

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент,

Начальник КТЦ ЧГРЭС

_____ О.С. Ивлев

« _____ » _____ 2017г.

М.П.

Заведующий кафедрой

промышленной теплоэнергетики,

к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев

« _____ » _____ 2017г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА
ЧЕЛЯБИНСКОЙ ГРЭС УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ СХЕМЫ
ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА

ЮУрГУ–13.03.01.2017.654.13.ПЗ ВКР

Консультант

по разделу «Экономика и управление»,

старший преподаватель

_____ Р.А. Алабутина

« _____ » _____ 2017г.

Руководитель работы,

к.т.н., доцент

_____ Т.Б.Жиргалова

« _____ » _____ 2017г.

Нормоконтролер,

старший преподаватель

_____ Р.А. Алабутина

« _____ » _____ 2017г.

Автор работы,

студент группы ПЗ–579

_____ О.Д. Устименко

« _____ » _____ 2017г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Устименко О.Д. Реконструкция водогрейного котельного агрегата Челябинской ГРЭС усовершенствованием схемы тепловой автоматики- Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-579; 2017, 90 с., 4 ил., библиогр. список - 49 наименований, 5 листов чертежей ф. А1, лист плаката ф А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) бакалавра предложен вариант . Реконструкция водогрейного котельного агрегата Челябинской ГРЭС усовершенствованием схемы тепловой автоматики- . В качестве тепловой автоматики на водогрейных котлах ПТВМ-100 пиковой котельной предложена современная АСУ-ТП на базе КВИНТ , для автоматизированного управления технологическим оборудованием в нормальных режимах, переходных , аварийных и специальных режимах работы.

Целью ВКР является обеспечить надежную, эффективную и совместную работу на Челябинской ГРЭС водогрейных котлов и энергоблоков ПГУ ЧГРЭС поддержании заданной температуры воды за котлами. Повышение безопасности, экономичности котлов за счёт применения автоматического контроля и регулирования горелок, сокращения времени в переходных режимах и включения оборудования из резерва , затрат на ремонты и количества ремонтов энергетического оборудования ГРЭС.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе содержит 10 разделов, в которых изложены основные расчеты водогрейного котла с выбором вспомогательного оборудования, сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений, приведено технико-экономическое обоснование АСУ-ТП, а также рассмотрены вопросы экологии при работе теплоэнергетического оборудования, автоматизации и безопасности жизнедеятельности.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена с применением чертежной программы AutoCAD - системы автоматизированного проектирования на 5 листах формата А1.

					13.03.01.2017.654.13		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Устименко.О</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>					3	02	02
<i>Н. Конт.</i>		<i>Алабугина</i>			ЮУрГУ Кафедра Промышленной Теплоэнергетики		
<i>Утверд.</i>		<i>Осинцев</i>					

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ГРЭС УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ.....	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЫ АСУ ТП С ИНОСТРАННЫМИ АНАЛОГАМИ.....	11
3.1 Исходные данные для выбора системы АСУ ТП.....	11
3.2 Характеристика объекта автоматизации.....	11
3.3 Краткий обзор современных АСУ ТП на базе программно-технического комплекса (ПТК).....	12
3.4 Сравнительный анализ конкурентоспособных поставщиков АСУ ТП для энергетического оборудования на базе ПТК для электростанции РФ с иностранными аналогами.....	13
4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА.....	15
4.1 Технические характеристики котла ПТВМ-100.....	15
4.2 Конструктивные характеристики котла.....	16
4.3 Тепловой расчёт котла ПТВМ-100.....	18
4.4 Тепловой баланс котла и расхода топлив.....	22
4.5 Поверочный расчет теплообмена в топке.....	23
4.6 Расчёт конвективной части.....	26
4.7 Сводная таблица теплового расчета.....	28
5 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ.....	29
5.1 Нагрузка на отопление.....	29
5.2 Нагрузка на вентиляцию.....	29
5.3 Нагрузка на горячее водоснабжение.....	30
5.4 График зависимости тепловой нагрузки жилого района от температуры наружного воздуха.....	30
6 ВЫБОР МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ. РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА.....	34
6.1 Регулирование отпуска тепла. Построение температурного графика.....	34
7 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ РАСХОДОВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ.....	37
8 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	39
9 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	57
10 ЭНЕРГСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
11 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	62
11.1 Определение продуктов сгорания топлива.....	63
11.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы.....	65
11.3 Расчет выбросов оксида азота.....	66

11.4 Расчет минимальной высоты трубы.....	67
---	----

13.03.01.2017.654.13. ПЗ

12 АВТОМАТИЗАЦИЯ-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.....	73
12.1 Автоматизация.....	73
12.2 Технологические сигнализации и защиты котла.....	77
13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	82
13.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов....	82
13.2 Требования ПТБ и ПБ при обслуживании котла ПТВМ-100.....	90
14 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	95
14.1 Постановка задачи.....	95
14.2 Оценка экономической эффективности.....	96
14.3 Оценка эффективности внедрения автоматики.....	101
14.4 Срок окупаемости капитальных вложений.....	101
14.5 SWOT – анализ для реализации проекта установки АСУ-ТП.....	102
14.6 Построение дерево целей.....	103
14.7 Поле сил реализации проекта.....	105
14.8 Составление штатного расписания.....	106
14.9 Планирования мероприятий по реализации проекта.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	108
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	109

ВВЕДЕНИЕ

Целью энергетической политики нашей страны является максимально эффективное использование энергетических ресурсов и потенциала данного сектора для устойчивого роста экономики России, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее позиций на мировом рынке.

Несмотря на бурное развитие отраслей нетрадиционной энергетики в последние десятилетия большая часть производимой в мире электрической энергии по-прежнему приходится на долю энергии, получаемой на тепловых и гидроэлектростанциях. Возрастающая с каждым годом потребность в электричестве оказывает сильное воздействие на развитие тепловой энергетики. Энергетики во всём мире работают в сторону усовершенствования работы ГРЭС, повышения их надёжности, экологической безопасности и эффективности. Теплоэнергетика – это отрасль энергетики, в центре внимания которой находятся процессы преобразования тепла в другие виды энергии. Современные теплотехники и теплоэнергетики, основываясь на различных теориях горения и теплообмена, занимаются изучением и усовершенствованием существующих энергетических установок, исследуют теплофизические свойства теплоносителей и стремятся минимизировать вредное экологическое воздействие от работы тепловых и гидроэлектростанций [5].

Тепловая энергетика невозможна без теплоэлектростанций. Тепловые энергоустановки функционируют по определенной схеме. Сначала топливо подаётся в топку, где оно сжигается и нагревает, проходящую по трубам воду. Вода, нагреваясь, преобразуется в пар, а он в свою очередь заставляет вращаться турбину. А благодаря вращению турбины активизируется электрогенератор, благодаря которому вырабатывается электрический ток. В качестве топлива в тепловых электростанциях используется: газ, нефть, уголь и другие невозобновляемые источники энергии.

Важнейшее место в современных разработках тепловой энергетики должно отводиться изобретениям и инновациям, способным усовершенствовать ГРЭС в сторону их безопасности с точки зрения экологии. Речь идёт о новых технологиях предочистки топлива, используемого ГРЭС, создании, производстве и установке на ГРЭС специальных очистительных фильтров, строительства новых тепловых электростанций, спроектированных изначально с учётом современных экологических требований.

Теплоэнергетические устройства являются, и ещё очень долго будут являться основным источником электрической энергии для всего человечества. Поэтому

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

теплоэнергетики мира продолжают усиленно развивать данную перспективную отрасль энергетики. Их усилия, прежде всего, направлены на повышение эффективности тепловых и гидроэлектростанций, необходимость которого диктуется как экономическими, экологическими и другими внешними факторами.

Разработанные жёсткие требования мирового сообщества к экологической безопасности энергетических объектов, заставляют инженеров разрабатывать технологии, снижающие выбросы ГРЭС и ТЭС до предельно допустимых концентраций [8].

Главная роль теплоэнергетики в обеспечении мировых человеческих потребностей в электричестве будет сохраняться ещё длительное время. Ведь, несмотря на стремление более развитых стран скорее перейти на более безопасные с экологической точки зрения и доступные (что немаловажно ввиду приближающегося кризиса исчерпания органического топлива) источники энергии, быстрый переход к новым способам получения энергии невозможен. А это означает, что теплоэнергетика и теплотехника будут активно развиваться и дальше, но, разумеется, с учётом новых требований к экологической безопасности используемых технологий [13].

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ГРЭС УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ

Челябинская ГРЭС самая первая электростанция Челябинской области, построена в 1930 году по плану ГОЭРЛО в городе Челябинске.

После проведенной в середине 1960-х годов реконструкции электростанции и постройки пиковой водогрейной котельной с четырьмя водогрейными котлами ПТВМ-100 и электростанция стала вырабатывать не только электричество, но и тепло, снабжая им жилые массивы Центрального Калининского районов города.

В 2014 по 2017 построенных в новом главном корпусе на существующей промплощадке Челябинской ГРЭС и пущены три энергоблока (ПГУ-247,5 МВт) вместо старой станции на которой восемь турбин электрической мощностью 82 МВт. и основательно изношенном оборудовании, требующем ремонт и замены многих агрегатов станции.

Три блока ПГУ-247,5 в теплофикационном режиме работают совместно с пиковой водогрейной котельной. В связи тем что на трёх блоках оборудование новое и пусконаладочные работы трёх блоков не закончены до конца происходят перебои в системе теплоснабжения, пиковая водогрейная котельная с четырьмя с котлами ПТВМ-100 теплопроизводительностью 100 Гкал/час предназначена для покрытия пиковых и основных нагрузок в системах централизованного теплоснабжения, подогревающие непосредственно воду тепловых сетей для покрытия тепловой нагрузки станции и в качестве основного источника теплоснабжения.

Поэтому необходимо автоматизация управления технологическими процессами водогрейных котлов с учетом современных требований безопасности в соответствии с действующими «Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12.-529-03)» и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (ПБ 10-574-03)» на котле ПТВМ-100 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ГРЭС [5].

Цель выполняемой работы:

Замена существующей устаревшей системы контроля и управления водогрейного котлов ПТВМ-100 Челябинской ГРЭС филиала ОАО «Фортум» современной АСУ ТП на базе ПТК «Квинт СИ», которая обеспечивает:

автоматический розжиг горелок с применением ЗЗУ в соответствии с разделом правилами безопасности систем газораспределения, автоматизированное управление технологическим оборудованием в нормальных, переходных, аварийных и специальных режимах работы, сбор, обработку, отображение и регистрацию информации о технологическом процессе и технологическом оборудовании котельной, расчет, учет расходов газа, расчет, учет и регистрацию пара и воды, отпущенных потребителям; распознавание,

сигнализацию и регистрацию аварийных ситуаций, отклонений процесса

от заданных пределов, отказов технологического оборудования. [5].

Одст

9

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

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

Основными документами для проектирования АСУ ТП водогрейной котельной на ЧГРЭС в г. Челябинске являются следующие:

- Задание на проектирование с указанием назначения АСУ ТП водогрейной котельной, тепловых нагрузок по видам теплоснабжения и режима работы котельной в зимний и летний период;
- Технические условия на газоснабжение котельной и топливный режим;
- Технические условия ООО «Челябинскрегионгаз»;
- Технические условия на электроснабжение котельной;
- Технические условия на подключение к тепловым сетям с указанием, требуемых напоров в трубопроводах, температурного графика тепловой сети;

Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ 12-529-03.

«Инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях» РД 153-34.03.305.

«Технические требования на систему автоматизированного управления горелками газомазутного котла, способствующую повышению взрывобезопасности при розжиге горелок» СО 34.35.677-2003.

«Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» (ПБ 10-574-03)

«Инструкция о порядке выдачи Госгортехнадзором России разрешений на выпуск и применение оборудования для газового хозяйства Российской Федерации» РД 12-88-95 с изменениями РДИ 12 450(88) –02. ГОСТ 34.603.

Применяемое оборудование и материалы должны отвечать требованиям соответствующих нормативных документов Ростехнадзора, государственного пожарного надзора, ведомственного технического надзора.

Оборудование должно иметь сертификаты соответствия.

Для проектирования реконструкции котельных большой производительности основным документом является СП 89.13330.2012 «Котельные установки». Настоящий свод правил следует соблюдать при проектировании, строительстве, реконструкции, капитальном ремонте, расширении и техническом перевооружении котельных, работающих на любом виде топлива, с общей установленной тепловой мощностью 360 кВт и более с паровыми, водогрейными и пароводогрейными котлами, с давлением пара не более 3,9 МПа (40 кгс/см²) включительно и с температурой воды не более 200 °С, включая установки для комбинированной выработки электроэнергии для собственных нужд.

Так же при проектировании АСУ ТП котельной основную документацию о котлах и комплектующих котлов берем 13.03.01.2017.154.13. ПЗ сайтов ОАО «Челябинскрегионгаз», котельного завода, в них содержится

основная информация и техническая документация на установленные котлы. Основным источником, раскрывающим теоретические основы при проектировании реконструкции водогрейного котельного агрегата является:

Применение ПТК «Квинт» для создания АСУ ТП теплового блока / Н. И. Давыдов, А.А. Назаров, Н.В. Смородов и др.«Приборы и системы управления».

Тепломеханической части котельной является книга – «Производственные и отопительные котельные» - Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. В данной книге большое внимание уделено организации камерного и слоевого сжигания твердого топлива в топках котельных агрегатов. Приведены конструкции современных слоевых топочных устройств, пылеугольных горелок вихревого и прямоточного типа. Даны рекомендации по выбору размеров топочных камер и компоновке горелочных и топочных устройств при сжигании топлива в современных водогрейных и паровых котлах низкого давления. В книге приводятся способы усовершенствования тепловых схем котельных и повышения эффективности их работы за счет использования теплоты, получаемой при более глубоком охлаждении уходящих дымовых газов. Рассчитана на инженеров-теплоэнергетиков, занятых проектированием, монтажом и эксплуатацией производственных и отопительных котельных.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЫ АСУ ТП С ИНОСТРАННЫМИ АНАЛОГАМИ

3.1 Исходные данные для выбора системы АСУ ТП

Проектом предусматривается автоматизированная система управления технологическими процессами котла ПТВМ-100 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ГРЭС – АСУ ТП.

Работа котельной ведется с постоянным присутствием обслуживающего персонала. Работа котельной круглосуточная в течении отопительного периода ($n=218$ суток), температурный график котлового контура и тепловой сети 110/70 °С.

Автоматизация управления технологическими процессами котла с учетом современных требований безопасности в соответствии с действующими «Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12.-529-03)» и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (ПБ 10-574-03)» на котлах ПТВМ-100 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ГРЭС [5].

3.2 Характеристика объекта автоматизации

Пиковый водогрейный котел ПТВМ-100 теплопроизводительностью 100Гкал/час предназначен для покрытия тепловой нагрузки станции и в качестве основного источника теплоснабжения. Котлы установлены на Челябинской ГРЭС в 1967-68 г.

Пиковый водогрейный котел ПТВМ-100 водотрубный, прямоточный с принудительной циркуляцией, башенной компоновки, имеет полностью экранированную топочную камеру и расположенные над ней пакеты конвективной части. На выходе из котла по ходу дымовых газов установлен шибер, состоящий из 6 лопастей

Теплопроизводительность котла регулируется изменением количества работающих горелок при постоянном расходе сетевой воды и переменном температурном перепаде. Диапазон регулирования теплопроизводительности 25÷100%.

Котел подключен по двух ходовой схеме и работает в пиковом режиме подогрева сетевой воды. Котел установлен с индивидуальной дымовой трубой (верхняя отметка + 55 м), работает с естественной тяговой во всем диапазоне нагрузок. Дымовая труба установлена непосредственно на каркас котла.

Котел оборудован 16 газомазутными горелками и 16 дутьевыми вентиляторами типа ЭВР расход 10000 м³/час и напор 130 мм вод. ст. с индивидуальными эл. Приводами мощностью 7-10 кВт тип А-61-6 при числе оборотов 960 об/мин. Подогрев воздуха в котле отсутствует.

Каждая горелка имеет дистанционно управляемый шибер на подводящем
13.03.01.2017.654.013. ПЗ

Лист

11

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

воздуховоде. Управление подачей природного газа к каждой горелке осуществляется с помощью газового блока АМАКС БГ-6. В воздушном канале каждой горелки установлены по две закладные трубы для установки фотодатчика контроля факела горелки и запальника ЗСУ ПИ-60, производства «НПП» Промышленная автоматика» г. Казань [41].

Основные параметры которые регулирует автоматика в таблице 3.1

Таблица 3.1 - Параметры регулируемые автоматикой

Наименование параметра	Пределы регулирования
максимальный расход воды через котел, т/час;	2500
минимально-допустимый расход воды через котел, т/час;	1500
давление воды перед котлом, кгс/см ² ;	до 16
максимально-допустимая температура воды после котла, °С;	140
давление газа перед горелками, кгс/см ² ;	до 0,25
количество газовых горелок, шт;	16
каждая горелка снабжена индивидуальным дутьевым вентилятором, шт;	16
максимальная производительность котла, Гкал/час.	100

3.3 Краткий обзор современных АСУ ТП на базе программно-технического комплекса (ПТК)

В настоящее время на Российском рынке услуг для энергетики представлен довольно широкий ряд различных отечественных и зарубежных производителей современного поколения АСУ ТП на базе ПТК, позволяющих с тем или иным успехом решать задачи стоящие перед энергетиками в условиях функционирования рынка энергии и мощности. Полноценный программно-технический комплекс должен обеспечить:

- предоставление оперативному персоналу достаточной, достоверной и своевременной информации о протекании технологических процессов, о состоянии оборудования и технических средств АСУ ТП;
- автоматизированное управление технологическим оборудованием в нормальных, переходных, аварийных и специальных режимах работы;
- оптимальное ведение процесса с целью получения тепловой и электрической энергии заданного качества и количества;
- снижение эксплуатационных затрат и увеличение межремонтного периода за счет уменьшения числа обслуживаемой аппаратуры (по сравнению с традиционными средствами), минимального времени восстановления, а также обеспечения изменения и наращивания функций при дальнейшей реконструкции;

3.4 Сравнительный анализ конкурентоспособных поставщиков АСУ ТП для энергетического оборудования на базе ПТК для электростанции РФ с иностранными аналогами

Перечень конкурентоспособных поставщиков полномасштабных АСУ ТП в энергетике для электростанции РФ в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Перечень конкурентоспособных поставщиков АСУ ТП в для электростанции РФ

Фирма	Страна	Наименование ПТК	Основные объекты внедрения в РФ
Westinghouse	США	WDPF-2	Заинская ГРЭС
ABB	Германия	Freelance 2000	Тепловые сети МОСЭНЕРГО
Siemens	Германия	Teleperm XP-R, ME	Пермская ГРЭС
НИИ Теплоприбор	РФ	КВИНТ	Мосэнерго: ТЭЦ-27, Каширская ГРЭС ,ТЭЦ22, Челябинская ЧГРЭС

Из перечня основных поставщиков российского рынка сравним наиболее востребованных и конкурентоспособных производителей АСУ ТП на базе ПТК в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Выберем для сравнения двух конкурентоспособных производителей АСУ ТП на базе ПТК

Siemens	Германия	Teleperm XP-R, ME
НИИ Теплоприбор	РФ	КВИНТ

Характеристика АСУ ТП на базе ПТК.

ПТК «Квинт» и Teleperm XP-R, ME — это полнофункциональные программно-технические комплексы. При создании АСУ ТП программно-технический комплекс обеспечивает решение всех задач автоматизации связанных с управлением, защитой, предоставлением, хранением и передачей

Функции, выполняемые АСУ ТП на базе ПТК:

- информационные,
- управляющие,
- вспомогательные и сервисные,
- автоматизация проектирования АСУ ТП

Вывод:

Слабое место импортных систем управления, которое следует учитывать при выборе ПТК, это необходимость постоянно прибегать к дорогостоящим услугам фирм, занимающихся их внедрением. Опыт по результатам эксплуатации показывает, что для импортных систем достаточно сложно вносить какие-либо усовершенствования.

