Пароперегреватель [45]	251,1	1	985,5
Транспортные расходы [47]	35,0	–	35,0
Демонтажные работы [48]	150,0	–	150,0
Монтажные работы [48]	345,0	–	345,0
Пуско-наладочные работы [48]	95,4	–	95,4
Прочие затраты	–	–	50,0
ИТОГО	–	–	1762,00

9.2 Смета текущих затрат

После реконструкции котла начинается его эксплуатация, которая требует ежегодных затрат материальных, топливно-энергетических, транспортных и трудовых ресурсов. В расчете текущих затрат организации работы котельной приведены затраты на годовой расход топлив и электрической энергии, обслуживание оборудования и его текущий ремонт, заработная плата работников котельной, различные отчисления и расходы. В данной работе предусмотрено два варианта расчета текущих затрат: до замены оборудования и после.

В таблице 9.2 приведены текущие затраты предприятия после замены оборудования.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.382.19 ПЗ				

Таблица 9.2 – Текущие затраты на обслуживание котла ДЕ-10-14-225 после замены пароперегревателя

Наименование затрат	Единица измерения	Величина
Годовой расход топлива	млн. м ³ /год	3,05
Тариф на газ [49]	руб./1000 м ³	4100,0
Природный газ	тыс. руб./год	12 505,0
Годовой расход электрической энергии	кВт·ч	69,1,0
Тариф на электрическую энергию [50]	руб./кВт·ч	3,5
Электрическая энергия	тыс. руб./год	241,85
Обслуживание оборудования и его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования)	тыс. руб./год	9,8
Амортизация (10% от стоимости оборудования)	тыс. руб./год	98,0
Основная дополнительная заработная плата работников [51]	тыс. руб./год	400,0
Отчисления на социальные нужды (39% от заработной платы)	тыс. руб./год	156,0
Прочие расходы (20% от суммы заработной платы)	тыс. руб./год	80,0
Итого	тыс. руб./год	13590,65

Текущие затраты до замены оборудования сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Текущие затраты на обслуживание котла ДЕ-10-14-225 до замены пароперегревателя

Наименование затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн. м ³ /год	3,5
Тариф на газ [49]	руб./1000 м ³	4000,00
Природный газ	тыс. руб./год	14000
Годовой расход электрической энергии	кВт·ч	74,5
Тариф на электрическую энергию [50]	руб./кВт·ч	3,5
Электрическая энергия	тыс. руб./год	372,6
Обслуживание оборудования и его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования)	тыс. руб./год	2,5
Амортизация (10% от стоимости оборудования)	тыс. руб./год	25,1

Продолжение таблицы 9.3

1	2	3
Основная дополнительная заработная плата работников [51]	тыс. руб./год	450,0
Отчисления на социальные нужды (39% от заработной платы)	тыс. руб./год	175,5
Прочие расходы (20% от суммы заработной платы)	тыс. руб./год	90,0
ИТОГО	тыс. руб./год	15 115,7

Вывод: текущие затраты на обслуживание котла ДЕ-10-14-225 ПАО «ЧТПЗ» до смены пароперегревателя выше, чем после. Это связано с тем, что при использовании старого оборудования расход топлива больше, чем при использовании нового, соответственно обслуживание и прочие текущие затраты будут выше.

9.3 Обоснование экономической эффективности проекта

Для определения экономической выгоды данной реконструкции необходимо рассчитать срок окупаемости.

Срок окупаемости – период времени, начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты на разработку проекта, будут покрываться суммарными результатами его осуществления. При помощи данного результата можно сделать вывод о необходимости реконструкции парового котла.

Срок окупаемости по формуле (9.1):

$$T = \frac{K - K_{ликв}}{\Delta I}, \quad (9.1)$$

где K – капитальные затраты на реконструкцию парового котла, тыс. руб.;

$K_{ликв}$ – стоимость лома демонтированного оборудования (9.2), тыс. руб.:

$$K_{ликв} = C_l \cdot M_{об}, \quad (9.2)$$

где C_l – тариф на черный металлолом, $C_l = 14,5$ тыс.руб/т [44];

$M_{об}$ – масса демонтированного оборудования, т.

$$K_{ликв} = 14,5 \cdot 0,87 = 12,6 \text{ тыс.руб.}$$

ΔI – экономия текущих затрат (9.3), тыс. руб./год;

$$\Delta I = I_2 - I_1, \quad (9.3)$$

где I_1 – общая сумма затрат на обслуживание оборудования после проведения реконструкции, млн.руб./год;

I_2 – общая сумма затрат на обслуживание оборудования до реконструкции, млн.руб./год.

$$\Delta I = 15115,7 - 13590,65 = 1525,05 \text{ тыс.руб./год}$$

$$T = \frac{1762,00 - 12,60}{1525,05} = 1,15 \text{ год}$$

Вывод: реконструкция парового котла ДЕ 10-14-225ГМО на ПАО «ЧТПЗ» является экономически выгодным проектом. Срок окупаемости данного проекта не превышает 5 лет, это свидетельствует об экономической эффективности.