Из российских систем, получивших в последнее время признание в энергетике, безусловным лидером является ПТК «Квинт», разработанный специалистами Государственного научно-исследовательского института теплоэнергетического приборостроения (ФГУП НИИТеплоприбор) при активном участии ОАО «Электроцентроналадка». При разработке ПТК «Квинт» основной целью ставилась максимальная адаптация его к условиям Российской энергетики.

Все алгоритмы управления запорной и регулирующей арматурой, двигателями механизмов собственных нужд выполнены с учетом существующих схем управления, все программное обеспечение имеет русскоязычный интерфейс (чего нельзя сказать ни об одной из импортных систем)

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		14

4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА

4.1 Технические характеристики котла ПТВМ-100

Целью поверочного теплового расчета котлоагрегата является определение (по имеющимся конструктивным характеристикам, заданной нагрузке и топливу) следующих параметров: температуры воды и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева, КПД агрегата, расхода топлива.

Конструкция котлоагрегата разработана с учетом максимальной степени заводской блочности и унификации деталей, элементов и узлов котлоагрегатов, работающих на различных видах топлива.

Котел изготовлен на Дорогобужском котельном заводе и установлен на Челябинской ГРЭС в 1968 г.

Пиковый водогрейный котел ПТВМ-100 водотрубный, прямоточный с принудительной циркуляцией, башенной компоновки. Котёл водогрейные имеют облегченную натрубную обмуровку, имеет полностью экранированную топочную камеру и расположенные над ней пакеты конвективной части.

На выходе из котла по ходу дымовых газов установлен шибер, состоящий из 6 лопастей, предназначенный для снижения тепловых потерь через дымовую трубу во время нахождения котла в резерве или ремонте.

Теплопроизводительность котла регулируется изменением количества работающих горелок при постоянном расходе сетевой воды и переменном температурном перепаде. Диапазон регулирования теплопроизводительности 25÷100%.

Котел подключен по двух ходовой схеме и работает в пиковом режиме подогрева сетевой воды. Котел ПТВМ-100 ст. 1,2,3,4 установлен с индивидуальной дымовой трубой (верхняя отметка + 55м), работает с естественной тяговой во всем диапазоне нагрузок. Дымовая труба установлена непосредственно на каркас котла. Котел оборудован 16 газомазутными горелками Каждая горелка имеет дистанционно управляемый шибер на подводящем воздуховоде. По согласованию котёл может быть оборудован любыми зарубежными или отечественными газовыми горелками соответствующей производительности. Управление подачей природного газа к каждой горелке осуществляется с помощью газового блока АМАКС БГ-6. В воздушном канале каждой горелки установлены по две закладные трубы для установки фотодатчика контроля факела горелки запальника ЗСУ ПИ-60, производства «НПП» Промышленная автоматика» г. Казань. и и 16 дутьевыми вентиляторами типа ЭВР расход 10000 м³/час и напор 130 мм. в. ст. с индивидуальными эл. приводами мощностью 7-10 кВт тип А-61-6 при числе оборотов 960 об/мин. Подогрев воздуха в котле отсутствует. На котле смонтировано обмывочное устройство для очистки конвективной части от сажистых отложений. Средний срок службы до списания, не мене 75000 часов. [19].

Номинальная производительность и технические характеристики водогрейного котла ПТВМ 100 в таблице 4.1				13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	15

Таблица 4.1 - Технические характеристики котла ПТВМ 100

Технические характеристики	Единица измерения	Значение
Номинальная теплопроизводительность	МВт (Гкал/час)	116,3 (100)
Расход воды: в основном режиме в пиковом	т/час	1250 2140
Расход топлива: газ	кг /час	14100
Расход топлива: мазуте	кг/час	12800
Температура уходящих газов, газ	°С	180
мазут	°С	230
КПД при номинальной нагрузке на газе	%	88,6
на мазуте	%	86,8
Гидравлическое сопротивление котла	кгс/см ²	2,15;0,96
Давление воды расчетное	кгс/см ²	25
Видимое теплонапряжение топочного объема Газ	ккал/м ³ час	551'103
мазут	ккал/м ³ час	480'103

4.2 Конструктивные характеристики котла

Топочная камера предназначена для сжигания высокосернистого мазута и природного газа. Размеры топочной камеры в плане – 6,23х6,23 м, высота призматической части - 5,3 м. Стены топочной камеры экранированы трубами $d_{нхS} = 60 \times 3$ мм с шагом $H = 64$ мм. Количество труб: в фронтном и заднем экранах - по 96 шт., в левом и правом боковых экранах - по 98 шт.

Амбразуры горелок выполнены из зашипованных трубчатых колец, включенных в циркуляционный контур котла. Все трубы экрана соединены между собой горизонтальными поясами жесткости с шагом по высоте 2,8 м.

Настенные экраны котлов вварены в верхние и нижние камеры (коллек-торы) $d_{нхS} = 273 \times 11$ мм.

Верхние камеры боковых экранов разделены перегородкой (заглушкой) на две части - фронтную и заднюю. Экранные трубы и коллекторы выполнены из Стали 20. Объем топочной камеры - 245 м³. Лучевоспринимающая поверхность экранов - 224 м².

Конвективная часть состоит из 96 секций, каждая секция представляет собой U-образные змеевики из труб $d_{нхS} = 28 \times 3$ мм, вваренные своими концами в стояки $d_{нхS} = 83 \times 3,5$ мм. Змеевики расположены в шахматном порядке с шагом

$H = 33$ мм. Трубы змеевиков каждой секции свариваются 6-ю вертикальными швами.

13.03.01.2017.654.13. ПЗ

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

дистанционирующими планками, образуя жесткую форму.

По ходу газов конвективная часть разделена на два пакета, зазор между которыми составляет 600 мм. Поверхность нагрева конвективной части котла составляет 2960 м². Стояки по длине имеют две перегородки для соответствующего направления движения воды через змеевики.

Водяной объем, включая трубопроводы в пределах котла - $V = 30$ м³.

Компоновка котла башенная с верхним выходом дымовых газов на естественной тяге. Котлы водотрубные с принудительной циркуляцией. Вода в котле нагревается за один цикл, т.е. кратность циркуляции равна единице.

Каркас котла состоит из четырех плоских рам, связанных в простран-ственную конструкцию в виде параллелепипеда общей высотой 14,45 м и размерами в плане 6,9х6,9 м. Угловые стойки являются общими для двух рам, примыкающих друг к другу в углах. На верхней отметке расположены грузовые ригели рам и несущие балки потолка, к которым подвешивается весь котел. Для придания общей пространственной жесткости конструкции используются помосты, опоясывающие каркас на трех отметках.

Обмуровка выполнена облегченной с креплением непосредственно к экранным трубам. Натрубная обмуровка состоит из трех слоев теплоизоляционных материалов: шамотобетона на глиноземистом цементе, минеральной ваты в виде матрасов в металлической сетке и уплотнительной газоне-проницаемой обмазке, которая также обеспечивает гидроизоляцию котла от атмосферных осадков. Общая толщина обмуровки - 115 мм.

Конструктивные характеристики водогрейного котла ПТВМ-100 в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Конструктивные характеристики котла ПТВМ-100

Наименование величины	Единица измерения	Значение			
Объём топочной камеры	м ³	245			
Размеры топочной камеры в плане	мм	6230*6230			
Высота топочной камеры	мм	5300			
Диаметр и толщина стенки экранов	мм	60*3			
Змеевиков конвективной части	мм	28*3			
Длина конвективной части	мм	11200			
Ширина	мм	10620			
высота	мм	14600			
Высота от уровня пола до верха обмуровки (оси коллектора)	мм	6680			
Радиационная поверхность нагрева	м ²	224			
Конвективная поверхность нагрева	м ²	2960			
Полная площадь поверхности нагрева	м ²	3184			
13.03.01.2017.654.13. ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	17

4.3 Тепловой расчёт котла ПТВМ-100

Исходные данные о составе топлива для теплового расчёта в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Состав топлива

Наименование месторождения	Состав газа по объёму, %							Q_H^c , МДж/м ³	ρ , кг/м ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂		
Газопровод Бухара-Урал	94,2	2,5	0,4	0,2	0,1	2,6	-	36 170	0,752

Объёмы газов, объёмные доли трехатомных газов

Рассчитаем теоретически необходимый объём воздуха при $\alpha = 1$, определяют по формулам для газообразного топлива [28].

Рассчитаем теоретически необходимый объём воздуха по формуле (4.1):

$$V^0 = 0,0476 * [0,5CO + H_2 + 1,5H_2S + \sum (m + 0,25n)C_mH_n - O_2] \quad (4.1)$$

где m и n — числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

$$V^0 = 0,0476 \left[\sum (1 + 0,25 \cdot 4)CH_4 + (2 + 0,25 \cdot 6)C_2H_6 + (3 + 0,25 \cdot 8)C_3H_8 + (4 + 0,25 \cdot 10)C_4H_{10} + (5 + 0,25 \cdot 12)C_5H_{12} \right] = 9,58 \text{ [м}^3/\text{м}^3]$$

Теоретические объёмы продуктов сгорания топлива.

Объём трехатомных газов определяем по формуле (4.2) [12]:

$$V_{RO_2} = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n), \quad (4.2)$$

$$V_{RO_2} = 0,01(\sum (1 \cdot 94,2) + (2 \cdot 2,5) + (3 \cdot 0,4) + (4 \cdot 0,2) + (5 \cdot 0,1)) = 1,02 \text{ [м}^3/\text{м}^3]$$

Теоретический объём азота определяем по формуле (4.3)[12]:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2, \quad (4.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,58 + 0,01 \cdot 2,6 = 7,60 \text{ [м}^3/\text{м}^3]$$

Теоретический объём водяных паров определяем по формуле (4.3) [12]:

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(H_2S + H_2 + \sum 0,5nC_m H_n + 0,124d_{г.тл}) + 0,0161V^0, \quad (4.3)$$

где $d_{г.тл}$ — влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа $\text{г}/\text{м}^3$ при $t_{г.тл} = 10^\circ\text{C}$;

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(\sum (0,5 \cdot 4 \cdot 94,2 + 0,5 \cdot 6 \cdot 2,5 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,4 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,2 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10) + 0,016 \cdot 9,58 = 2,16 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Коэффициент избытка воздуха принимаем $\alpha=1,1$. Котел считается газоплотным, следовательно, коэффициент избытка воздуха по всему объему котла остается постоянным.

Определим объем двухатомных газов и водяных паров по формулам, при избытке воздуха $\alpha > 1$ расчет ведется по следующим формулам [27];

-объем азота определяем по формуле (4.4):

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1)V^0, \quad (4.4)$$

$$V_{N_2} = 7,6 + (1,1 - 1)9,58 = 8,56 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

-объем водяных паров по формуле (4.5):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 * (\alpha - 1) * V^0, \quad (4.5)$$

$$V_{H_2O} = 2,16 + 0,0161 * (1,1 - 1) * 9,58 = 2,18 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

-полный объем воздуха по формуле (4.6):

$$V = \alpha \cdot V^0, \quad (4.6)$$

$$V = 1,1 \cdot 9,58 = 10,54 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

-суммарный объем дымовых газов по формуле (4.7):

$$V_r = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}, \quad (4.7)$$

$$V_r = 1,02 + 8,56 + 2,18 = 11,76 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемные доли трехатомных газов равные парциальным давлениям газов при общем давлении 0,1 МПа, подсчитываем по формулам (4.8), (4.9), (4.10):

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$r_{RO_2} = V_{RO_2} / V_{\Gamma}, \quad (4.8)$$

$$r_{RO_2} = 1,02 / 11,76 = 0,09$$

$$r_{H_2O} = V_{H_2O} / V_{\Gamma}, \quad (4.9)$$

$$r_{H_2O} = 2,18 / 11,76 = 0,19$$

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}, \quad (4.10)$$

$$r_n = 0,09 + 0,19 = 0,28$$

Все коэффициенты расходов воздуха, объемы продуктов сгорания топлива и их относительные величины заносим в таблицу 4.4

Таблица 4.4 - Коэффициенты расходов воздуха, объемы продуктов сгорания топлива и их относительные величины

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Поверхность нагрева(топка поворотная камера и пучки дымогарных труб)
Коэффициент расхода воздуха	α	б/р	1,1
Действительный объем водяных паров	V_{H_2O}	м ³ /м ³	2,18
Действительный объем продуктов сгорания	V_{Γ}	м ³ /м ³	11,76
Объемная доля водяных паров в продуктах сгорания	r_{RO_2}	б/р	0,09
объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания	r_{H_2O}	б/р	0,19
Суммарная доля водяных паров и трехатомных газов	r_n	б/р	0,28

Расчет энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха

Теплосодержание продуктов сгорания определяем по формуле (4.11) [12]:

$$I_{\Gamma} = I_{\Gamma}^0 + I_B^0 \cdot (\alpha - 1), \quad (4.11)$$

$$I_{\Gamma}^0 = \sum_{i=1}^1 V_i^0 (c \cdot \mathcal{G})_i = (V_{RO_2}^0 \cdot c_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O} + V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2}) \mathcal{G},$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

где I_{Γ}^0 и $I_{\text{в}}^0$ - теоретические теплосодержания газов и воздуха, принимаются из таблицы XVI [13].

ϑ - температура газов, °С,

$c_{\text{RO}_2}, c_{\text{H}_2\text{O}}, c_{\text{N}_2}, c_{\text{в}}$ - теплоемкости трехатомных газов, водяных паров, азота и холодного воздуха (при температуре $t_{\text{хв}}$) и постоянном давлении (равном атмосферному) кДж/м³ [13].

Теплосодержание воздуха, кДж/м³ определяем по формуле (4.12):

$$I_{\text{в}}^0 = V^0 c_{\text{в}} J_{\text{в}}, \quad (4.12)$$

Теплосодержание продуктов сгорания кДж/м³, данные расчета теоретических энтальпий при постоянном значении коэффициента расхода воздуха заносят в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Энтальпии воздуха и продуктов сгорания, кДж/м³

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$I_{\Gamma}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\text{в}}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\Gamma}, \text{кДж/м}^3$ при $\alpha=1,1$
100	1 537	1 317	1 669
200	3 104	2 651	3 369
300	4733	4 016	5 135
400	6 362	5 381	6 900
500	8078	6 810	8 759
600	9 794	8 240	10 618
700	11591,5	9 724	12 564
800	13 389	11 208	14 510
900	15263	12 742	16 537
1000	17 137	14 276	18 565
1100	19062	15 844	20 646
1200	20 987	17 413	22 728
1300	22930	19 011	24 831
1400	24 873	20 609	26 934
1500	26880,5	22 232	29 104
1600	28 888	23 856	31 274
1700	30933	25 489	33 482
1800	32978	27 122	35 690
1900	35042	28 780	37 920
2000	37106	30 438	40 150
2100	39192	32 105	42 403
2200	41278	33 773	44 655

4.4 Тепловой баланс котла и расход топлива ПТВМ-100

Тепловой баланс составляем в расчете на 1 м³ располагаемой теплоты Q_p^r . Считая, что предварительный подогрев воздуха и топлива за счет внешнего источника отсутствует, имеем: $Q_{в.н.} = 0$, $i = 0$ и заносим в таблицу 4.6

Таблица 4.6 - Тепловой баланс котельного агрегата и определение расхода топлива

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
1	2	3	4
Располагаемое тепло на 1 м ³ топлива, кДж/м ³	Q_p^r	$Q_p^r = Q_i^d$	36746,3
Потери тепла от химического недожога, %	q_3	По таблице XX [14]	0,6
Потеря тепла от механического недожога, %	q_4	Топливо газ	0
Температура уходящих газов, °С	t_{yx}	Условно принимаем	180
Энтальпия уходящих газов, кДж/м ³	I_r	По таблице XV [14]	3029
Температура воздуха в котельной, °С	$t_{x.в.}$	Условно принимаем	30
Энтальпия воздуха в котельной, кДж/м ³	$I_{x.в.}^0$	По I-v таблице	451,3
Потери тепла с уходящими газами, %	q_2	$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha I_{xв}) (100 - q_4)}{Q_p^r}$	$q_2 = \frac{(3029 - 1,1 \cdot 451,3) 100}{36746} = 6,9$
Потери тепла от наружного охлаждения, %	q_5	Котёл в лёгкой обмуровке имеет величину потерь q_5 – в пределах 0,5%	0,6
Сумма тепловых потерь, %	Σq	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	6,9+0,6+0,6+0,6=8,1
КПД котельного агрегата, %	η	$\eta = 100 - \Sigma q$	$\eta = 100 - 8,1 = 91,9 = 92$
Коэффициент сохранения теплоты	φ	$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta + q_5}$	$\varphi = 1 - \frac{0,6}{92 + 0,6} = 0,99$
Расход горячей воды, кг/с	G	из расчета тепловой схемы	1250
Температура воды на выходе из котельного агрегата, °С	t''	принимаем	110
Температура воды на входе в котельный агрегат, °С	t'	принимаем	85

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4
Энтальпия воды на выходе из котельного агрегата кДж/кг	I''	$c_p \cdot t''$	$4,187 \cdot 110 = 439,6$
Энтальпия воды на входе в котельный агрегат кДж/кг	I'	$c_p \cdot t'$	$4,187 \cdot 85 = 355,89$
Полезно используемое тепло в котле, кВт	$Q_{ка}$	$G \cdot (I'' - I')$	$1250 \cdot (439,6 - 355,89) = 100452$
Полный расход топлива, м ³ /с	B	$B = \frac{Q_{КА}}{Q_p^r \eta} \cdot 100\%$	$B = \frac{100452}{36746,3 \cdot 92} \cdot 100 = 2,4$
Расчетный расход топлива, м ³ /с	B_p	$B \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	$2,4 \cdot \frac{100 - 0}{100} = 2,4$

4.5 Поверочный расчет теплообмена в топке

Расчет теплообмена в топке заносим в таблицу 4.7

Таблица 4.7 - Поверочный расчет теплообмена в топке

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
1	2	3	4
Суммарная площадь лучепоглощающей поверхности, м ²	H_n	по конструктивным размерам котельного агрегата	224
Суммарная площадь стен поверхности топки, м ²	$F_{ст}$	$F_{ст} = \sum F_{пл}$,	228,2
Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Коэффициент загрязнения топки	ζ	По таблице 5-2 [14]	0,65
Коэффициент тепловой эффективности лучевоспринимающих поверхностей топки	$\psi_{ср}$	$\zeta \frac{H_n}{F_{ст}}$	0,776
Активный объем топки, м ³	V_T	$V_T = F_{бок} \cdot b$,	$V = 39,2 \cdot 6,23 = 245$
Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$3,6 \frac{V_T}{F_{ст}}$	$S = 3,6 \cdot \frac{245}{228,2} = 3,86$

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4
Полная высота топки, м	H_m	По конструктивным размерам	8000
Высота расположения горелки, м	h_g	По конструктивным размерам	3450
Относительный уровень расположения горелки,	X_m	$\frac{h_g}{H_m}$	0,43
Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке	M	$0,59-0,5 \cdot X_m$	$0,59-0,5 \cdot 0,43=0,454$
Коэффициент избытка воздуха в топке,	α_m''	По таблице 4-5 [14]	1,14
Энтальпия холодного воздуха, кДж/м ³	$I_{х.в.}^0$	По таблице 4.4	385
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_m$	По таблице 2-2 [14]	0,06
Количество теплоты вносимое в топку воздухом, кДж/м ³	$Q_{в}$	$\Delta\alpha_m \cdot I_{х.в.}^0$	$0,06 \cdot 385=23$
Полезное тепловыделение в топке, кДж/м ³	Q_m	$Q_{в} + Q_p \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4}$	$23 + 36746,3 \cdot \frac{100 - 0,6}{100 - 0,6} = 36548$
Адиабатическая температура горения, °С	g_a	По таблице 2 [14]	1821
Температура газов на выходе из топки, °С	g_m''	По выбору	1054
Энтальпия газов на выходе из топки, кДж/м ³	$I_{г.}''$	По таблице 4.2	19867,27
Объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания	r_{RO2}	По таблице 4.2	0,09
Объемная доля водяных паров в продуктах сгорания	r_{H2O}	По таблице 4.2	0,19
Суммарная доля водяных паров и трехатомных газов	r_n	По таблице 4.2	0,28