9.4 Качественный анализ проектных решений

Качественный подход к описанию рисков заключается в детальном и последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределенность, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению. Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних, благоприятных условий является SWOT – анализ.

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

1. Сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия;
2. Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки предприятия;
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.

В таблице 9.4 представлен SWOT-анализ после замены оборудования.

Таблица 9.4 – SWOT-анализ котла после проведения реконструкции

S	W
1. Котел сможет выдавать необходимые параметры паропроизводительности (давление и температура) 2. Более низкий расход топлива 3. Более высокий КПД котла 4. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области 5. Численность персонала остается	1. Затраты на демонтаж, монтаж, и пуско-наладочные работы

Продолжение таблицы 9.4

неизменной 6. Автоматический режим работы	
О 1. Возросшие потребности в паре на технологические нужды 2. Относительно низкая цена газа	Т 1. Рост цен на топливо

В таблице 9.5 представлен SWOT-анализ до замены оборудования.

Таблица 9.5 – SWOT-анализ котла без проведения реконструкции

S 1. Компактность, не занимает много места. 2. Нет капитальных затрат на реконструкцию	W 1. Высокий износ оборудования 2. Большой расход топлива котла 3. Котел не обеспечивает потребителя паром необходимо температуры и давления 4. Несоответствие паропроизводительности паспортных значений. 5. Аварийные ремонты
О 1. Относительно низкая цена газа	Т 1. Рост цен на топливо 2. Повышение тарифов на электроэнергию.

На основании результатов SWOT-анализа можно сделать вывод, что реконструкция парового котла ДЕ-10-14-225 ГМО путем замены пароперегревателя является более эффективным и экономичным вариантом.

9.5 Дерево целей проекта реконструкции котла

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления.

Графическое изображение целей в таком виде помогает чётко продумать план достижения конечной цели.

При таком представлении достижения цели становятся видны связи и зависимости одних задач от других.

На рисунке 9.1 представлено дерево целей проекта.