Окончание таблицы 4.7

1	2	3	4
Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/МПа	k^0	$k^0_r = \left(\frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{\sqrt{10pr_n s_T}} - 1 \right) (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} T_T^n)$	6,76
Коэффициент ослабления лучей топочной средой	k	$k = k_r^0 r_{\Pi}$	$k = 6,76 \cdot 0,28 = 1,89$
Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами считается по формуле, 1/(МПа)	k_c	$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha^2} \left(\frac{C^r}{H^r} \right)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} T_T^n - 0,5)$	1,57
Коэффициент ослабления лучей светящейся частью факела, 1/(МПа)	k_{cb}	$k_{cb} = k_r^0 r_{\Pi} + k_c$	$k_{cb} = 1,89 \cdot 0,28 + 1,57 = 1,74$
Степень черноты светящейся части факела	a_{cb}	$a_{cb} = 1 - e^{-k_{cb} p s}$	0,524
Степень черноты топочной камеры	a_T	$a_T = \frac{a_{cb}}{(a_{cb} + (1 - a_{\phi}) \psi_{cp})}$	$a_T = \frac{0,524}{(0,524 + (1 - 0,524) \cdot 0,776)} = 0,586$
Видимое тепловое напряжение топочного объема, кВт/м ³	q_v	$q_v = \frac{BQ_p^r}{V_T}$	$\frac{2,4 \cdot 36746,3}{245} = 245,36$
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания топлива, кДж/(м ³ ·К)	$V_{c_{cp}}$	$\frac{Q_T - I_T^n}{g_a - g_m^n}$	$\frac{36548 - 19867,27}{1821 - 1054} = 21,7$
Температура газов на выходе из топки, °С	g_m^n	$\frac{T_a}{M \left(\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{ст} \cdot a_T \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot V \cdot c_{cp}} \right)^{0,6} + 1} - 273$	1109
Энтальпия газов на выходе из топки, кДж/м ³	I_T^n	По таблице 7.4	21871,9
Общее тепловосприятие топки, кДж/м ³	Q_T^n	$\varphi(Q_T - I_T^n)$	$0,989(36548 - 21871,9) = 14694,6$

4.6 Расчёт конвективной части

Поверочный расчет дымогарных труб заносим в таблицу 4.8

Таблица 4.8 - Поверочный расчет дымогарных труб

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
1	2	3	4
Полная площадь поверхности нагрева, м ²	H	по конструктивным размерам котельного агр.	2060
Температура газов перед трубками, °С	g'	Из расчета топки	1193,7
Энтальпия газов на входе в трубки, кДж/м ³	I'	Из расчета топки	23990,5
Температура газов на выходе из трубок, °С	g''	Условно принимаем	180
Энтальпия уходящих газов, кДж/м ³	I''	По таблице 7.4	2859,6
Количество тепла, отданное трубкам, кДж/м ³	$Q_{\text{г}}$	$\varphi(I' - I'')$	$0,986(23990,5 - 2859,6) = 20708,64$
Средняя температура газов,	$g_{\text{ср}}$	$0,5(g' + g'')$	$0,5(1193,7 + 180) = 686,85$
Температура воды на входе в конвективный пакет, °С	$t'_{\text{кп}}$	По заданию	70
Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Температура воды на выходе из конвективного пакета, °С	$t''_{\text{кп}}$	По заданию	110
Средняя температура воды в конвективном пакете, °С	$t^{\text{ср}}_{\text{кп}}$	$\frac{t'_{\text{кп}} + t''_{\text{кп}}}{2}$	$\frac{70 + 110}{2} = 90$
Температурный напор на входе в конвективный пакет, °С	$\Delta t_{\text{б}}$	$g' - t^{\text{ср}}_{\text{кп}}$	$1193,7 - 90 = 1103,7$
Температурный напор на выходе из конвективного пакета, °С	$\Delta t_{\text{м}}$	$g'' - t^{\text{ср}}_{\text{кп}}$	$180 - 90 = 90$
Среднелогарифмический температурный напор, °С	$\Delta t_{\text{ср}}$	$\frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31 \lg \frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}}}$	$\frac{1103,7 - 90}{2,31 \lg \frac{1103,7}{90}} = 390$
Объемный расход газов, м ³ /с	$V_{\text{газ}}$	$\frac{B_p \cdot V_{\text{г}} \cdot (g_{\text{ср}} + 273)}{273}$	$\frac{2,4 \cdot 12,85 \cdot (686,85 + 273)}{273} = 1,92$

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4
Живое сечение дымогарных труб, м ²	F	$\left(\frac{\pi d^2}{4}\right)^n$	$\left(\frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4}\right)^{22} = 0,17$
Расчетная скорость газов, м/с	w_2	$\frac{V_r}{F}$	$\frac{1,96}{0,17} = 11,5$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м ² К)	α_k	по номограмме 11 [12]	103
Эффективная толщина излучающего слоя, м	s	0,9d	0,9 · 0,1 = 0,09
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, мМПа	$pr_n s$	$pr_n s$	0,1 · 0,33 · 0,09 = 0,0029
Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/мМПа	k_r	по рис 5.5 [12]	25
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$k_r ps$	25 · 0,1 · 0,09 = 0,225
Степень черноты излучающей среды	A	по рис 5-4 [12]	0,228
Температурный напор, °С	Δt	$\frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}$	$\frac{1111,2 - 77,5}{\lg \frac{1111,2}{77,5}} = 898,86$
Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/(м ² К)	α_l	по номограмме 18 [12]	14,3
Значение коэффициента тепловой эффективности,	Ψ	По таблице 5 [12]	0,8
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² К)	K	$\psi(\alpha_k + \alpha_l)$	0,8(27+14,3)=32,2
Тепловосприятие конвективного пакета, кДж/м ³	Qm	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{32,2 \cdot 31,6 \cdot 898,86}{0,044 \cdot 10^3} = 20805,79$
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_r - Q_t}{Q_r} \cdot 100\%$	$\frac{20864,64 - 20805,79}{20605,79} \cdot 100\% = 0,28\%$

Так как расхождение расчетных тепловосприятий $\Delta Q < 2 \%$, значит, температура газов на выходе из трубок принята, верно [28],

4.7 Сводная таблица теплового расчета

Температура газов и тепловосприятие на входе и на выходе представлена в таблице 4.9

Таблица 4.9 - Поверочный расчет теплового баланса.

Наименование	Топка	Конвективный пучок (дымогарный трубы)
Температура газов на входе, °С	-	1193,70
Температура газов на выходе, °С	1193,70	180
Тепловосприятие среды на входе, кДж/м ³	-	15 438, 00
Тепловосприятие среды на выходе, кДж/м ³	15 438	20 805, 79

Определим погрешность расчетов по формуле (4.13):

$$\Delta = \frac{Q_p^r \cdot \eta}{(Q_T + Q_K)} 100\% , \quad (4.13)$$

где Q_p^r - располагаемое тепло на 1 м³ топлива, кДж/м³

Q_T - тепловосприятие среды на входе, кДж/м³

Q_K - тепловосприятие среды на выходе, кДж/м³;

$$\Delta = \frac{36745 \cdot 0,92}{20805 + 15438} * 100 = 0,49$$

Ошибка в расчете составляет 0,49%, что меньше допустимого 0,5 %, следовательно, расчет произведен, верно [21].

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

5 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

Потребителем водогрейной котельной ЧГРЭС является жилые массивы Центрального, Калининского районов города Челябинска.

Система теплоснабжения централизованная, закрытая, регулирование по совмещенной нагрузке, котельная работает в течение отопительного периода 110/80 °С.

Следует отметить, что централизация – это наиболее перспективное направление в энерго и ресурсосбережении, и применяются как в России, так и в других странах [23].

5.1 Нагрузка на отопление

Расчет будем вести по нормативным укрупненным формулам, в порядке согласном с [42]. По окончании расчетов построим график зависимости тепловой нагрузки жилых районов от температуры наружного воздуха.

-тепловой поток (в зимнее время) на отопление жилых и общественных зданий определяем по формуле: (5.1)

$$Q_{ооб}^3 = k_1 \cdot Q_о^3, \quad (5.1)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий, $k_1 = 0,25$ [5];

$Q_о^3$ – максимальный тепловой поток (в зимнее время) на отопление жилых и общественных зданий по данным ООО «ФОРТУМ» в среднем за 2016 год на водогрейной котельной ЧГРЭС $Q_о^3 = 151,6 \text{ МВт}$;

$$Q_{ооб}^3 = 0,25 \cdot 151,6 = 37,9 \text{ [МВт]}.$$

-максимальный тепловой поток на отопление

$$Q_{max о}^3 = Q_о^3 + Q_{ооб}^3,$$

$$Q_{max о}^3 = 151,6 + 37,9 = 189,5 \text{ [МВт]}$$

5.2 Нагрузка на вентиляцию

-максимальный тепловой поток на вентиляцию общественных зданий определяем по формуле (5.2) [4]:

$$Q_{max в}^3 = k_2 \cdot k_1 \cdot q \cdot F_{жс} \cdot 10^{-6} = k_2 \cdot Q_{ооб}^3, \quad (5.2)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

где k_2 – коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий, принимается равным 0,6 для зданий постройки после 1985 года;

$F_{жс}$ – площадь общественных зданий, м²;

-максимальный тепловой поток на вентиляцию по районам:

$$Q_{maxB}^3 = 0,6 \cdot 37,9 = 25,27 \text{ МВт}$$

5.3 Нагрузка на горячее водоснабжение

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий по данным ООО «ФОРТУМ» за 2016 год на водогрейной котельной ЧГРЭС в зимний период $Q_{срГВС}^3 = 34$ МВт, в летний $Q_{срГВС}^л = 31,15$ МВт;

-максимально часовой тепловой поток на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий находим по формуле (5.3) [42]:

$$Q_{maxГВС}^3 = 2,4 \cdot Q_{срГВС}^3, \quad (5.3)$$

$$Q_{maxГВС}^3 = 2,4 \cdot 34 = 93,46 \text{ МВт}$$

5.4 График зависимости тепловой нагрузки жилого района от температуры наружного воздуха

На графике существуют две зоны: зимнего (отопительного) и летнего (неотопительного) периода, характер тепловых нагрузок в которых принципиально различен. Граница между зонами находится на отметке в +8°С. В летний период присутствуют постоянные нагрузки на ГВС:

$$Q_{срГВС}^л = 31,15 \text{ МВт}$$

В зимний период присутствуют постоянная нагрузка – на ГВС и переменные (зависящие от температуры наружного воздуха) – на вентиляцию и отопление [42]:

$$Q_{срГВС}^3 = 34 \text{ МВт}$$

-постоянная тепловая нагрузка на отопление зимой определяем по формуле (5.5):

$$Q_0^3(t_{тек}) = Q_{max0}^3 \cdot \frac{(t_{пом} - t_{тек})}{(t_{пом} - t_{нр0})}, \quad (5.5)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

где $t_{ном}$ – средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений, принимаемая для жилых и общественных зданий равной 18°C.

$t_{тек}$ – текущая температура наружного воздуха;

$t_{нрО}$ – расчетная температура для проектирования отопления. $t_{нрО} = -29^\circ\text{C}$,

$t_{нрВ}$ – расчетная температура для проектирования вентиляции. $t_{нрВ} = -20^\circ\text{C}$,

$$Q_0^3 = 189,5 \cdot \frac{(18 - t_{тек})}{18 - (-29)}$$

- постоянная тепловая нагрузка на вентиляцию зимой определяем по формуле (5.6):

$$Q_B^3(t_{тек}) = Q_{max B}^3 \cdot \frac{(t_{ном} - t_{тек})}{(t_{ном} - t_{нрВ})}, \quad (5.6)$$

$$Q_B^3 = 25,27 \cdot \frac{(18 - t_{тек})}{18 - (-20)}$$

Сумму тепловых нагрузок горячего водоснабжения, отопления и вентиляции определяем по формуле (5.7):

$$Q_\Sigma = Q_{ГВС} + Q_0 + Q_B, \quad (5.7)$$

Задаемся несколькими значениями температур наружного воздуха и производим вычисления. Результаты заносим в таблицу 5.3

Таблица 5.3 - Расчет графика зависимости тепловой нагрузки жилого района от температуры наружного воздуха

$t_{нв}, ^\circ\text{C}$	8	0	-10	-20	-25	-29
$Q_0 \text{ МВт}$	40,17	72,57	112,18	25,390	29,390	189,5
$Q_B \text{ МВт}$	6,65	11,97	18,62	25,27	28,59	31,25
$Q_{ГВС} \text{ МВт}$	34	34	34	34	34	34
$Q_\Sigma \text{ МВт}$	80,8	118,54	165,4	212	235	254,7

График зависимости тепловой нагрузки от температуры наружного воздуха изображён на рисунке 5.1

						13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			31

Q, МВт

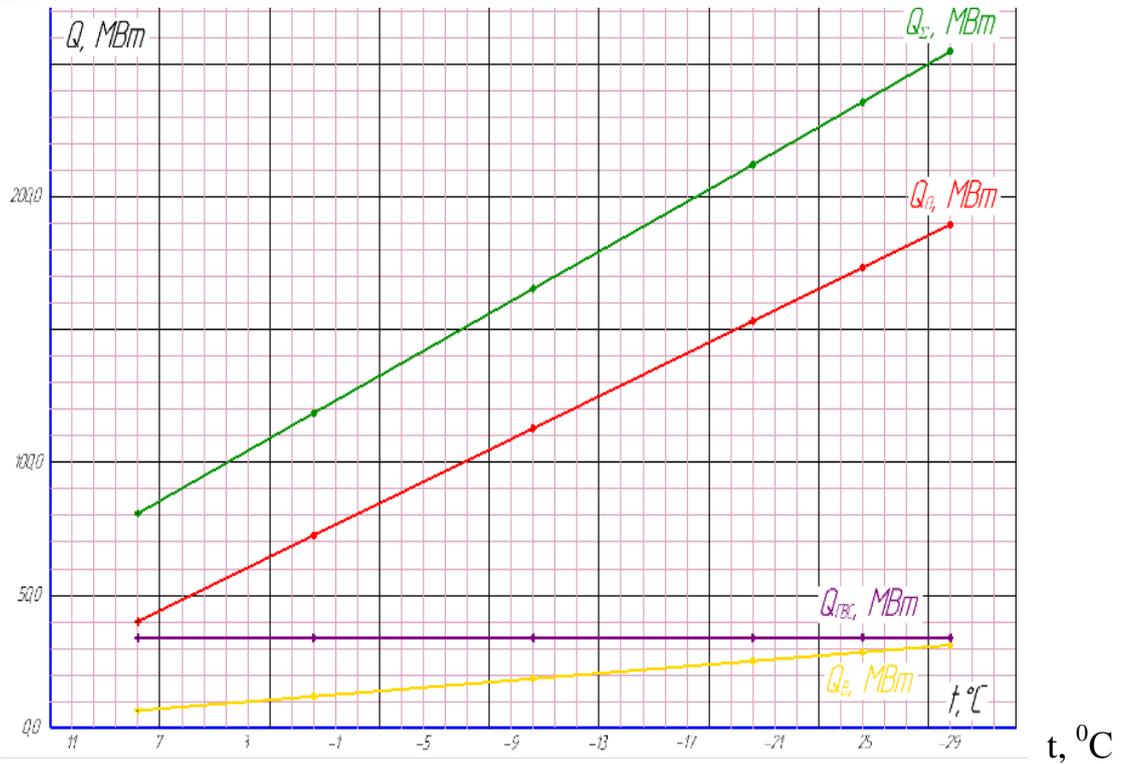


Рисунок 5.1 - График зависимости тепловой нагрузки от температуры наружного воздуха

Для построения графика продолжительности тепловой нагрузки нам потребуются данные о длительности периодов с различными температурами в нашем (расчетном) городе, от них зависит длительность работы системы теплоснабжения с различными нагрузками. Выбираем в[6].

Таблица 5.5 Число часов за отопительный период со среднесуточной температурой наружного воздуха, равной и ниже данной (для ориентировочных расчетов)

Город	Температура наружного воздуха, °C									
	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
Челябинск		7	39	166	520	1110	1950	2980	3920	5180

На основе данных таблицы строится график продолжительности тепловой нагрузки (график Россандера) рисунок 5.2

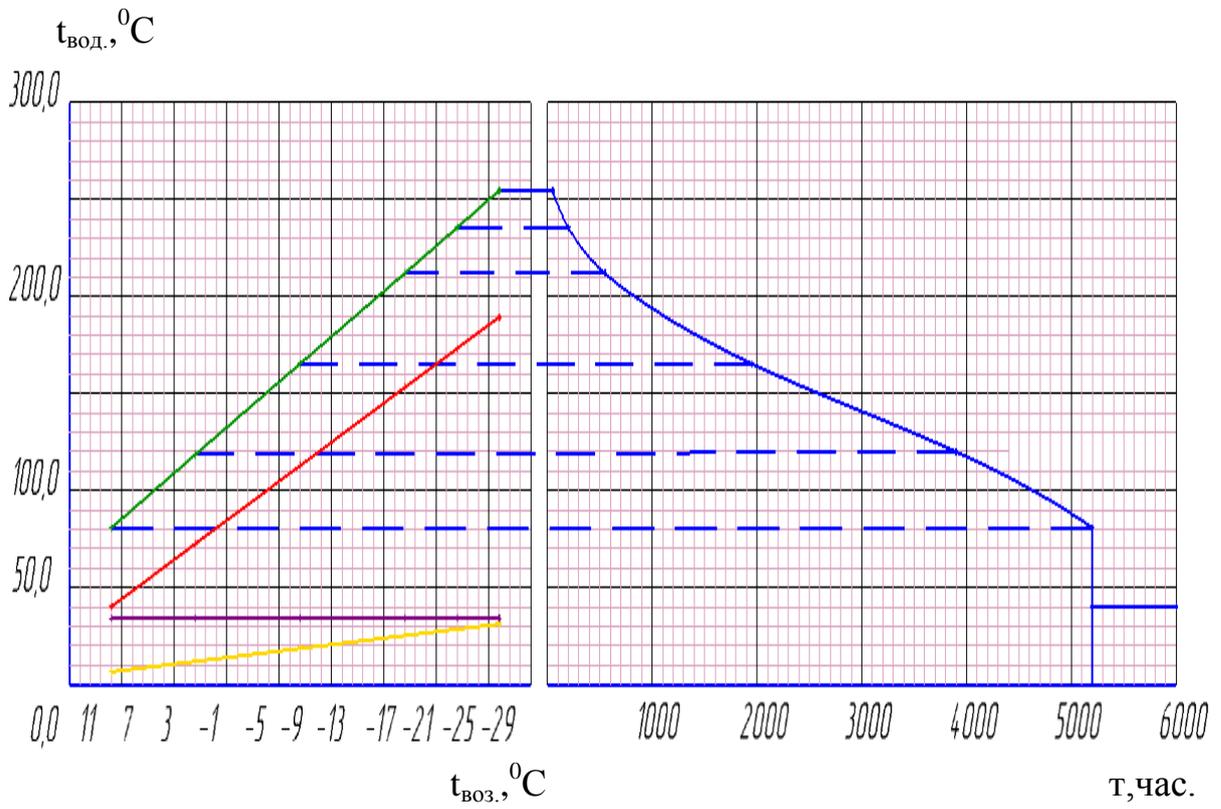


Рисунок 5.2 – График Россандера

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.654.13. ПЗ

Лист

33

6 ВЫБОР МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ. РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

Этот раздел предусматривает определение графика изменения температур в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от температур наружного воздуха.

где τ'_{01} – температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С. Принято $\tau'_{01} = 110^\circ\text{C}$;

τ'_{02} – температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С. Принято $\tau'_{02} = 80^\circ\text{C}$;

τ'_{03} – температура после абонентского ввода по [6], °С. Для зависимых систем $\tau'_{03} = 110^\circ\text{C}$.

t_B – температура воздуха внутри помещения по [6], °С. Принимаю расчетную температуру внутри помещения $t_B = 18^\circ\text{C}$.

$t_{\text{нрo}}$ – расчетная температура наружного воздуха в целях отопления по [6], °С. Для города Челябинск $t_{\text{н}} = -29^\circ\text{C}$.

6.1 Регулирование отпуска тепла. Построение температурного графика

В основу центрального качественного регулирования положен закон изменения отопительной нагрузки от температуры наружного воздуха [6].

Для расчета температур в отопительных системах с зависимым присоединением следует использовать следующие выражения:

- температура сетевой воды перед отопительной системой определяем по формуле (6.1);

$$\tau_{01} = t_B + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{-0.8} + \bar{Q}_0 \cdot (\delta\tau'_0 - 0.5 \cdot \theta'_0), \quad (6.1)$$

- температура воды на выходе из отопительной системы определяем по формуле (6.2);

$$\tau_{02} = t_B + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{-0.8} - 0.5 \cdot \bar{Q}_0 \cdot \theta'_0, \quad (6.2)$$

где $\delta\tau'_0$ – расчетный перепад температур в тепловой сети определяем по формуле (6.3);

– расчетный перепад температур в тепловой сети определяем по формуле (6.3);

$$\delta\tau_0 = \tau'_{01} - \tau'_{02}, \quad (6.3)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$\delta \tau'_0 = 110 - 80 = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

-расчетный перепад температур теплоносителя в отопительных приборах определяем по формуле (6.4);

$$\theta'_0 = t'_{03} - t'_{02}, \quad (6.4)$$

$$\theta'_0 = 110 - 80 = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

– относительная тепловая нагрузка определяем по формуле (6.5);

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q'_0} = \frac{t_B - t_H}{t'_e - t'_{нпро}}, \quad (6.5)$$

где $\Delta t'_0$ – расчетная разность температур в отопительных приборах, $^\circ\text{C}$;

-расчетная разность температур в отопительных приборах определяем по формуле (6.6);

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} - t_B, \quad (6.6)$$

$$\Delta t'_0 = \frac{110 + 80}{2} - 18 = 77 \text{ } ^\circ\text{C}$$

По уравнениям (6.1), (6.2), для текущих температур наружного воздуха в диапазоне $8^\circ \leq t_H \leq t_{нпро}$ (пять, шесть значений) определяются температуры воды τ_{01} , τ_{02} , и строится температурный график $\tau = f(t_H)$ (рис. 6.1).

Полученные данные для построения графика температур заносим в таблицу 6.1

Таблица 6.1 - Данные для построения графика температур

$t_H, \text{ } ^\circ\text{C}$	8	-7,65	-10	-20	-25	-29
$Q_0, \text{ MВт}$	0,212	0,545	0,595	0,808	0,914	1
$\tau_{01}, \text{ } ^\circ\text{C}$	43	73	77	95	102	110
$\tau_{02}, \text{ } ^\circ\text{C}$	37	57	59	70,7	75,9	80

График температур (рис. 6.1) в подающем трубопроводе тепловой сети имеет вид ломаной линии (t наружного воздуха в точке излома $t_H = t_{нти}$).

$Q, \text{MВт}$

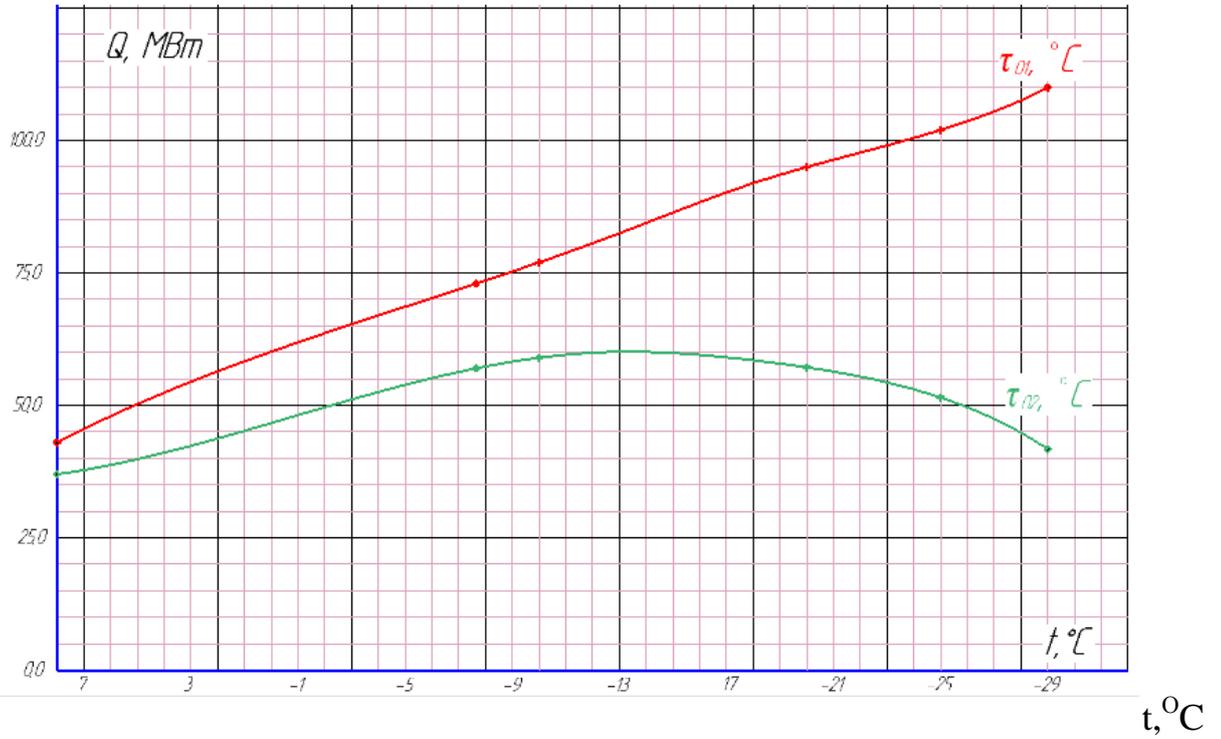


Рисунок 6.1 - Температурный график регулирования отпуска теплоты

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.654.13. ПЗ

Лист

36

7 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ РАСХОДОВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

Для построения графиков расходов сетевой воды в сетях по объектам находим численные значения расходов сетевой воды, идущей в систему отопления, вентиляции и ГВС [6].

Расчет всех параметров ведем при $t_H = -10^\circ\text{C}$.

-расход сетевой воды, поступающей в систему отопления определяем по формуле (7.1);

$$G_o = \frac{Q_o}{c_{cp} \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})}, \quad (7.1)$$

$$G_o = \frac{112800}{4,19 \cdot (40 - 25)} = 1794,7 \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$

Расход сетевой воды, поступающей в систему вентиляции определяем по формуле (7.2);

$$G_B = \frac{Q_B}{c_{cp} \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})}, \quad (7.2)$$

$$G_B = \frac{18620}{4,19 \cdot (40 - 25)} = 296,2 \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$

Расход сетевой воды, поступающей в систему ГВС определяем по формуле (7.3);

$$G_{гвс} = \frac{Q_{гвс}}{c_{cp} \cdot (\tau_r - \tau_x)}, \quad (7.3)$$

$$G_{гвс} = \frac{34000}{4,19 \cdot (65 - 5)} = 135 \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$

Аналогично расчет ведется при других температурах, результаты расчета сведены в таблицу 7.1

Таблица 7.1 - Расходы сетевой воды

Расчетные параметры	Температуры наружного воздуха, t_H , °C					
	8	0	-10	-20	-25	-29
Q_o , МВт	4497	8674	11218	15690	16439	17038
G_o , кг/с	1072	1794,7	1794,7	1794,7	1794,7	1794,7
$Q_{гвс}$, МВт	13576	15745	18620	18976	19156	19278

Продолжение таблицы 7.1

Расчетные параметры	Температуры наружного воздуха, t_n °C					
	8	0	-10	-20	-25	-29
G_B , кг/с	175,3	228,4	296,2	307,6	357,6	367,6
$Q_{гвс}$, МВт	34000	34000	34000	34000	34000	34000
$G_{гвс}$, кг/с	135,0	135,0	135,0	135,0	133,2	123,7

Зависимости расхода сетевой воды от температуры наружного воздуха график 7.1

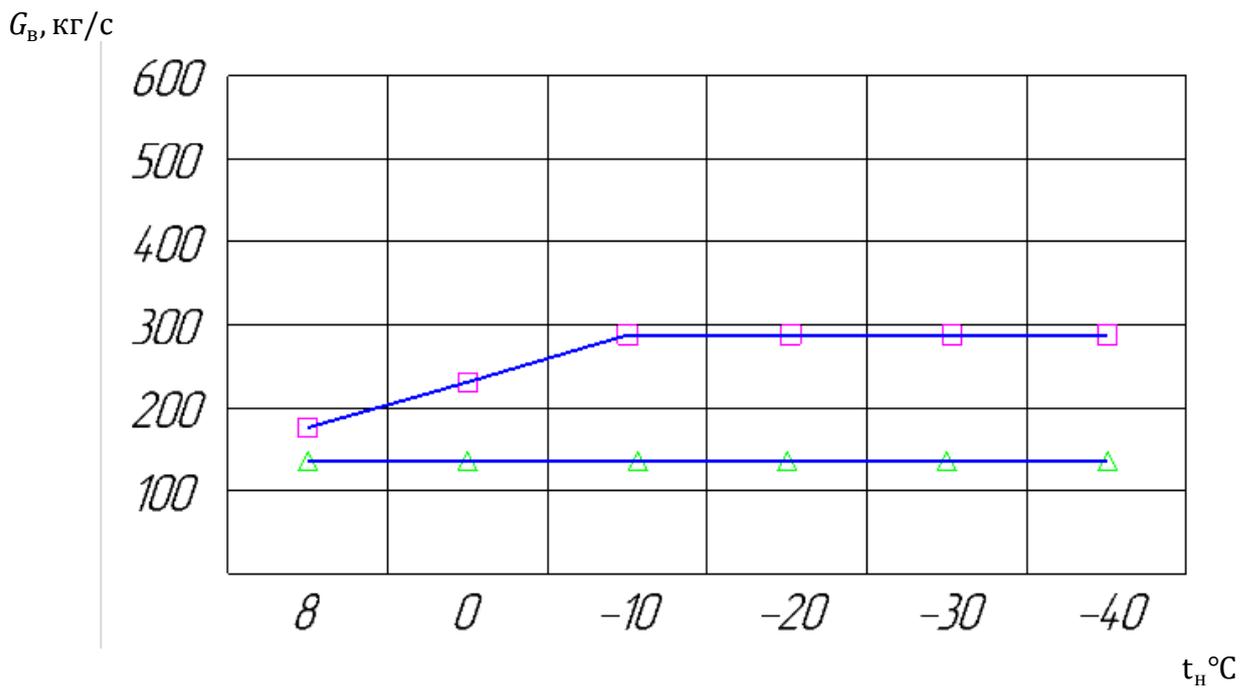


Рисунок 7.1 - График зависимости расхода сетевой воды от температуры наружного воздуха

8 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Задача водогрейной части котельной – подготовить сетевую воду для покрытия нагрузок отопления, вентиляции, ГВС и подогрев подпиточной воды.

Для расчета тепловой схемы данной части котельной необходимо выбрать котельные агрегаты. Максимальное число работающих котлов будет в максимально зимнем режиме занесём в таблицу 8.1

Таблица 8.1 - Расчет тепловой схемы

Наименование	Обозначение	Значение величины при характерных режимах работы котельной		
		Максимально-зимний	Наиболее холодного месяца	Летний
Место расположения	---	Челябинск		
Максимальные расходы теплоты (с учетом потерь и расхода на мазутное хозяйство), МВт:				
на отопление жилых и общественных зданий	Q_o	189,5	–	–
на вентиляцию общественных зданий	Q_v	25,27	–	–
на горячее водоснабжение	$Q_{г.в.}$	63,18	63,18	51,2
Расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С	$t_{p.o}$	-29	-15,5	–
Расчетная температура наружного воздуха для вентиляции, °С	t_v	-15,5	–	–
Температура воздуха внутри помещений, °С	$t_{вн}$	18	18	–
Температура сырой воды, °С	$t_{с.в.}$	5	5	15
Температура подогретой сырой воды перед химводоочисткой, °С	$t'_{х.о.в.}$	19		
Температура подпиточной воды после охладителя, °С	$t''_{подп}$	70		
Коэффициент собственных нужд ХВО	$K_{хво}$		1,25	
Температура воды на выходе из котлов, °С	$t_1^{г.к.}$	110	110	110
Температура воды на входе в котёл, °С	$t_2^{г.к.}$	80		
Расчетная температура горячей воды после местных теплообменников горячего водоснабжения, °С	$t^{номр}_{обр}$	60		
Предварительно принятый расход химически очищенной воды, т/ч	$G'_{х.о.в.}$	50	8	4
Предварительно принятый расход воды на подогрев химически очищенной воды, т/ч	$G_{гр}^{под}$	5	5	2
Температура греющей воды после подогревателя химически очищенной воды, °С	$t''_{гр}$	92		
КПД подогревателей	η	0,96		

1. Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию для режима наиболее холодного месяца находим по формуле (8.1):

$$K_{o,v} = \frac{t_{вн} - t_n}{t_{вн} - t_{p.o}}, \quad (8.1)$$

где $t_{вн}$ - принятая температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °С;

$t_{p.o}$ - расчётная температура наружного воздуха, °С [4];

t_n - температура наружного воздуха для режима наиболее холодного месяца равной расчётной для вентиляции, °С [4].

$$K_{o,v} = \frac{18 + 15,5}{18 + 29} = 0,713$$

2. Температура воды на нужды отопления и вентиляции в подающей линии для режима наиболее холодного месяца находим по формуле (8.2):

$$t_1 = 18 + 64,5 \cdot K_{o,v}^{0,8} + 67,5 \cdot K_{o,v}, \quad (8.2)$$

$$t_1 = 18 + 64,5 \cdot 0,713^{0,8} + 67,5 \cdot 0,713 = 114,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3. Температура обратной сетевой воды после системы отопления и вентиляции для режима наиболее холодного месяца °С по формуле (8.3):

$$t_2 = t_1 - 80 \cdot K_{o,v}, \quad (8.3)$$

$$t_2 = 114,9 - 80 \cdot 0,713 = 57,86 \text{ } ^\circ\text{C}$$

4. Отпуск теплоты на отопление и вентиляцию с учетом потерь, МВт - для максимально-зимнего режима по формуле (8.4):

$$Q_{o,v} = Q_o + Q_v, \quad (8.4)$$

где Q_o - расход теплоты на отопление, МВт;

Q_v - расход теплоты на вентиляцию, МВт.

$$Q_{o,v} = 189,5 + 25,27 = 214,7 \text{ МВт}$$

- для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.5):

$$Q_{o,v} = (Q_o + Q_v) \cdot K_{o,v}, \quad (8.5)$$

$$Q_{o,v} = 214,7 \cdot 0,713 = 153,1 \text{ МВт}$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

5. Суммарный расход теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, МВт:

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.6):

$$Q = Q_{o.g} + Q_{zbc}, \quad (8.6)$$

где Q_{zbc} - расход теплоты на горячие водоснабжение, МВт.

$$Q = 214,7 + 63,18 = 277,9 \text{ МВт}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.7):

$$Q = Q_{o.g} + Q_{zbc}, \quad (8.7)$$

$$Q = 153,1 + 63,18 = 216,3 \text{ МВт}$$

6. Расход воды в подающей линии системы теплоснабжения для нужд горячего водоснабжения для максимально-зимнего режима по формуле (8.8):

$$G_{zbc}^{нотр} = \frac{860 \cdot Q_{zbc}}{t_{zbc}^{нотр} - t_{c.g}}, \quad (8.8)$$

где $t_{zbc}^{нотр}$ - температура горячей воды, подаваемой потребителям, °С;
 $t_{c.g}$ - температура сырой воды, принимается 5 °С, [4].

$$G_{гвс}^{потр} = \frac{860 \cdot 63,18}{70 - 5} = 835,9 \text{ т/ч}$$

7. Тепловая нагрузка подогревателей первой ступени (на обратной линии сетевой воды) для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.9):

$$Q_{zbc}^I = 0,00116 + G_{zbc}^{нотр} \cdot (t_2 - \Delta t_g + t_{c.g}), \quad (8.9)$$

где Δt_g - минимальная разность температур греющей и подогреваемой воды принимается равной 10 °С, [4].

$$Q_{zbc}^I = 0,00116 \cdot 835,9 \cdot (57,86 - 10 + 5) = 51,25 \text{ МВт}$$

8. Тепловая нагрузка подогревателей второй ступени для режима наиболее холодного месяца, МВт по формуле (8.10):

$$Q_{zbc}^{II} = Q_{zbc}^{нотр} - Q_{zbc}^I, \quad (8.10)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$Q_{звс}^{II} = 63,18 - 51,25 = 11,9 \text{ МВт}$$

9. Расход сетевой воды на местный теплообменник второй ступени, т.е. на горячее водоснабжение для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.11):

$$G_{звс}^{II} = \frac{860 \cdot Q_{звс}^{II}}{t_1 - t_2}, \quad (8.11)$$

$$G_{звс}^{II} = \frac{860 \cdot 11,93}{114,9 - 57,86} = 179 \text{ т/ч}$$

10. Расход сетевой воды на местный теплообменник для летнего режима по формуле (8.12):

$$G_{ГВС}^л = \frac{860 \cdot Q_{ГВС}^л}{t_1^л - (\Delta t_г + t_{с.г})}, \quad (8.12)$$

где $Q_{ГВС}^л$ - расход теплоты потребителями горячего водоснабжения для летнего режима, МВт;

$t_1^л$ - температура сетевой воды в прямой линии горячего водоснабжения при летнем режиме $^{\circ}\text{C}$, [4].

$$G_{ГВС}^л = \frac{860 \cdot 51,2}{70 - (10 + 15)} = 974 \text{ т/ч}$$

11. Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию

- для максимально-зимнего режима по формуле (8.13):

$$G_{o.г} = \frac{860 \cdot (Q_o + Q_г)}{t_1 - t_2}, \quad (8.13)$$

$$G_{o.г} = \frac{860 \cdot (189,5 + 25,27)}{114,9 - 57,86} = 3236 \text{ т/ч}$$

- для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.14):

$$G_{o.г} = \frac{860 \cdot Q_{o.г}}{t_1 - t_2}, \quad (8.14)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$G_{o.в} = \frac{860 \cdot 153,13}{114,9 - 57,86} = 2307 \text{ т/ч}$$

12. Расход сетевой воды внешними потребителями на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

- для максимально-зимнего режима по формуле (8.14):

$$G_{в.н} = G_{o.в} + G_{звс}, \quad (8.14)$$

$$G_{в.н} = 3236 + 0 = 3236 \text{ т/ч}$$

- для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.14):

$$G_{в.н} = G_{o.в} + G_{звс}, \quad (8.15)$$

$$G_{в.н} = 2307, +179 = 2487 \text{ т/ч}$$

- для летнего режима по формуле (8.14):

$$G_{в.н} = G_{o.в} + G_{звс}, \quad (8.14)$$

$$G_{в.н} = 0 + 974 = 974 \text{ т/ч}$$

13. Температура обратной сетевой воды после внешних потребителей

- для максимально-зимнего режима по формуле (8.15):

$$t_{обп}^{nod} = t_2 - \frac{860 \cdot Q_{ГВС}^I}{G_{в.н} - \eta}, \quad (8.15)$$

$$t_{обп}^{nod} = 70 - \frac{860 \cdot 51,25}{3236 - 0,96} = 56,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- для режима и наиболее холодного месяца по формуле (8.16):

$$t_{обп}^{nod} = t_2 - \frac{860 \cdot Q_{ГВС}^I}{G_{в.н} - \eta}, \quad (8.16)$$

$$t_{обп}^{nod} = 57,86 - \frac{860 \cdot 51,25}{2487 - 0,96} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- проверяется для летнего режима по формуле (8.17):

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$t_{\text{обp}}^{\text{под}} = t_1 - \frac{860 \cdot Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}}}{G_{\text{звс}}^{\text{л}} - \eta}, \quad (8.17)$$

где η - КПД подогревателя во всех расчётах принимается равным 0,96% [4].

$$t_{\text{обp}}^{\text{под}} = 70 - \frac{860 \cdot 51,2}{974 - 0,96} = 24,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

14. Расход подпиточной воды для восполнения утечек в теплосети внешних потребителей

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.18):

$$G_{\text{ym}} = 0,01 \cdot K_{\text{mc}} \cdot G_{\text{в.н}}, \quad (8.18)$$

где K_{mc} –потери воды в закрытой системе теплоснабжения и в системе потребления принимается 1,5-2% часового расхода воды внешним потребителям [4].

$$G_{\text{ym}} = 0,01 \cdot 2,0 \cdot 3236 = 64,7 \text{ т/ч}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.19):

$$G_{\text{ym}} = 0,01 \cdot K_{\text{mc}} \cdot G_{\text{в.н}}, \quad (8.19)$$

$$G_{\text{ym}} = 0,01 \cdot 1,8 \cdot 2487 = 44,8 \text{ т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.20):

$$G_{\text{ym}} = 0,01 \cdot K_{\text{mc}} \cdot G_{\text{в.н}}, \quad (8.20)$$

$$G_{\text{ym}} = 0,01 \cdot 2,0 \cdot 973,7 = 19,4 \text{ т/ч}$$

Расход сырой воды, поступающей на химводоочистку

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.21):

$$G_{\text{с.в}} = 1,25 \cdot G_{\text{ym}}, \quad (8.21)$$

где 1,25-увеличение расхода сетевой воды в связи с её расходом на собственные нужды химводоочистки

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$G_{c.в} = 1,25 \cdot 64,7 = 80,9 \text{ т/ч}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.22):

$$G_{c.в} = 1,25 \cdot G_{ym} , \quad (8.22)$$

$$G_{c.в} = 1,25 \cdot 44,8 = 56 \text{ т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.23):

$$G_{c.в} = 1,25 \cdot G_{ym} , \quad (8.23)$$

$$G_{c.в} = 1,25 \cdot 19,4 = 24,3 \text{ т/ч}$$

15. Температура химически очищенной воды после подогревателя подпиточной воды, °С:

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.24):

$$t''_{x.o.в} = \frac{G_{yт}}{G'_{x.o.в}} \cdot (t'_{подп} - t''_{подп}) \cdot \eta + t'_{x.o.в}, \quad (8.24)$$

где $t'_{x.o.в}$, -температура сырой воды перед химводоочисткой рекомендуется принимать до 20 °С;

$t'_{подп}$ - температура подпиточной воды после деаэратора, °С;

$t''_{подп}$ - температура подпиточной воды после охладителя деаэрированной воды рекомендуется принимать равной 70 °С; [4].