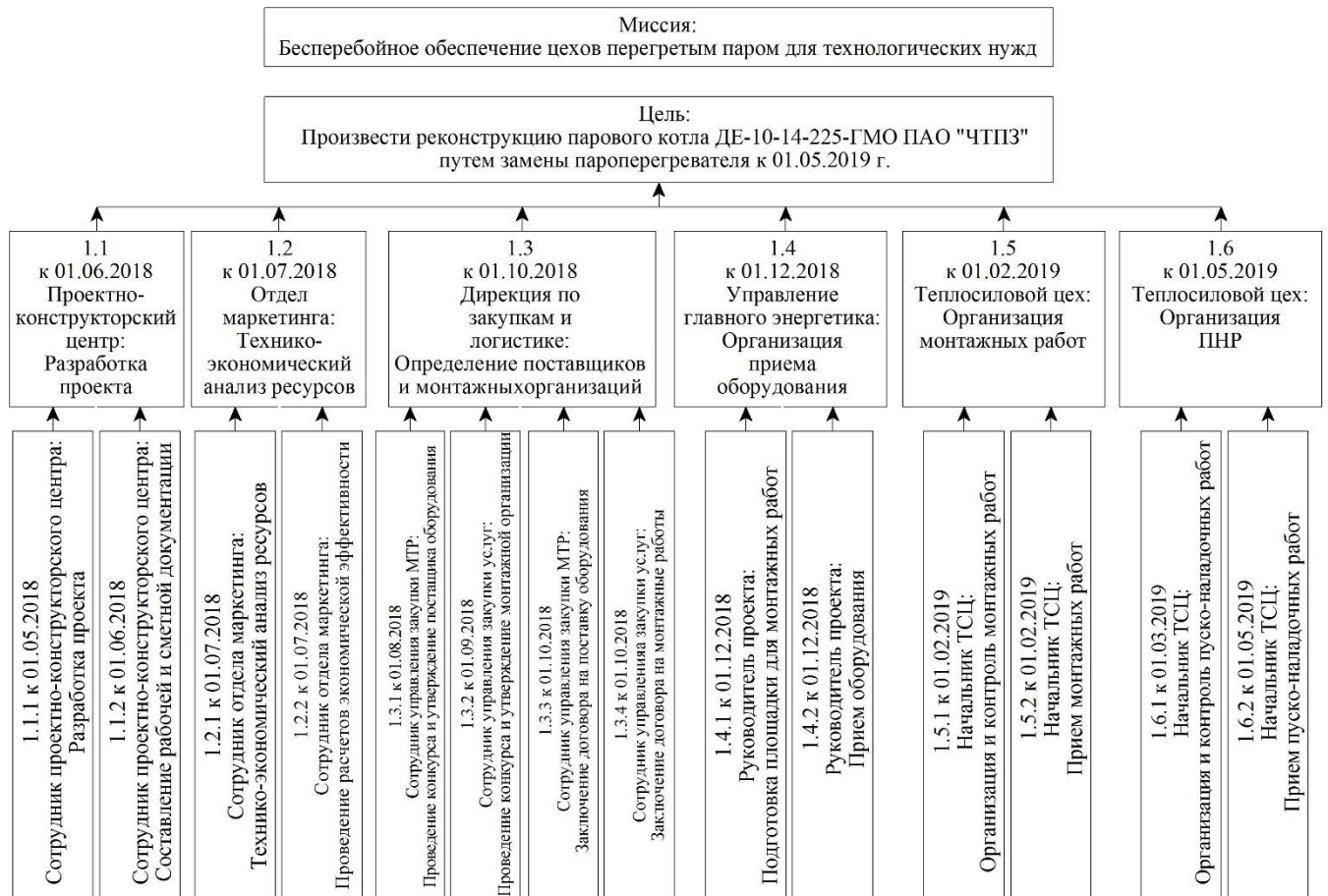


Рисунок 9.1 – Дерево целей проекта

9.4 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)

График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность, должен быть скорректирован и дополнен при детальной проработке проекта изменений. График отображен в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – График Ганта

Этапы работы	Исполнитель	Продолжительность этапов												
		01.03.2018 г. по 01.03.2019 г.												
		март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	
Разработка проекта, составление документации	Проектно-конструкторский центр													
Технико-экономический анализ ресурсов	Отдел маркетинга													

Продолжение таблицы 9.6

Этапы работы	Исполнитель	Продолжительность этапов											
		01.03.2018 г. по 01.03.2019 г.											
		март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль
Проведение конкурса поставщиков и монтажных организаций	Дирекция по закупкам и логистике												
Заключение договора на поставку оборудования	УЗМТР												
Заключение договора монтажные работы	Управление закупки услуг												
Организация приема оборудования	Руководитель проекта												
Подготовка площадки для монтажных работ	Начальник участка ТСЦ												
Осуществления контроля за монтажными работами	Начальник участка ТСЦ												
Проведение ПНР совместно с подрядчиком	Начальник участка ТСЦ												

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной задачей выпускной квалификационной работы было доведение параметров работы котла ДЕ 10-14-225 ГМО до паспортных (заводских) показателей. Данная задача решается реконструкцией котла путем замены пароперегревателя.

Выполнены расчеты объемов продуктов сгорания топлива, составлен тепловой баланс котла, выполнены поверочные расчеты теплообмена в топке, I и II конвективном пучке, водяном экономайзере. На основании расчетов выбран пароперегреватель и сделан его поверочный расчет на прочность.

К установке принимается пароперегреватель завода-изготовителя котла ООО «Бийский котельный завод».

Для котла ДЕ 10-14-225 ГМО разработаны возможные мероприятия по его энергосбережению.

Путем поверочного расчета сделана оценка эффективности существующей дымовой трубы. В связи с тем, что состав топлива и мощность котла не увеличились, то дымовая труба остается неизменной. Отвод дымовых газов осуществляется через металлическую трубу диаметром 1020 мм и высотой 32 м.

К системе автоматизации производственного процесса котла ДЕ 10-14-225 ГМО относятся автоматическое регулирование и контроль тепловой нагрузки, питания котла, соотношения газ–воздух, давления и температуры пара.

В девятой главе выполнено обоснование экономической эффективности проекта реконструкции, рассчитан срок окупаемости проекта реконструкции, который составил 1 год. Также сделан SWOT-анализ вариантов до и после реконструкции, составлены дерево целей и график Ганта для реализации проекта реконструкции котла.

Проект реконструкции котла ДЕ 10-14-225 ГМО является необходимой мерой, отражающейся на качестве выпускаемой металлургической продукции.