$G'_{x.o.в}$ -предварительный принятый расход химически очищенной воды,т/ч [4]..

$$t''_{x.o.в} = \frac{64,7}{44} \cdot (104 - 70) \cdot 0,96 + 19 = 66,9 \text{ °С:}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.25):

$$t''_{x.o.в} = \frac{G_{yт}}{G'_{x.o.в}} \cdot (t'_{подп} - t''_{подп}) \cdot \eta + t'_{x.o.в}, \quad (8.25)$$

$$t''_{x.o.в} = \frac{44,8}{44} \cdot (104 - 70) \cdot 0,96 + 19 = 52,3 \text{ °С:}$$

-для летнего режима по формуле (8.26):

$$t''_{x.o.в} = \frac{G_{yт}}{G'_{x.o.в}} \cdot (t'_{подп} - t''_{подп}) \cdot \eta + t'_{x.o.в}, \quad (8.26)$$

$$t''_{x.o.в} = \frac{19,4}{22} \cdot (104 - 70) \cdot 0,98 + 19 = 48,3 \text{ °С}$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Температура химически очищенной воды

-для максимально зимнего режима по формуле (8.27):

$$t_{x.o.b} = \frac{G_{гр}^{под}}{G'_{x.o.b}} \cdot (t_1^{B.K} - t''_{гр}) \cdot \eta + t''_{x.o.b}, \quad (8.27)$$

где $G_{гр}^{под}$ -расход греющей воды на подогреватель химически очищенной воды им следует предварительно задаваться, т/ч;

$t_1^{B.K}$ -температура воды на выходе из водогрейного котла, °С;

$t''_{гр}$ - температура греющей воды после подогревателя химически очищенной воды рекомендуется принимать на 4-6 °С выше температуры насыщения [4].

$$t_{x.o.b} = \frac{20}{44} \cdot (110 - 92) \cdot 0,96 + 64 = 65,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.28):

$$t_{x.o.b} = \frac{G_{гр}^{под}}{G'_{x.o.b}} \cdot (t_1^{B.K} - t''_{гр}) \cdot \eta + t''_{x.o.b}, \quad (8.28)$$

$$t_{x.o.b} = \frac{20}{44} \cdot (110 - 92) \cdot 0,96 + 52,3 = 65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

-для летнего режима по формуле (8.29):

$$t_{x.o.b} = \frac{G_{гр}^{под}}{G'_{x.o.b}} \cdot (t_1^{B.K} - t''_{гр}) \cdot \eta + t''_{x.o.b}, \quad (8.29)$$

$$t_{x.o.b} = \frac{8}{22} \cdot (110 - 92) \cdot 0,96 + 48 = 60$$

Температура сырой воды перед химводоочисткой

-для максимально-зимнего режима наиболее холодного месяца по формуле (8.30):

$$t'_{x.o.b} = \frac{G_{гр}^{под}}{G_{c.с}} \cdot (t'_{гр} - t''_{подп}) \cdot \eta + t_{c.с}, \quad (8.30)$$

$$t'_{x.o.b} = \frac{20}{80,9} \cdot (110 - 70) \cdot 0,96 + 5 = 12,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.31)

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$t'_{x.o.b} = \frac{G_{zp}^{nod}}{G_{c.6}} \cdot (t'_{гр} - t''_{подп}) \cdot \eta + t_{c.6}, \quad (8.31)$$

$$t'_{x.o.b} = \frac{20}{56} \cdot (110 - 70) \cdot 0,98 + 5 = 15,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

-для летнего режима по формуле (8.32):

$$t'_{x.o.b} = \frac{G_{zp}^{nod}}{G_{c.6}} \cdot (t'_{гр} - t''_{подп}) \cdot \eta + t_{c.6}, \quad (8.32)$$

$$t'_{x.o.b} = \frac{8}{24,2} \cdot (110 - 70) \cdot 0,98 + 15 = 24,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расход греющей воды на подогреватель

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.33):

$$G_{zp}^{\partial} = \frac{G_{ут} \cdot t'_{подп} - G'_{x.o.b} \cdot t_{x.o.b}}{t_1^{B.K}} \quad (8.33)$$

$$G_{zp}^{\partial} = \frac{64,7 \cdot 70 - 44 \cdot 70,4}{110} = 13 \text{ Т/ч}$$

-для наиболее холодного месяца по формуле (8.34):

$$G_{zp}^{\partial} = \frac{G_{ут} \cdot t'_{подп} - G'_{x.o.b} \cdot t_{x.o.b}}{t_1^{B.K}} \quad (8.34)$$

$$G_{zp}^{\partial} = \frac{44,8 \cdot 70 - 44 \cdot 65}{110} = 2,5 \text{ Т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.35):

$$G_{гр}^{\partial} = \frac{G_{ут} \cdot t'_{подп} - G'_{x.o.b} \cdot t_{x.o.b}}{t_1^{B.K}} = \frac{19,4 \cdot 70 - 20 \cdot 60}{110} = 0,345 \text{ Т/ч}$$

Расход хим. очищенной воды на подпитку сети, т/ч:

-для максимально-зимнего режима и холодного месяца по формуле (8.36):

$$G_{x.v.o} = G_{ут} - G_{гр}^{\partial}, \quad (8.36)$$

$$G_{x.v.o} = 64,7 - 13 \\ = 51,7 \text{ Т/ч}$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

-для наиболее холодного месяца по формуле (8.37)

$$G_{x.v.o} = G_{yt} - G_{gp}^d, \quad (8.37)$$

$$G_{x.v.o} = 44,8 - 2,5 = 42,3 \text{ т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.38):

$$G_{x.v.o} = G_{yt} - G_{gp}^d, \quad (8.38)$$

$$G_{x.v.o} = 19,4 - 0,4 = 19 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$$

19. Расход теплоты на подогрев сырой воды, МВт:

-для максимально-зимнего режима и наиболее холодного месяца по формуле (8.39):

$$Q_{c.v} = 0,00116 \cdot \frac{G_{c.v}}{\eta} \cdot (t'_{x.o.s} - t_{c.v}) \quad (8.39)$$

$$Q_{c.v} = 0,00116 \cdot \frac{80,9}{0,96} \cdot (12,1 - 5) = 0,69 \text{ МВт}$$

-для наиболее холодного месяца по формуле (8.40):

$$Q_{c.v} = 0,00116 \cdot \frac{G_{c.v}}{\eta} \cdot (t'_{x.o.s} - t_{c.v}), \quad (8.40)$$

$$Q_{c.v} = 0,00116 \cdot \frac{56}{0,96} \cdot (15,2 - 5) = 0,676 \text{ МВт}$$

-для летнего режима по формуле (8.41):

$$Q_{c.v} = 0,00116 \cdot \frac{G_{c.v}}{\eta} \cdot (t'_{x.o.s} - t_{c.v}), \quad (8.41)$$

$$Q_{c.v} = 0,00116 \cdot \frac{24,2}{0,96} \cdot (24 - 15) = 0,263 \text{ МВт}$$

20. Расход теплоты на подогрев химически очищенной воды

для максимально-холодного режима по формуле (8.42)

$$Q_{x.o.v} = 0,00116 \cdot \frac{G_{x.o.v}}{\eta} \cdot (t_{x.o.v} - t''_{x.o.s}), \quad (8.42)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$Q_{x.o.B} = 0,00116 \cdot \frac{51,7}{0,96} \cdot (70,4 - 66,9) = 0,218 \text{ МВт}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.43):

$$Q_{x.o.B} = 0,00116 \cdot \frac{G_{x.o.B}}{\eta} \cdot (t_{x.o.B} - t''_{x.o.B}), \quad (8.43)$$

$$Q_{x.o.B} = 0,00116 \cdot \frac{42,3}{0,96} \cdot (65 - 52,3) = 0,649 \text{ МВт}$$

-для летнего режима по формуле (8.44):

$$Q_{x.o.B} = 0,00116 \cdot \frac{G_{x.o.B}}{\eta} \cdot (t_{x.o.B} - t''_{x.o.B}), \quad (8.44)$$

$$Q_{x.o.B} = 0,00116 \cdot \frac{19}{0,96} \cdot (60 - 48) = 0,275 \text{ МВт}$$

21.Расход теплоты на подогреватель

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.45):

$$Q_{\Pi} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{ГР}}^{\text{Д}}}{\eta} \cdot (t_1^{\text{В.Х}} - t''_{\text{ПОД}}), \quad (8.45)$$

$$Q_{\Pi} = 0,00116 \cdot \frac{13}{0,96} \cdot (110 - 70) = 0,46 \text{ МВт}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.46):

$$Q_{\Pi} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{ГР}}^{\text{Д}}}{\eta} \cdot (t_1^{\text{В.Х}} - t''_{\text{ПОД}}), \quad (8.46)$$

$$Q_{\Pi} = 0,00116 \cdot \frac{2,5}{0,96} \cdot (110 - 70) = 0,09 \text{ МВт}$$

-для летнего режима по формуле (8.47):

$$Q_{\Pi} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{ГР}}^{\text{Д}}}{\eta} \cdot (t_1^{\text{В.Х}} - t''_{\text{ПОД}}), \quad (8.47)$$

$$Q_{\Pi} = 0,00116 \cdot \frac{0,345}{0,96} \cdot (110 - 70) = 0,01 \text{ МВт}$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

22.Расход теплоты на подогрев химически очищенной воды в охладителе (подогревателе подпиточной воды)

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.47):

$$Q_{\text{охл}} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{х.о.в}}}{\eta} \cdot (t''_{\text{х.о.в}} - t'_{\text{х.о.в}}), \quad (8.47)$$

$$Q_{\text{охл}} = 0,00116 \cdot \frac{51}{0,96} \cdot (64 - 12,1) = 3,2 \text{ МВт}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.48):

$$Q_{\text{охл}} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{х.о.в}}}{\eta} \cdot (t''_{\text{х.о.в}} - t'_{\text{х.о.в}}), \quad (8.48)$$

$$Q_{\text{охл}} = 0,00116 \cdot \frac{42,7}{0,96} \cdot (52,5 - 15,2) = 1,8 \text{ МВт}$$

-для летнего режима по формуле (8.49):

$$Q_{\text{охл}} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{х.о.в}}}{\eta} \cdot (t''_{\text{х.о.в}} - t'_{\text{х.о.в}}), \quad (8.49)$$

$$Q_{\text{охл}} = 0,00116 \cdot \frac{19}{0,96} \cdot (48 - 24) = 0,5 \text{ МВт}$$

23.Суммарный расход теплоты, необходимый в водогрейных котлах

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.50):

$$\Sigma Q = Q + Q_{\text{с.в}} + Q_{\text{х.о.в}} + Q_n - Q_{\text{охл}}, \quad (8.50)$$

$$\Sigma Q = 277,9 + 0,69 + 0,218 + 0,46 - 3,25 = 276 \text{ МВт}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.51):

$$\Sigma Q = Q + Q_{\text{с.в}} + Q_{\text{х.о.в}} + Q_n - Q_{\text{охл}}, \quad (8.51)$$

$$\Sigma Q = 215,6 + 0,675 + 0,649 + 0,09 - 1,8 = 215,1 \text{ МВт}$$

для летнего режима по формуле (8.52):

$$\Sigma Q = Q + Q_{\text{с.в}} + Q_{\text{х.о.в}} + Q_n - Q_{\text{охл}}, \quad (8.52)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$\Sigma Q = 51 + 0,263 + 0,275 + 0,01 - 0,5 = 51,1 \text{ МВт}$$

24. Расход воды через водогрейные котлы

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.53):

$$G_k = \frac{860 \cdot \Sigma Q}{t_1^{в.к} - t_2^{в.к}}, \quad (8.53)$$

$$G_k = \frac{860 \cdot 276}{110 - 80} = 7912 \text{ т/ч}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.54):

$$G_k = \frac{860 \cdot \Sigma Q}{t_1^{в.к} - t_2^{в.к}}, \quad (8.54)$$

$$G_k = \frac{860 \cdot 215,1}{110 - 80} = 6166 \text{ т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.55):

$$G_k = \frac{860 \cdot \Sigma Q}{t_1^{в.к} - t_2^{в.к}}, \quad (8.55)$$

$$G_k = \frac{860 \cdot 51,1}{110 - 80} = 1462 \text{ т/ч}$$

25. Расход воды на циркуляцию

-для максимально-зимнего режима по формуле (8.56):

$$G_{\text{рец}} = \frac{G_k \cdot (t_2^{в.к} - t_{\text{обр}}^{\text{под}})}{t_1^{в.к} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}}, \quad (8.56)$$

$$G_{\text{рец}} = \frac{7912 \cdot (80 - 56,3)}{110 - 56,3} = 3491 \text{ т/ч}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.57):

$$G_{\text{рец}} = \frac{G_k \cdot (t_2^{в.к} - t_{\text{обр}}^{\text{под}})}{t_1^{в.к} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}}, \quad (8.58)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$G_{\text{рец}} = \frac{6166 \cdot (80 - 40)}{110 - 40} = 3523 \text{ т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.59):

$$G_{\text{рец}} = \frac{G_{\text{к}} \cdot (t_2^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}})}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}}, \quad (8.59)$$

$$G_{\text{рец}} = \frac{1462 \cdot (80 - 55,1)}{110 - 24,9} = 946,6 \text{ т/ч}$$

Расход воды по перепускной линии

-для максимально-зимнего периода по формуле (8.60):

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{вн}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t_1)}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}}, \quad (8.60)$$

$$G_{\text{пер}} = \frac{3236 \cdot (110 - 105)}{110 - 56,3} = 301 \text{ т/ч}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.61):

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{вн}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t_1)}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}}, \quad (8.61)$$

$$G_{\text{пер}} = \frac{2487 \cdot (110 - 105)}{110 - 40} = 177,6 \text{ т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.62):

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{вн}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t_1)}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}}, \quad (8.62)$$

$$G_{\text{пер}} = \frac{973 \cdot (110 - 70)}{110 - 24,9} = 458,2 \text{ т/ч}$$

Расход сетевой воды от внешних потребителей через обратную линию

-для максимально-зимнего периода по формуле (8.63):

$$G_{\text{обр}} = G_{\text{вн}} - G_{\text{ум}}, \quad (8.63)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$G_{\text{обр}} = 3236 - 64,7 = 3171,3 \text{ Т/ч}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.64):

$$G_{\text{обр}} = G_{\text{вн}} - G_{\text{ут}}, \quad (8.64)$$

$$G_{\text{обр}} = 2487 - 44,8 = 2442,2 \text{ Т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.65):

$$G_{\text{обр}} = G_{\text{вн}} - G_{\text{ут}}, \quad (8.65)$$

$$G_{\text{обр}} = 973,7 - 19,4 = 954,3 ,$$

Расчетный расход воды через котлы

-для максимально-зимнего периода по формуле (8.66):

$$G'_k = G_{\text{вн}} + G_{\text{зр}}^{\text{nod}} + G_{\text{рец}}, \quad (8.66)$$

$$G'_k = 3236 + 20 + 3491 = 6747 \text{ Т/ч}$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.67):

$$G'_k = G_{\text{вн}} + G_{\text{зр}}^{\text{nod}} + G_{\text{рец}}, \quad (8.67)$$

$$G'_k = 2487 + 20 + 3523,4 = 5852,8 \text{ Т/ч}$$

-для летнего режима по формуле (8.68):

$$G'_k = G_{\text{вн}} + G_{\text{зр}}^{\text{nod}} + G_{\text{рец}},$$

$$G'_k = 973,7 + 8 + 946,6 = 1470,1 \text{ Т/ч}$$

Расход воды, поступающей к внешним потребителям по прямой линии

-для максимально-зимнего периода по формуле (8.69):

$$G' = G'_k - G_{\text{зр}}^{\text{д}} - G_{\text{рец}} + G_{\text{пер}}, \quad (8.69)$$

$$G' = 6747 - 13 - 3491 + 0 = 3243 \text{ Т/ч}$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.70):

$$G' = G'_k - G_{зр}^{\partial} - G_{рец} + G_{пер}, \quad (8.70)$$

$$G' = 5852,8 - 2,5 - 3523,4 + 176,8 = 2503,7,$$

-для летнего режима по формуле (8.71):

$$G' = G'_k - G_{зр}^{\partial} - G_{рец} + G_{пер}, \quad (8.71)$$

$$G' = 1470,1 - 0,4 - 946,6 + 458 = 981,1,$$

26. Разница между найденным ранее и уточненным расходом воды внешними потребителями [42]:

-для максимально-зимнего периода по формуле (8.72):

$$\Delta = \left| \frac{G_{вн} - G'}{G_{вн}} \right| \cdot 100\%, \quad (8.72)$$

$$\Delta = \left| \frac{3236 - 3243}{3236} \right| \cdot 100\% = 0,2\%$$

-для режима наиболее холодного месяца по формуле (8.73):

$$\Delta = \left| \frac{G_{вн} - G'}{G_{вн}} \right| \cdot 100\%, \quad (8.73)$$

$$\Delta = \left| \frac{248,7 - 2580}{2487} \right| \cdot 100\% = 0,6\%,$$

-для летнего режима по формуле (8.74):

$$\Delta = \left| \frac{G_{вн} - G'}{G_{вн}} \right| \cdot 100\%, \quad (8.74)$$

$$\Delta = \left| \frac{973,7 - 981,1}{973,7} \right| \cdot 100\% = 0,75\%$$

Результаты расчета тепловой схемы занесём в таблицу 8.2

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Таблица 8.2 - Результаты расчета тепловой схемы

Физическая величина	Обозначение	Значение величины при характерных режимах работы котельной		
		Максимально-зимний	Наиболее холодного месяца	Летний
Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию	$K_{o.в}$	1	0,713	–
Температура воды в подающей линии на нужды отопления и вентиляции, С°	t_1	110	114,9	70
Температура обратной сетевой воды после систем отопления и вентиляции, С°	t_2	80	57,86	-
Отпуск теплоты на отопление и вентиляцию, МВт	$Q_{o.в}$	214,7	153,13	–
Суммарный расход теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, МВт	Q	277,9	216,3	51,2
Расход воды в подающей линии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, т/ч	$G_{в.н}$	3236	2487	973
Температура обратной воды после внешних потребителей, С°	$t_{обр}^{под}$	56,3	40	24,9
Расход подпиточной воды для восполнения утечек в теплосети внешних потребителей, т/ч	$G_{ум}$	64,7	44,8	19,4
Количество сырой воды, поступающее на ХВО, т/ч	$G_{с.в}$	80,9	56	24,3
Температура химически очищенной воды после подогревателя, С°	$t''_{x.o.в}$	66,9	52,3	48
Суммарный расход теплоты, который необходимо получить в котлах, МВт	ΣQ	276	215,1	51,1
Температура химически очищенной воды, поступающей в подогреватель, С°	$t_{x.o.в}$	70,4	65	60
Проверка температуры сырой воды перед химводоочисткой	$t'_{x.o.в}$	12,1	15,2	24
Расход греющей воды на подогреватель, т/ч	$G_{гр}$	13	2,5	0,345
Расход воды через водогрейные котлы, т/ч	G_k	7912	6166	1462
Расход воды на рециркуляцию, т/ч	$G_{рец}$	3491	3523,4	946,6
Расход воды по перепускной линии, т/ч	$G_{пер}$	0	177,6	458,2
Расход сетевой воды через обратную линию, т/ч	$G_{обр}$	3171,3	2442,2	954,3
Расчетный расход воды через котлы, т/ч	G'_k	6747	5852,8	1470,1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.654.13. ПЗ

Лист

55

9 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

Выбор вентилятора

По рекомендованной документации по котлу выбираем вентилятор Ц-14-46-4
таблица 9.1.

Таблица 9.1 - Паспортные данные на дутьевой вентилятор Ц-14-46-4 [22]

Наименование оборудования	Тип	Характеристика
Вентилятор дутьевой	ВЦ-14-46-4	$Q=10 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{час}$; $H=100 \text{ мм. В.ст.}$ $P=1440 \text{ об/мин}$, 10 кВт

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ

- Вентиляторы типа ВЦ 14-46 выполнены по аэродинамической схеме ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского и изготавливаются в соответствии с ГОСТ 10616-90 и ТУ 4861-024-54365100-2006.

- Устройство вентиляторов соответствует исполнению 1 по ГОСТ 5976-90. Вентилятор состоит из спирального корпуса, рабочего колеса, профилированного коллектора, входного патрубка, станины, электродвигателя. Спиральный корпус представляет собой неразъемный узел и крепится к станине болтами, что позволяет устанавливать его в любое из положений

- Детали и узлы вентиляторов общего назначения изготовлены из углеродистой стали обыкновенного качества ГОСТ380-88; вентиляторов К – корпус и рабочее колесо из стали 12Х18Н10Т, станина из углеродистой стали.

- Рабочее колесо состоит из переднего и заднего дисков, листовых лопаток и ступицы.

- Принцип работы вентилятора заключается в передаче механической энергии от вращаемого электродвигателем рабочего колеса потоку воздуха путем аэродинамического воздействия на него лопаток колеса. Выйдя из рабочего колеса и пройдя спиральный диффузор корпуса, поток воздуха с более высоким давлением

Аэродинамические характеристики для вентиляторов, перемещающих воздух при номинальных условиях: - плотность 1,2 кг/м³ - барометрическое давление 101,4 кПа - температура 20 С - относительная влажность 50%

Ответственность за выбор вентилятора для конкретной вентиляционной сети, а также за выбор коррозионностойкого вентилятора из стали 12Х18Н10Т для агрессивной среды заданного состава несет проект

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

10 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение и повышение энергоэффективности экономики сегодня одна из самых основных проблем. Активное потребление природного топлива (такого как нефть, газ, уголь) крайне отрицательно отражается на экологическом балансе Земли. Именно в этом причина изменений климата и повышенной концентрации парниковых газов в атмосфере.

Мероприятия по энергосбережению могут быть разными. Один из самых действенных способов увеличения эффективности использования энергии – применение современных технологий энергосбережения[1].

Для водогрейных котельных актуальными являются следующие мероприятия:

- применение горелочных устройств, обеспечивающих низкий выход оксидов азота и других токсичных компонентов;

- внедрение эффективной и надежной автоматики регулирования и защиты котлоагрегатов, вспомогательного и общекотельного оборудования;

- внедрение автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами производства и отпуска теплоты, учета потребления топлива и электроэнергии, отпуска тепловой энергии потребителям на базе современной микропроцессорной техники;

- корректировка управления процессами горения топлива по оптимальной сумме потерь теплоты с химическим недожогом и уходящими газами на основе внедрения регулируемого электропривода тягодутьевых машин;

- применение современных технологий химической подготовки подпиточной, сетевой и котловой воды;

- внедрение электронасосных установок с широким диапазоном рабочих характеристик и применением регулируемого электропривода;

- оборудование котельных эффективными утилизаторами теплоты уходящих дымовых газов, сбрасываемых потоков воды, пара и конденсата.

Энергосбережение особенно актуально для разного рода механизмов, часто работающих с пониженной нагрузкой: насосов, вентиляторов, конвейеров и т.д. Такие технологии энергосбережения, как использование электроприводов и средств автоматизации, могут быть внедрены в сфере ЖКХ. Энергосбережение предприятий также может быть обеспечено благодаря принятию этих мер. Речь идет об их автоматизации и повышению безопасности и эффективности работы устаревшего оборудования (лифтов, вентиляционных установок и т.д.).

Мероприятия по энергосбережению позволяют решить целый комплекс задач: сэкономить большое количество энергоресурсов, решить актуальные проблемы отечественного ЖКХ, увеличить эффективность предприятий и снизить нагрузку на окружающую среду. Вне всякого сомнения, повсеместное использование технологий энергосбережения – лишь вопрос времени.

Традиционные централизованные системы теплоснабжения на сегодняшний день в городах и регионах нашей страны имеют достаточно высокую степень износа. В большинстве случаев срок эксплуатации превысил 30 летний порог. Дальнейшее развитие этих систем отстает от роста потребления тепла и требует

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

значительных капитальных долгосрочных вложений (срок окупаемости составляет более 10 лет). Их еще нельзя назвать экономически выгодными. Центральные котельные, обеспечивающие теплом города и поселки, также имеют достаточно солидный возраст. Кроме того, они, как правило, располагаются на значительном расстоянии от центральных тепловых пунктов жилых микрорайонов и кварталов. Нередко протяженность теплотрасс от таких котельных исчисляется километрами. Зачастую мощные котельные строились, на каких либо предприятиях с целью обеспечения теплом, как самого предприятия, так и городских кварталов. В настоящее время на многих предприятиях такого рода процессы производства значительно сокращены, и котельные загружены на 20-30% своей мощности, а природный газ сжигают при этом на все 100%. Да и оборудование на таких котельных устарело уже и морально и физически, обладает очень низким КПД. Низкий уровень автоматизации старых котельных требует постоянного присутствия сменного персонала. Из-за большой инерционности централизованная система отопления не может чутко реагировать на изменения наружной температуры. Все вышеперечисленное требует больших финансовых расходов, которые ложатся на жителей и на городской бюджет.

Модернизация водогрейных котельных современными автоматическими системами управления нового поколения на центральных тепловых распределительных пунктах в микрорайонах и кварталах жилых поселков и городов приводит к следующим положительным результатам:

- автоматическая котельная нового поколения обладает КПД до 93%, а также значительно быстрее реагирует на колебания температуры окружающей среды, что приводит к экономии энергоносителей по сравнению с существующим на сегодня расходом в крупных котельных;
- расход электроэнергии автоматизированных котельных в пересчете на единицу отпускаемой тепловой энергии по сравнению с существующими котельными значительно сокращается;
- сокращается обслуживающий персонал котельной до минимально необходимого дежурного персонала;
- значительно сокращаются ежегодные расходы на капитальный ремонт.

В данном проекте тоже применяются энергосберегающие технологии. Основным является применение энергосберегающих средств регулирования.

Тягодутьевые машины потребляют около 60% электроэнергии собственных нужд котельных. Поэтому регулирование их режимных параметров оказывает существенное влияние на мощность и экономичность работы котельных установок. Обычно производительность вентилятора изменяется установкой, уменьшая или увеличивая сопротивления потоку воздуха. Двигатель же все это время продолжает работать в номинальном режиме.

Применение преобразователя частоты имеет ряд преимуществ:

- регулирование скорости вращения от «0» до номинальной и выше номинальной;
- плавный разгон и торможение;
- ограничение тока на уровне номинального в пусковых, рабочих режимах;

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

- увеличение срока службы механической и электрической частей оборудования;
- высвобождение части оборудования (например, заслонок).

Основным назначением тягодутьевых механизмов является поддержание оптимального режима горения в топке котла. Под понятием оптимального режима здесь подразумевается поддержание оптимального соотношения «топливо-воздух» и создание наиболее благоприятных условий для полного сгорания топлива. Для выполнения этого условия необходимо с одной стороны подать нужное количество воздуха в топку – с другой стороны с заданной интенсивностью извлекать из нее продукты горения.

Поскольку график нагрузки водогрейной котельной достаточно неравномерный, уменьшение производительности, как вентилятора позволит сэкономить до 70% электроэнергии, идущей на приведение в действие этих механизмов.

Одним из основных потребителей электроэнергии в системах отопления являются насосы. Чем больше электроэнергии тратится на привод насосов, тем выше себестоимость воды, и тем больше приходится платить потребителю воды. Количество электроэнергии, затрачиваемой на подачу одного кубометра воды, зависит от напора, создаваемого насосом, и от коэффициента полезного действия насоса. Высокое значение КПД насоса закладывается на стадии проектирования насоса при разработке профилей его проточной части. Спроектированные профили необходимо изготовить с высокой степенью точности, так как отклонения реального профиля от заданного сведут на нет все усилия по его разработке и не позволят получить высоких значений КПД насоса. К тому же для достижения высоких значений КПД поверхности изготовленных профилей должны быть гладкими. Все это требует использования высоких технологий при разработке и изготовлении насосов. Такие фирмы, как Grundfos, Kolmeks, Wilo и другие ведущие европейские производители насосов, с целью улучшения качества поверхностей каналов используют для изготовления рабочих колес высококачественное чугунное литье, пластмассы или изготавливают их методом штампования из нержавеющей сталей. При этом используются дорогостоящие технологии, что позволяет изготавливать профили с высокой степенью точности и с гладкой поверхностью. Все это обеспечивает высокое значение КПД, а также высокую стабильность и повторяемость характеристик насосов.

Улучшение конструкций насосов, связанное с повышением требований к экономичности, развивается по следующим направлениям:

- применение многоступенчатых насосов, имеющих более благоприятные, чем у одноступенчатых насосов, профили гидравлических каналов ступени для заданных условий;
- общее улучшение конструкции всех типов насосов, с гидравлической точки зрения, достигаемое, во-первых, обеспечением лучшей обтекаемости рабочих органов насоса и, во-вторых, установлением оптимальных пропорций различных каналов насоса, или отношения скоростей, для получения максимума требуемом режиме;
- важным фактором, способствовавшим повышению КПД и сохранению высокого значения его при длительной эксплуатации насоса, является недопущение кавитации, достигаемое путем соответствующего улучшения конструкции насоса,

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

а также недопущением коррозии за счет применения соответствующих материалов;

- оснащение насосов электродвигателями с электронными преобразователями частоты тока, позволяющими изменять характеристику насосов по заданному алгоритму.

Высокое значение КПД насоса и устойчивые к коррозии материалы, примененные в насосе, послужат хорошим залогом энергосбережения.

Следующим обстоятельством, которое непременно следует принимать во внимание при выборе насоса, это совпадение номинального расхода воды в системе водоснабжения с оптимальной подачей насоса, соответствующей максимальному значению КПД, при этом насос должен иметь минимальный запас по напору. Этот запас неизбежен для компенсации отклонения реального гидравлического сопротивления системы от расчетной величины и выбирается, как правило, на основе личного опыта проектировщика.

Насосы комплектуются системой частотного регулирования, что позволяет дополнительно сэкономить до 50% электроэнергии и до 20% воды.

В случае необходимости она сжигает различные газы и жидкие топлива параллельно в одном факеле — в самых разных сочетаниях. Возможности горелок с выносным дутьевым вентилятором значительно больше.

Высокая энергетическая эффективность надёжность и низкие расходы на обслуживание — это результат постоянного совершенствования автоматической системы в течение многих лет [41].

										13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							61

11 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Развитие общества и сопутствующее ему развитие экономики, промышленного производства, наряду с положительным воздействием достижений науки и технологий на жизнь общества, оказывают определенный вред окружающей среде, причем часто последствия этого отрицательного воздействия могут привести не к локальным, а глобальным экологическим катастрофам.

Защита воздушного бассейна от выбросов промышленных предприятий и энергетических объектов является одной из важнейших проблем современного производства. Загрязнение воздушной среды может вызвать нарушения экологических систем, ухудшить санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха и нанести ущерб экономике.

Выбросы в атмосферу при сжигании ископаемого топлива зависят не только от вида топлива, но от того, насколько эффективно оно используется. Газообразное топливо обычно сжигается легче и эффективнее, чем уголь или нефть. Утилизация сбросной теплоты от отходящих газов в случае природного газа осуществляется также проще, так как топочный газ не загрязнен твердыми частицами или агрессивными соединениями серы. Благодаря химическому составу, простоте и эффективности использования природный газ может внести существенный вклад в снижение выбросов диоксида углерода путем замены им ископаемых видов топлив. В рассматриваемой работе реконструкция водогрейного котельного агрегата ЧГРЭС ТЭЦ-4 будет работать на природном газе (резервное топливо-газ), поэтому в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%).

Образование окислов азота в топках происходит главным образом в результате окисления азота воздуха при высоких температурах, а также при разложении и окислении азотсодержащих соединений, входящих в состав топлива. В дымовых газах котлоагрегатов окислы азота обычно состоят на 95...99% из окиси азота NO и лишь на 1...5% из двуокиси азота NO₂.

Методы подавления образования окислов азота в топках котлов:

- Снижение избытка воздуха;
- Рециркуляция дымовых газов;
- Двухстадийное (двухступенчатое) сжигание;
- Снижение подогрева воздуха;
- Организация факельного процесса горения;
- Подача воды и пара в зону горения. [36]

Очистка дымовых газов от окислов азота

Окислы азота принципиально можно удалять из дымовых газов. Но это направление не получило широкого промышленного развития из-за большой сложности по сравнению с очисткой от окислов серы. Это связано с более низкой концентрацией окислов азота в дымовых газах и их более высокой химической устойчивостью (особенно окиси азота). Очистку дымовых газов

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

от окислов азота можно осуществить:

1) улавливанием окислов азота с последующей их переработкой в товарные продукты (азотная кислота, концентраты окислов азота и азотные соли);
2) восстановлением окислов азота до нетоксичных составляющих. Первый вариант можно реализовать методами абсорбции и адсорбции. Одним из наиболее распространенных абсорбционных методов является щелочное поглощение окислов азота. В качестве щелочных поглотителей могут быть использованы Na_2CO_3 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Можно также в качестве поглотителя использовать окись магния.

Из адсорбционных методов очистки наиболее перспективны адсорбция силикагелем ($\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) и торфощелочными сорбентами. В настоящее время все перечисленные методы находятся в стадии опытно-промышленных исследований. Наиболее перспективен метод адсорбции силикагелем. Он позволяет получить в качестве побочных продуктов азотную кислоту (HNO_3) и концентраты окислов азота.

Для очистки дымовых газов котлов от окислов азота применяют селективный некаталический (СНКВ) и каталический (СКВ) методы восстановления NO_x до молекулярного азота. В качестве восстановителя используют аммиак. Некаталитические методы проще и дешевле. Аммиак (аммиачная вода, карбамид) вводится в высокотемпературную ($900 \dots 1100 \text{ }^\circ\text{C}$) область газохода котла с газами рециркуляции, воздухом или паром. Сочетание технологических методов подавления образования окислов азота с методом СНКВ при сжигании угля дает возможность снизить концентрацию окислов азота в дымовых газах до 300 мг/м^3 . Система каталитического восстановления NO_x является более эффективной. Химические реакции аммиака с NO и NO_2 эффективно протекают при температуре $900 \dots 1000 \text{ }^\circ\text{C}$. Наличие катализатора снижает температуру реакции до $340 \dots 380 \text{ }^\circ\text{C}$. В качестве катализатора используют следующие материалы: оксид титана, алюминия, кремния и смеси оксидов ванадия, молибдена, вольфрама.

Основным элементов СКВ-установки служит каталитический реактор. Он состоит из отдельных элементов ячеистой структуры, которые собираются в модули и устанавливаются в газоходе котла в несколько слоев [36].

11.1 Определение продуктов сгорания топлива

На водогрейной котельной на ТЭЦ-4 в г. Челябинске стоят 4 котла ПТВМ-100 каждый со своей дымовой трубой. Необходимо сделать конструктивный расчет дымовой трубы котельного агрегата.

4 котла водогрейной котельной работают на покрытие тепловых нагрузок в отопительном периоде в экстренных ситуациях если возникнут неисправности с энергоблоками. Основным топливом является природный газ газопровода Бухара-Урал -Челябинск.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Характеристика топлива по таблице 32[5]:

$$CO_2 = 0,14\%$$

$$CH_4 = 94,24\%$$

$$C_2H_6 = 2,5\%$$

$$C_3H_8 = 0,4\%$$

$$C_4H_{10} = 0,2\%$$

$$C_5H_{12} = 0,1\%$$

$$N_2 = 2,6\%$$

Низшая теплота сгорания газа: $Q_H^P = 36,746 \text{ МДж/м}^3$

Плотность газа $\rho_z = 0,752 \text{ кг/м}^3$ при температуре 0°C и давлении $0,10132 \text{ МПа}$.

Котел считаем газоплотным, поэтому коэффициент избытка воздуха принимаем $\alpha = 1,05$ $\alpha = \text{const} = 1,05$.

Теоретически необходимый объем воздуха при $\alpha = 1 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ для газообразного топлива по формуле (11.1):

$$V^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum (m + 0,25 \cdot n) \cdot C_m H_n - O_2], \quad (11.1)$$

где m, n – числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

$$V^0 = 0,0476 \left[\sum (1 + 0,25 \cdot 4)CH_4 + (2 + 0,25 \cdot 6)C_2H_6 + (3 + 0,25 \cdot 8)C_3H_8 + (4 + 0,25 \cdot 10)C_4H_{10} + (5 + 0,25 \cdot 12)C_5H_{12} \right] = 9,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания при $\alpha = 1 \text{ м}^3 / \text{м}^3$

- объем трехатомных газов по формуле (11.2):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + \sum m \cdot C_m H_n], \quad (11.2)$$

$$V_{RO_2} = 0,01(\sum (1 \cdot 94,2) + (2 \cdot 2,5) + (3 \cdot 0,4) + (4 \cdot 0,2) + (5 \cdot 0,1)) = 1,02 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

- объем двухатомных газов по формуле (11.3):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2, \quad (11.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,58 + 0,01 \cdot 2,6 = 7,60 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

- объем водяных паров по формуле (11.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.mл.}] + 0,0161 \cdot V^0 \quad (11.4)$$

где $d_{z.mл.}$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа.

при $t_{z.mл.} = 10^\circ \text{C}$ тогда можно подсчитать что: $d_{z.mл.} = 10 \text{ г/м}^3$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 (\sum (0,5 \cdot 4 \cdot 94,2 + 0,5 \cdot 6 \cdot 2,5 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,4 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,2 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10) + 0,016 \cdot 9,58) = 2,16 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем дымовых газов при нормальных условиях по формуле (11.5):

$$V_z = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (11.5)$$

$$V_{\Gamma} = 1,02 + 8,56 + 2,18 + (1,05 - 1) = 11,76 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м^3 топлива при условиях выхода по формуле (11.6):

$$V_{yx} = \frac{P_{ny} \cdot V_z \cdot T}{P \cdot T_{ny}}, \quad (11.6)$$

где $t_{yx} = 180^\circ \text{C}, = 453 \text{ K}$ – температура уходящих газов.

$$V_{yx} = \frac{101090 \cdot 11,76 \cdot 453}{97000 \cdot 273} = 19,26 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

11.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы

В зимний период считаем что работает 1 котлёл мощностью 100 МВт.