					<i>13.03.01.2018.382.19 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;
- 2 Федеральный закон РФ от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса;
- 3 Федеральный закон РФ от 28 декабря 2013 г. №426-ФЗ. О специальной оценке условий труда;
- 4 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением;
- 5 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок;
- 6 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- 7 ГОСТ 12.0.002-80. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. М.: Государственный стандарт СССР, 1980. – 37 с.;
- 8 ГОСТ 12.004.91. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: Государственный стандарт СССР, 1991. – 22 с.;
- 9 ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Государственный стандарт СССР, 1988. – 42 с.;
- 10 ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности. М.: Государственный стандарт СССР, 1990. – 18 с.;
- 11 ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;
- 12 ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М: Издательство стандартов, 2015. – 44 с.;
- 13 ГОСТ 3262-75. Трубы оцинкованные. М.: Издательство стандартов, 1975. – 22 с.;
- 14 СНиП П-4-79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. М.: Минрегион России, 2012. – 75 с.;
- 15 СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. М.: Издательство стандартов, 2009. – 64 с.;
- 16 СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М.: Минрегион России, 2012. – 43 с.;
- 17 СП 89.13330.2012. Котельные установки. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 38 с.;
- 18 СТО ЮУрГУ 04-2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 57 с.;

19 Абрамов, А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.; под ред. А.С. Седлова. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 421 с.;

20 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.;

21 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.;

22 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. М.: Издательство МЭИ, 2004. – 98 с.;

23 Артунян, А.А. Основы энергосбережения / А.А. Артунян. – М.: Издательство ЗАО «Энергосервис», 2007. – 600 с.;

24 Берзиньш, Э.Я. Тепловые электрические станции / Э.Я. Берзиньш, В.Д. Бузов, Е.В. Дорохов, Д. П. Елизаров. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 196 с.;

25 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.;

26 Горяев, А.Б. Энергосбережение при производстве и распределении тепловой энергии: учебное пособие / А.Б. Горяев, И.В., Г.П. Шаповалова, В.С. Агабабов. – М.: МЭИ, 2012. – 64 с.;

27 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / О.Л. Данилов, А.Б. Горяев, И.В. Яковлев. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 451 с.;

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

29 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы: справочник / М.Н. Ижорин. – М.: Издательство Теплотехник, 2004. – 390 с.;

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

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

32 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / Н.В. Кузнецов, 2-е изд., перераб. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.;

33 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: Издательство Юрайт-Издат, 2006. – 520 с.;

34 Назмеев, Ю.Г. Теплоэнергетические системы и энергобалансы промышленных предприятий: учебное пособие для вузов / Ю.Г. Назмеев, И.А. Конахина. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 405 с.;

35 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.;

- 36 Полонский, В.М. Энергосбережение / В.М. Полонский, М.С. Трутнева. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2005. – 287 с.;
- 37 Пугач, Л.И. Энергетика и экология / Л.И. Пугач. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2003. – 390 с.;
- 38 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров – М.: Энергия, 1980. – 424 с.;
- 39 Сидельковский, Л.Н., Юренев В. Н. Котельные установки промышленных предприятий: Учебник для вузов / Л.Н. Сидельковский, В.Н. Юренев. – М.: ООО «БАСТЕТ», 2009. – 528 с.;
- 40 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация оборудования котельных, работающих на твердом топливе: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2010. – 288 с.;
- 41 Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов по направлению 140100 «Теплоэнергетика» / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2009. – 322 с.;
- 42 Официальный сайт Министерство тарифного регулирования и энергетики Челябинской области – <http://www.tarif74.ru>;
- 43 Официальный сайт МУП «ПОВВ» – <http://voda.uu.ru>;
- 44 Официальный сайт ОАО «Челябвтормет» – <http://chvm.ru>;
- 45 Официальный сайт ООО «Бийский котельный завод» – <http://www.bikz.ru>;
- 46 Официальный сайт ООО «БОШ-Россия» – <https://www.bosch-industrial.com/ru/>;
- 47 Официальный сайт ООО «Деловые линии» – <https://www.dellin.ru>;
- 48 Официальный сайт ООО «Проект-Сервис» – <http://www.project-service.ru>;
- 49 Официальный сайт ПАО «Новатэк» – <http://www.novatek74.ru>;
- 50 Официальный сайт ПАО «Челябэнергосбыт» – <http://esbt74.ru>;
- 51 Официальный сайт ПАО «ЧТПЗ» – <http://www.chelpipe.ru>.