Расход топлива на 1 котёл по формуле (11.7) [37]:

$$B_p = \frac{Q}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (11.7)$$

где: $Q = 100 \text{ МВт}$ – тепловая мощность одного котла;

$\eta = 92\%$ - КПД котла [28].

$$B_p = \frac{100}{36,746 \cdot 0,92} = 2,99 \text{ м}^3 / \text{с}$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе 1 котла по формуле (11.8):

$$V = V_{yx} \cdot B, \quad (11.8)$$

$$V = 19,26 \cdot 2,99 = 57,58 \text{ м}^3 / \text{с}$$

11.3 Расчет выброса оксидов азота

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO₂.

Расчет выбросов оксидов азота ведется согласно методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах только для зимнего периода, так как котельная работает только в отопительный период [36].

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами по формуле (11.8):

$$M_{NO_2} = B_P \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2}^z \cdot \beta_K \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_\Gamma) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_{II}, \quad (11.8)$$

где: $K_{NO_2}^z$ - удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, $г/МДж$, для водогрейных котлов;

-удельный выброс оксидов азота по формуле (11.9):

$$K_{NO_2}^z = 0,0113 \cdot \sqrt{Q_T} + 0,03, \quad (11.9)$$

где: Q_T - фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, $МВт$ [37]:

-фактическая тепловая мощность котла по формуле (11.10):

$$Q_T = B_p \cdot Q_n^p, \quad (11.10)$$

$$Q_T = 2,99 \cdot 36,746 = 109,87 \text{ МДж/с}$$

$$K_{NO_2}^z = 0,0113 \cdot \sqrt{109,8} + 0,03 = 0,148 \text{ г/МДж}$$

$\beta_K = 1$ - безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

β_t - безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения по формуле (11.11):

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (t_{гв} - 30), \quad (11.11)$$

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (1000 - 30) = 2,94$$

где $t_{гв}$ - температура горячего воздуха °С;

$\beta_\alpha = 1$ - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота.

β_r - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота.

- безразмерный коэффициент по формуле (11.12):

$$\beta_r = 0,16 \cdot \sqrt{r}, \quad (11.12)$$

где r - степень рециркуляции дымовых газов.

$$\beta_r = 0,16 \cdot \sqrt{1} = 0,16$$

где $\beta_\delta = 0,01$ - безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру.

k_{II} - коэффициент пересчета, при определении выбросов в граммах в секунду $k_{II} = 1$ [37]:

$$M_{NO_2} = 2,99 \cdot 36,746 \cdot 0,148 \cdot 1 \cdot 2,94 \cdot 1 \cdot (1 - 0,16) \cdot (1 - 0,01) \cdot 1 = 39,8 \text{ г/с}$$

$$ПДК = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

11.4 Расчет минимальной высоты трубы

Даже после очистки в дымовых газах остаются вредные вещества, особенно газообразные, количество которых может значительно превосходить предельно допустимую концентрацию (ПДК) этих веществ в атмосфере. Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вредностей на уровне дыхания снижается до нормативного значения. К тому же

окислы азота и серы, попавшие в атмосферу, там не накапливаются, т.к. под действием ультрафиолетового излучения сравнительно быстро происходит самоочищение.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74, согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое C_m не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атм. воздухе по формуле (11.13) [10]:

$$C_m \leq \text{ПДК}, \quad (11.13)$$

В соответствии с этим уравнением минимально допустимая высота трубы H , м, при которой обеспечивается значение C_m , равное ПДК, при наличии Z труб одинаковой высоты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ($\Delta T > 0$), может быть рассчитана по формуле (11.14):

$$H = \sqrt{AFnm\eta \frac{M}{\text{ПДК}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}}, \quad (11.14)$$

где M – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

V_1 – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м³/с;

$A=160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной;

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

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

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

Задаем скорость газа на выходе из трубы по таблице 8-5[35]:

$$w_2 = 15 \text{ м/с}$$

Диаметр трубы по формуле (11.15) [35]:

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{w \cdot \pi}}, \quad (11.15)$$

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 57,58}{15 \cdot 3,14}} = 2,1 \text{ м}$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Принимаем диаметр устья дымовой трубы из стандартного ряда стальных труб $D_o = 2,2 м$, тогда скорость газа по формуле (11.16) [37]:

$$w_z = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2}, \quad (11.16)$$

$$w_z = \frac{4 \cdot 57,58}{3,14 \cdot 2,2^2} = 15 м/с$$

1) Задаем высоту трубы $h_1 = 70 м$ и находим значения коэффициентов m и n по формуле (11.17):

$$f = \frac{10^3 w_z^2 D_o}{h_1^2 \Delta T}, \quad (11.17)$$

-разность температур по формуле (11.18):

$$\Delta T = t_{\text{уход.газов}} + T - t_{\text{наружн.воздуха}} + T, \quad (11.18)$$

где $t_{\text{нар.воз.}}$ - принята при неблагоприятных условиях, то есть температура воздуха самой холодной пятидневки в г. Челябинске (СНиП Строительная климатология).

$$\Delta T = 180 + 273 - (-15,8 + 273) = 195,8 K$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 15^2 \cdot 2,2}{70^2 \cdot 195,8} = 0,51$$

Т.к. $f = 0,51 \leq 200$, то: m - находим по формуле (11.19):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (11.19)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,51} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,51}} = 0,99$$

v_m - определяем по формуле (11.20):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T / h_1}, \quad (11.20)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{57,58 \cdot 195,8 / 70} = 3,5$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Т.к. $v_m \geq 2$, то $n = 1$

$$h_1^p = \sqrt{\frac{160 \cdot 1,0 \cdot 0,99 \cdot 1 \cdot 39,8}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{57,58 \cdot 195,8}} = 57 \text{ м}$$

2) Задаем высоту трубы $h_2 = 60 \text{ м}$ и находим значения коэффициентов m и n .

$$f = \frac{10^3 \cdot 15^2 \cdot 2,2}{60^2 \cdot 195,8} = 0,7$$

Т.к. $f = 0,7 \leq 200$, то:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,7} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,7}} = 1,05$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{57,58 \cdot 195,8 / 60} = 3,7$$

Т.к. $v_m \geq 2$, то: $n = 1$

$$h_2^p = \sqrt{\frac{160 \cdot 1,0 \cdot 1,05 \cdot 1 \cdot 39,8}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{57,58 \cdot 195,8}} = 58,8 \text{ м}$$

3) Задаем высоту трубы $h_3 = 50 \text{ м}$ и находим значения коэффициентов m и n .

$$f = \frac{10^3 \cdot 15^2 \cdot 2,2}{50^2 \cdot 195,8} = 1,01$$

Т.к. $f = 1,01 \leq 200$, то:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,01} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,01}} = 0,93$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{57,58 \cdot 195,8 / 50} = 3,95$$

Т.к. $v_m \geq 2$, то: $n = 1$

$$h_3^p = \sqrt{\frac{160 \cdot 1,0 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 39,8}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{57,58 \cdot 195,8}} = 55 \text{ м}$$

Определение высоты дымовой трубы по найденным тречкам изобразим на графике 11.1

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

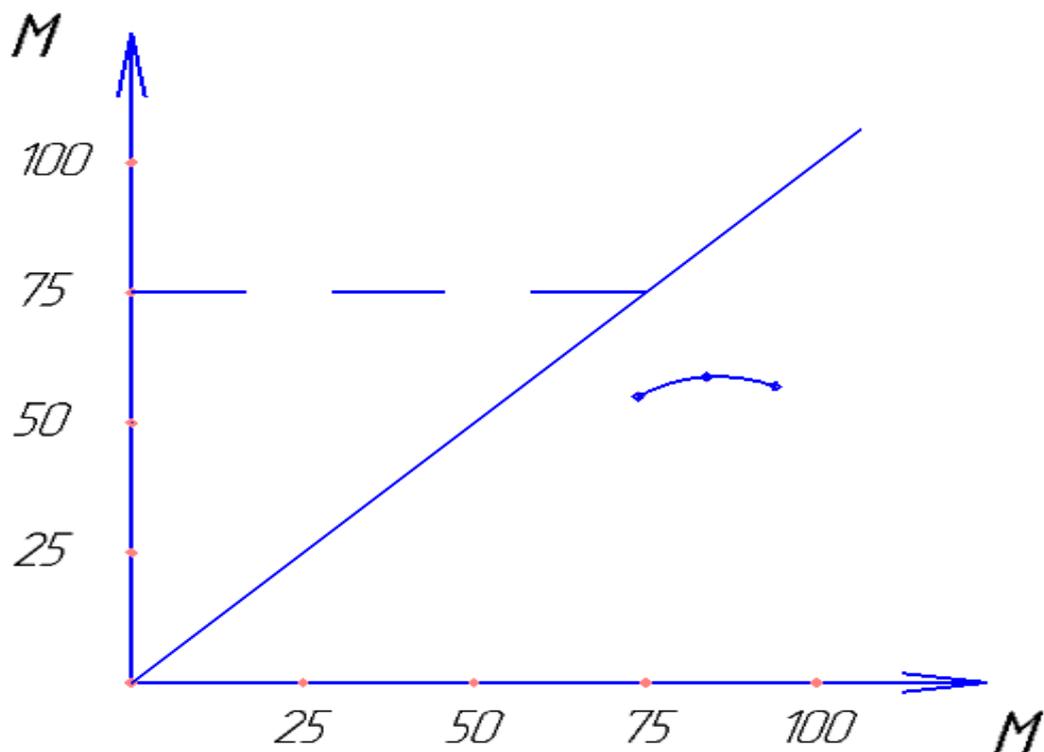


График 11.1 - Определение высоты дымовой трубы

По графику получается, что $h = 60$ м, следовательно, выбирается стальная труба высотой 75 м (из стандартного ряда труб) и диаметром устья 2,2 м. определяем по формуле (

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 15^2 \cdot 2,2}{75^2 \cdot 195,8} = 0,45$$

Т.к. $f = 0,45 \leq 200$, то:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,45} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,45}} = 1,06$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{57,58 \cdot 195,8 / 75} = 3,4$$

Т.к. $v_m \geq 2$, то: $n = 1$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 39,8 \cdot 1 \cdot 1,06 \cdot 1,0}{75^2 \cdot \sqrt[3]{57,58 \cdot 195,8}} = 0,05 \text{ мг/м}^3$$

Проверка: $h' = 75 \text{ м}$

$$f = \frac{10^3 \cdot 12^2 \cdot 2,2}{75^2 \cdot 194} = 0,45$$

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,45} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,45}} = 1,03$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{42,39 \cdot 194 / 75} = 3,1$$

Т.к. $v_m \geq 2$, то: $n = 1$

$$C^i_{NO_2} = \frac{160 \cdot 39,8 \cdot 1 \cdot 1,03 \cdot 1,0}{75^2 \cdot \sqrt[3]{57,58 \cdot 195,8}} = 0,05 \text{ мг/м}^3$$

$ПДК \geq C^i_{NO_2} = 0,05 \text{ мг/м}^3$ - расчет произведен, верно.

										Лист
										73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.654.13. ПЗ

12 АВТОМОТИЗАЦИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1 Автоматизация

Автоматизация технологических процессов является одним из главных направлений технического прогресса, повышения производительности труда и создания материально-технической базы построения развитого общества.

По уровню автоматизации теплоэнергетика занимает одно из ведущих мест среди других отраслей промышленности. Теплоэнергетические установки характеризуются непрерывностью протекающих в них процессов. При этом выработка тепловой и электрической энергии в любом момент времени должна соответствовать потреблению (нагрузке). Почти все операции на теплоэнергетических установках механизированы, а переходные процессы в них развиваются сравнительно быстро. Этим объясняется высокое развитие автоматизации в тепловой энергетике [41].

В качестве основы для реализации системы автоматического управления технологическим процессом (АСУ ТП) водогрейных котлов на Челябинской ГРЭС ТЭЦ-4, для решения всех задач, которые ставятся перед системой управления, применяется программно-технический комплекс (ПТК) на базе «Квинт» [39].

Описание ПТК.

Использован программно-технический комплекс (ПТК) «КВИНТ-СИ» разработки ОАО «НИИТЕПЛОПРИБОР» (г. Москва). ПТК имеет все необходимые сертификаты, включая сертификат качества ISO 9000-2001, а также обеспечивает выполнение требований таких как: РД 153-34.1-35.137-00. «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники»; РД 153-34.1-35.127-2002. «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых станций».

ПТК выполнен в виде распределенной системы, способной к развитию и построенной на основе программируемых контроллеров на нижнем уровне и персональных компьютеров (ПК) на верхнем уровне, связанных между собой дублированной локальной вычислительной сетью ЛВС(Ethernet). Контроллеры резервированы (дублированы) и имеют связь с резервированными магистралями ЛВС. УСО входят в состав контроллеров в виде специализированных модулей. УСО воспринимают сигналы от источников, применяемых в теплоэнергетике, источниками сигналов выполняются кабелями внешних устройств.

Основным источником электропитания ПТК является сеть переменного тока напряжением 220В. В качестве резервного источника электропитания ПТК используется сеть станционного аккумуляторного питания напряжением 220 В +10-15%.

Структурно АСУ ТП состоит из трёх уровней.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Верхний уровень (концентрация данных, визуализация процесса, архивирование, инжиниринг) содержит аппаратно-программные средства автоматизированных рабочих мест (АРМ):

- связи с контроллерами, сбора, обработки и хранения информации о состоянии технологического процесса,
- обслуживание запросов пользователей системы на доступ к данным (серверные станции), оперативного и технического персонала, начальника смены и пр. (операторские станции),
- хранение проекта системы АСУ ТП, мониторинг системы автоматизации (инженерная станция).

Средний уровень (управление процессом) содержит аппаратно-программные средства на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК) с распределенной периферией, обеспечивающие автоматическое управление групп технологически связанного оборудования и представление данных о процессе в рабочих станциях. Контроллеры работают по заданной программе, обеспечивая работу систем сбора информации о процессе, систем защит и блокировок, систем автоматического регулирования и управления.

Нижний уровень (полевой уровень) содержит аппаратно-программные средства связи с технологическим процессом: датчики, исполнительные механизмы, задвижки, моторы и пр., и обеспечивает сопряжение оборудования контроллеров с технологическим процессом.

Функционирование системы.

АСУ ТП разработана как человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени и позволяющая оператору-технологу во взаимодействии с техническими и программными средствами управления, контроля и преобразования информации, обеспечить эффективное управление технологическим процессом.

В качестве средства организации интерфейса "человек-машина" используется автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. Контроль за технологическим процессом осуществляется с помощью отображения на экранах цветных графических терминалов фрагментов мнемосхем с динамическими данными о ходе управляемого технологического процесса. Дистанционное управление производится с помощью манипуляторов типа «мышь». Сохранена возможность дублированного управления арматурой. Технологические защиты, блокировки и сигнализация реализованы средствами ПТК.

Для аварийного останова котла предусмотрен защитный ключ «Останов котла».

АСУ ТП котла выполняет следующие функции:

- сбор и первичная обработка значений технологических параметров и состояния оборудования,
- отображение информации оператору-технологу,
- предупредительная и аварийная сигнализация,
- дистанционное управление,
- логическое управление,
 - технологические защиты и защитные блокировки,
 - автоматическое регулирование.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

б) для ТЗ:

- максимальная задержка прохождения команды от задачи защиты до ИУ - не более 0,1 с;

в) для автоматического регулирования:

- диапазон изменения длительности управляющего импульса — 0,2-3,0 с;

- дискретность изменения длительности управляющего импульса — 0,05 с;

- минимальное значение паузы между управляющими импульсами — 0,3 с.

АСУ ТП обеспечивает высокую живучесть системы и надежность ее функционирования при возможных отказах оборудования и ошибках персонала. ПТК сохраняет свои функции защиты и управления, а также и состояние арматуры при отключении или выходе из строя компьютера управления или при потере информационной связи с ними. При этом остаются функции автоматического и дистанционного управления арматурой котла с контроллеров.

Система оснащена функциями восстановления программного обеспечения из предварительно сохраненных резервных копий.

При восстановлении работоспособности компьютера или информационной связи с ним, система автоматически восстанавливает свои полные функции.

При восстановлении работоспособности управляющего контроллера не выдаются ложные команды управления. При любых неисправностях контроллеров, в т.ч. при исчезновении напряжения питания, на исполнительные механизмы не выдаются ложные сигналы управления.

Технические средства и программное обеспечение имеют защиту от включения их в работу в неработоспособном состоянии.

В журнале событий регистрируются все команды оператора с именем компьютера, где они проводились.

Предусмотрена защита информации от несанкционированного доступа. Неправильные действия персонала при управлении АСУ ТП могут привести к серьезным экономическим потерям и даже человеческим жертвам. Чтобы избежать подобных последствий, в АСУ ТП предусмотрена специальная система авторизованного доступа. Система авторизованного доступа базируется на защищенном от несанкционированного изменения в списке операторов, с закрепленным за каждым оператором уровнем доступа:

-информационным (наблюдение за процессом);

-управляющим (наблюдение и управление процессом);

-системным (наблюдение и изменение системных параметров, в том числе списка операторов и уровня доступа).

Перечень категорий пользователей и их распределение по уровням доступа определяется на этапе рабочего проектирования.

В архиве фиксируется любой доступ к техническим средствам ПТК Квинт.

В АСУ ТП предусматриваются меры по защите информации при исчезновении питания, сбоях и авариях. Все программное обеспечение, хранящееся на магнитных носителях, сохраняется при перерывах питания любой длительности. Архивная информация, записанная на магнитные диски, сохраняется при перерывах питания любой длительности [39].

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

- не выключен дутьевой вентилятор,
- понижение давления воздуха на горелку,
- защита от погасания факела в топке не введена,
- защита по понижению давления газа не введена,
- невоспламенение или погасание факела растопочных горелок,
- понижение давления воды за котлом,
- повышение давления воды за котлом,
- повышение температуры воды на выходе из котла,
- понижение расхода воды через котел
- идет вентиляция топки,
- вентиляция топки закончена,
- опробование защиты на сигнал.
- защиты котла отключены,
- сработала защита котла,
- прекращение подачи электроэнергии или исчезновение напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и средств измерения.

Подсистема обеспечивает выдачу предупредительных и аварийных сообщений об отклонениях технологических параметров и нарушениях в работе средств АСУ ТП. Сообщения выводятся в специально отведенную зону экрана АРМ оператора, а так же заносятся в сохраняемый архив, выдача сообщений сопровождается звуковым сигналом.

В ПЛК реализованы следующие локальные технологические блокировки не допускающие

- открытие отключающего устройства на газопроводе-отводе к котлу при открытом положении хотя бы одного отключающего устройства перед горелками,
- включение ЗЗУ и подачу газа к горелкам без предварительной вентиляции топки, газоходов (в том числе рециркуляционных), «теплого ящика» и воздухопроводов в течении 1 не менее 10 минут.
- открытие общего запорного устройства на запольном газопроводе к ЗЗУ при открытом положении хотя бы одного первого по ходу газа запорного устройства с электроприводом перед любым ЗЗУ,
- подачу газа в горелку в случае закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелкой, при понижении давления воздуха за этим шибером или при отключении индивидуального дутьевого вентилятора,
- подачу газа в горелку при отсутствии факела на ЗЗУ,
- открытие (закрытие) запорного устройства на трубопроводе безопасности при открытом (закрытом) положении обоих запорных устройств перед горелкой,
- подачу топлива в горелку при наличии ложного сигнала от датчика факела горелки,
- открытие второго запорного устройства по ходу топлива перед горелкой при неоткрытом первом,
- розжиг горелки без контроля герметической арматуры,
- открытие ПЗК-2 при незакрытом регулирующем клапане на линии подвода

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

окончание таблицы 12.1

1	2	3	4
45	0,200 кВт	Предохранительно- запорный клапан на газопроводе к горелкам	16
46	2-пол.	Концевой выключатель ПЗК	1
47	0-1,6 кгс/см ²	Датчик давления газа к ПЗК	1
48	0,200 кВт	Предохранительно- запорный клапан на газопроводе к горелкам	1
49	2-пол.	Концевой выключатель ПЗК	1
50	0,100 кВт	Регулирующий –запорный клапан на газопроводе к горелкам	1
51	2 пол.	Концевой выключатель РК	1
52	0-1,6 кгс/см ²	Датчик давления газа перед горелками	1
53	0,100 кВт	Свеча безопасности с приводом электромагнитным	16
54	2 пол.	Концевой выключатель свечи безопасности	16
55	0,200 кВт	Клапан на газе к ЗЗУ горелки электромагнитный А-1	16
56	2 пол.	Концевой выключатель клапана на газе к ЗЗУ горелки	4
57	0,100 кВт	Клапан на газе к ЗЗУ горелки электромагнитный А-2	16
58	2 пол.	Концевой выключатель клапана на газе к ЗЗУ горелки	16
59	+1600 °С	Сигнализатор горения факела горелки	3
60	+1600 °С	Сигнализатор горения факела запальной горелки	3
61	0,100 кВт	Трансформатор зажигания запальной гор.	2

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

13.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

В водогрейной котельной установлены: 4 котла ПТВМ-100, предназначенные для нагрева сетевой воды котлы работают на природном газе резервным топливом является природный газ, который поступает от БППГ по резервной линии. Кроме того в котельной установлены дутьевые вентиляторы, подпиточные насосы, другое вспомогательное оборудование, к которым эксплуатационный и ремонтный персонал имеет непосредственное отношение. Котельная работает круглосуточно в течение отопительного периода и в летнее время.

Оператор следит за работой котельной, в специально оборудованной операторской, она находится в помещении котельной, информация о ее работе должна поступать на панель управления, в случае неполадок принимаются меры по их устранению.

В котельной постоянно присутствует персонал для правильной бесперебойной работы оборудования:

- оператор котельной

Опасные и вредные производственные факторы рабочей среды и трудового процесса (ОиВФ и ТП) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОиВФ и ТП [9].

В зоне обслуживания водогрейных котлов имеют место:

Физические факторы:

- параметры микроклимата: температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение от горячих поверхностей
- повышенный уровень постоянного шума
- повышенный уровень вибрации
- освещение

Химические факторы:

- основным источником является топливо – природный газ метан, оксиды углерода, оксиды азота в дымовых газах.

Факторы трудового процесса:

Тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая преимущественно нагрузки на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма.

Тяжесть труда характеризуется в постоянно находится в одном статическом положении

Напряженность труда – нагрузка преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника

Травмоопасные факторы:

- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

- движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов,
- возможность поражения электрическим током.

Аварийно возможные ситуации:

- утечка топлива
- взрыв котла
- пожар
- разрыв трубопровода вследствие повышения давления, образования свищей.

В нашем проекте мы устанавливаем российский программно-технический комплекс ПТК «Квинт», Управление подачей природного газа к каждой горелке осуществляется с помощью газового блока АМАКС БГ-6.

Установка данной системы помогает предотвратить опасные и вредные факторы рабочей среды и трудового процесса, а именно:

- химические факторы;
- травмо-опасные факторы;
- аварийно-возможные ситуации.

Виброакустические факторы

Источником механического шума в котельном цехе являются вентиляторы с приводом от электродвигателя, и горелки котельных агрегатов. Шум электрических машин образуется при одновременном действии следующих составляющих шумов: магнитный, то есть колебания ротора и статора под действием магнитных сил; аэродинамический – вращение ротора и движение воздушных потоков; механический – вибрация деталей и узлов машины. В трубопроводах и насосах может возникнуть кавитация. В воздуходувных аппаратах и горелках главной составляющей шума является аэродинамический шум, связанный с турбулентным течением газа или воздуха.

Повышенный уровень производственного шума на рабочем месте оказывает вредное воздействие на организм человека: снижается острота слуха, зрения, нарушается нормальная деятельность сердечно-сосудистой системы. Сильный производственный шум может быть причиной функциональных изменений нервной, кровеносной, а также пищеварительной систем организма человека.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности», средства коллективной защиты по отношению к источнику возбуждения шума, снижающие шум на пути его распространения реализуется в применении кожухов на источниках шума. Предельно допустимый уровень шума – 65 Дба [13].

Чтобы ослабить проникающий шум, применяют звукоизолирующие преграды. Чем жестче, массивнее преграда тем труднее привести ее в колебание и тем лучше она изолирует звук. В качестве таких поверхностей используется стальные листы толщиной 0,7-2,0 мм с покрытием из вибродемпфирующей мастики ВД-17-58, снижающие уровень шума с частотной октавой от 63 до 8000 Гц на 20-45 дБ. стекло толщиной 4 мм ослабляет шум на 28 дБ.

Ослабление звука преградой значительно повышается, если ее выполнить из

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

двух или более слоев с воздушными промежутками или прослойками войлока, ваты, поглощающими звук. Слои преграды выполняются жесткими, но не связанными между собой. Пористые материалы – войлок, вата, пемза, ткань, пористая штукатурка и керамика значительно ослабляют силу звука, в особенности высоких тонов при частотах выше 500 Гц.

Для ослабления низкочастотных шумов применяют гибкие панельные конструкции (из фанеры, ткани). При совпадении частот собственных колебаний панели и звуковой волны, т.е. в резонанс, происходит наибольшая потеря звуковой энергии на механические колебания панели.

Для этой цели используют перфорированные панели – облицовки. отверстия являются резонаторами. Перфорированные панели с отверстиями Ø 5-8 мм располагаются на расстоянии 80 – 100 мм стены. Шум оценивают по частотной характеристике, обеспечивающей согласование звуков различных уровней и частот с субъективными ощущениями.

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

Учитывая необходимость создания комфортных условий труда для персонала щита управления, последние вынесены в отдельные помещения (будки с двойным остеклением для машинистов котлов). Это позволяет обеспечить аэрацию и звукоизоляцию помещений щитов управления, а также избежать влияние на показания приборов.

Вредное воздействие химических веществ

- образование пневмокониоза в связи с вдыханием ванадиевой пыли и асбеста, содержащегося в изоляционном материале, в частности, во время работ по техническому обслуживанию и ремонту, а также вдыханием летучей золы;
- образование дерматоза от контакта с топливами и ингибиторами коррозии (различные органические или металлоорганические соединения) и другими водными добавками;
- раздражение глаз, дыхательных путей и кожи в результате попадания гидразина и его производных, используемых в добавках к котловой воде (сильное воздействие может вызвать временную слепоту);
- раздражение верхних дыхательных путей и кашель в результате вдыхания двуокиси серы, в частности, при сжигании топлив с высоким содержанием серы;
- воздействие химических веществ и соединений, используемых в водоочистке, в частности, ингибиторов коррозии и очистителей кислорода, таких как гидразин, химических веществ, являющихся восстановителями ионообменных смол, включая кислоты и основания; чистящих веществ и растворителей для удаления ржавчины и окалина; окиси углерода; двуокиси углерода; окисей азота; двуокиси серы; пылесодержащих тугоплавких окисей и окиси ванадия.

Благодаря специальному распределению воздуха в устанавливаемой горелке для горения во всем диапазоне регулирования, при работе на стандартизированных видах топлива, количество выбросов во всем диапазоне регулирования тепловой мощности, соответствует значениям, допускаемым

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Европейскими стандартами.

Регулятор соотношения топливо-воздух в горелке (жидкое топливо - поворотный клапан, воздух для горения - заслонки) обеспечивает уменьшение вредных выбросов в дымовых газах, таких как: метан, оксиды азота, оксиды углерода и т.д. Потенциометр обеспечивает обратную связь, положение соответствующего регулирующего элемента с регулятором тепловой мощности.

Электрический подогреватель в горелке, улучшает качество горения и уменьшает количество вредных выбросов [8].

Травмоопасность

При работе машиниста котла напряженность труда вызвана монотонностью нагрузок.

Согласно документу ПБ 10 – 577 – 03 "Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" котлы относятся к оборудованию, работающему под давлением.

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. Надежность работы поверхностей нагрева котельных агрегатов зависит от качества питательной воды. Основной задачей водоподготовки является борьба с коррозией и накипью. Для этого применяют следующие меры:

- деаэрация рабочей воды с целью снижения кислородной коррозии;
- подогрев теплоносителя для снижения низкотемпературной коррозии.

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;
- 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;
- предохранительные клапана для автоматического выпуска избыточной воды из котлов.

Трубопроводы пара и горячей воды являются опасными вследствие высокой температуры на поверхности трубопроводов и могут послужить источниками ожогов на теле работников. Для предотвращения ожогов рабочие должны работать в выданной спецодежде (куртка, брюки) и обуви (рабочие ботинки) и

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

пользоваться установленными средствами индивидуальной защиты (рукавицы комбинированные). Обслуживающему персоналу необходимо избегать длительного нахождения в местах стыков фланцевых соединений трубопроводов, находящихся под давлением, около гляделок, в местах, где возможно присутствие газов, около предохранительных клапанов, водоуказательных стёкол и т. д.

Трубопроводы окрашены в соответствии с ГОСТ 12.4.026 – 2001. "ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности":

Воздух – синий

Вода – зеленый

Отключающие, аварийные, открытые токоведущие части оборудования обозначены красным цветом.

Устройство защиты для перемещающихся частей в горелке обеспечивает защиту от движущихся и перемещающихся частей, которые могут вызвать механическое повреждение тела человека, обслуживающего котел и горелку [38].

Электробезопасность

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний [14].

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от: рода и величины напряжения и тока; частоты электрического тока; пути тока через тело человека; продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека; условий внешней среды.

Нормы на допустимые токи и напряжения прикосновения в электроустановках должны устанавливаться в соответствии с предельно допустимыми уровнями воздействия на человека токов и напряжений прикосновения и утверждаться в установленном порядке.

Электробезопасность должна обеспечиваться: конструкцией электроустановок; техническими способами и средствами защиты; организационными и техническими мероприятиями. Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Возможность поражения электрическим током возникает в результате случайного прикосновения к незащищенным токоведущим частям, находящимся под напряжением, а также в результате появления напряжения на металлических нетоковедущих частях оборудования (корпусах, кожухах, ограждениях) вследствие повреждения изоляции.

Сети электроснабжения прокладываются открыто по стенам в трубе по полу. В качестве аппаратуры защиты и управления используются шкафы управления, предусмотренные комплектно с вентилятором.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки;

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

защитные ограждения (временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); изоляцию рабочего места; малое напряжение; защитное отключение, предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; зануление; выравнивание потенциала; систему защитных проводов; защитное отключение; изоляцию нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; малое напряжение; контроль изоляции; компенсацию токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты. Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Для проектируемой котельной защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается система зануления и защитного заземления.

В цехе находится электрооборудование, каждое из которых имеет свою категорию:

- 1 категория: электроника (защищенное электрооборудование, оборудование присоединенное к цепям).
- 2 категория: однофазные подключаемые нагрузки, розетки и длинные отводы.
- 3 категория: трехфазное энергосбережение, в том числе однофазные линии освещения.
- 4 категория: любые воздушные линии, электропечи.

К работе в электроустановках должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний, установленных Министерством здравоохранения.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ;
- оформление наряда или распоряжения на производство работ; осуществление допуска к проведению работ;
- организация надзора за проведением работ; оформление окончания работы, перерывов в работе, переводов на другие рабочие места; установление рациональных режимов труда и отдыха.

Конкретные перечни работ, которые должны выполняться по наряду или распоряжению, следует устанавливать в отраслевой нормативной документации.

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках следует выполнять: отключение установки (части установки) от источника питания; проверку отсутствия напряжения; механическое запирающее устройство приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

другие меры, исключая возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы; заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей); ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние [33].

Пожаровзрывобезопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями [15].

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 одну из следующих задач:

- 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;
- эксплуатационные.

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

К техническим мероприятиям 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.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

По степени пожарной опасности котельная относится к категории «Г», по степени огнестойкости является объектом второй степени, класс пожароопасности П-1А.

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

Утечки газа могут приводить к общему отравлению организма, вызывать удушье. Кроме того, в определенных концентрациях газо-воздушная 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 взрывопороницаемой оболочкой.

Выключатели, 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 предупреждения образования взрывоопасных газозвушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Для тушения пожара предусмотрены следующие системы:

- местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем (лопаты, ведра);
- углекислотные огнетушители для тушения возгорания электрооборудования [15].

Благодаря усовершенствованным узлам горелки, таким как: вентилятор воздуха для горения; воздушный регистр; узел ротационной форсунки; механический связанный регулятор с поворотным клапаном для дозирования топлива и регулирования расхода воздуха; два предохранительных запорных клапана для жидкого топлива; сканер факела автоматической системы управления последовательностью сжигания, в отличии от горелок стандартного ряда для устанавливаемых котлов, можно избежать возникновения аварийно возможных

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

ситуаций в котельной, таких как:

- утечка топлива;
- взрыв котла;
- пожар;
- взрыв топлива.

Также благодаря данным установкам практически исключены повышения (понижения) давления топлива (газа, мазута) впоследствии чего может произойти неблагоприятная ситуация для эксплуатирующего котел и котельную персонала.

Компрессор в нагнетательном вентиляторе с реле давления в горелке, формирует величину перепада давления первичного воздуха, контролируется с помощью реле перепада давления, при резких изменениях реле передает сигнал на щит управления и котел безаварийно останавливается.

13.2 Требования ПТБ и ПБ при обслуживании котла ПТВМ-100

К обслуживанию котлов могут быть допущены лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания котлов.

Обслуживающий персонал должен знать правила техники безопасности при обслуживании теплосилового оборудования, правила взрыво- и пожаробезопасности, уметь практически применять средства пожаротушения, знать приемы освобождения человека, попавшего под напряжение, от действия электрического тока и уметь оказывать первую медицинскую помощь.

В производственных помещениях должны быть аптечки, укомплектованные перевязочным материалом и медикаментами. Аптечки должны содержаться в чистоте и порядке, а запас материалов и медикаментов систематически пополняться. Персонал должен работать в спецодежде, застегнутой на все пуговицы. Засучивать рукава спецодежды запрещается. При нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием и в ремонтной зоне весь персонал должен надевать застегнутые подбородным ремнем каски.

Персонал, обслуживающий оборудование в местах опасных в отношении загазованности, должен знать:

- перечень мест опасных в отношении загазованности;
- признаки отравления природным газом;
- правила пользования средствами защиты органов дыхания;
- правила производства работ и пребывания в газоопасных местах;

Машинист котлов должен знать места в котельной, где может появиться скопление газа и быть особенно осторожен при обслуживании оборудования в этих местах.

На пожарных постах в зоне размещения котлов должны находиться в необходимом количестве и в исправном состоянии первичные средства пожаротушения. Пожарная магистраль должна постоянно находиться под давлением.

Курение на территории разрешается только в специально отведенных местах, в помещениях курение запрещено.

Площадки и лестницы котлов должны иметь рабочее и аварийное освещение,

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

должны быть сухими и не должны загромождаться посторонними предметами. При обнаружении трещин, выпучин и свищей в трубопроводах, в их арматуре, сварных и фланцевых соединениях следует немедленно поставить в известность об этом начальника смены цеха. Начальник смены обязан немедленно определить опасную зону, прекратить в ней все работы, удалить из нее персонал, оградить эту зону, вывесить знаки безопасности «Проход воспрещен», «Осторожно: опасная зона». Время останова определяется главным инженером станции.

Запрещается без производственной необходимости находиться на площадках котлов, вблизи люков, лазов, а также около запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов, находящихся под давлением

Запрещается опираться и становиться на барьеры площадок, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним.

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

При опасности возникновения несчастного случая персонал, находящийся вблизи, должен принять меры по его предупреждению, а при несчастном случае оказать также доврачебную помощь пострадавшему, сохранив по возможности обстановку на месте происшествия. О случившемся должно быть сообщено НС КТЦ.

Открывать и закрывать задвижки и вентили с применением рычагов, удлиняющих плечо рукоятки или маховика, не предусмотренных инструкцией по эксплуатации арматуры, запрещается.

Подтяжку фланцевых соединений следует производить при избыточном давлении не выше 5 кгс/см², добивку сальников допускается производить при давлении не выше 0,2 кгс/см² и температуре теплоносителя не выше 45°С. Запрещается во время обхода котла открывать лазы, люки на газоходах котла; за исключением

кратковременного открытия гляделок при условии нахождения сбоку от них.

Перед растопкой котла на нем должны быть прекращены все ремонтные работы, а весь персонал с котла, не имеющий отношения к растопке, выведен начальником смены. На соседних котлах должны быть прекращены все ремонтные работы, выполняемые вне топок и газоходов на сторонах, обращенных к растапливаемому котлу или находящихся в прямой видимости от него.

Работы на котлах возобновляются только с разрешения дежурного персонала.

Запрещается наступать на оборванные, свешивающиеся или лежащие на земле или полу провода, а также на обрывки проволоки, веревки, тросы, соприкасающиеся с этими проводами.

Огневые работы на котле (в котельной) должны выполняться по наряду в соответствии с действующими «Правилами ПБ при проведении сварочных и других работ на объектах народного хозяйства» и «Правил ТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей при условии:

- выдачи наряда - допуска на производство работ;
- обеспечения мест производства огневых работ необходимыми средствами пожаротушения;

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

-обеспечения контроля за противопожарным состоянием участка после окончания работ в течении 5 часов.

Необходимо содержать в порядке и постоянной готовности первичные средства пожаротушения - огнетушители, ящики с песком и лопатами, пожарные краны.

Требования безопасности являются приоритетными по отношению к другим требованиям. ПТК построен таким образом, чтобы ошибочные действия оперативного персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей. Требования по безопасности распространяются на безопасность при монтаже, наладке, эксплуатации, обслуживании и ремонте технических средств системы и должны соответствовать ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.3.002-75, ГОСТ 12.1.030-81.

Технические средства системы по способу защиты человека от поражения электрическим током, в соответствии с разделом 2, ГОСТ 24.104-85, удовлетворяют требованиям 01 класса (для аппаратных шкафов и прочих изделий) и классу 1 (для промышленных компьютеров и серверов) согласно ГОСТ 12.2.007.0-75. Конструктивное исполнение технических средств обеспечивает защиту от поражения электрическим током персонала в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.019-79 и ГОСТ 25861-83.

Металлические части частей и элементов оборудования системы, доступные для прикосновения и имеющие возможность оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции и не имеющие других видов защит, имеют защитное заземление по ГОСТ 12.1.030-81 и ГОСТ 12.2.003-91. Сопротивление контура заземления, к которому подключается оборудование ПТК должно не более 4 Ом.

Для защиты обслуживающего персонала от возникновения разности потенциалов, вызванного короткими замыканиями в электрическом оборудовании или атмосферными разрядами при протекании уравнительных токов по контуру заземления, в местах установки разнесенного оборудования системы

предусмотрены следующие меры по ГОСТ 12.1.030-81:

- приборные и аппаратные средства ПТК изолированы от контура заземления здания, конструкций здания и другого оборудования, установленного в нем;
- защитное заземление, предназначенное для защиты человека от поражения электрическим током при повреждении изоляции, выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ и инструкциями Поставщика ПТК на выполнение заземления. Для защиты от доступа к опасным токоведущим частям, предотвращая либо ограничивая проникновение какой-либо части человеческого тела или предмета, находящегося в руках человека, все электротехнические составляющие системы имеют оболочки от прикосновения в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-96. Степени защиты не хуже IP20 для аппаратных средств верхнего уровня, для шкафов ПТК и измерительных преобразователей - IP54 и выше.

Электрическая изоляция цепей блоков питания относительно корпуса и изолированных друг от друга цепей питания между собой при нормальных условиях выдерживает в течении 1 минуты испытательное напряжение 1500 В синусоидальной формы частотой от 45 до 65 Гц в соответствии с РД 34.45-51.300-97. Сопротивление изоляции цепей питания относительно корпуса и изолированных друг от друга цепей питания между собой не менее 20 МОм при

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

нормальных условиях, температуре окружающей среды 15...35⁰С и относительной влажности 80% при 25⁰С в соответствии с РД 34.45-51.300-97.

На корпусах блоков питания и на вводах цепей питания в аппаратные шкафы контроллеров имеются предупреждающие знаки и надписи по электробезопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.026-76.

При разработке рабочего проекта системы и инструкций по эксплуатации оборудования системы учтены основные требования, изложенные в документах:

- в части электробезопасности – требования ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82, ГОСТ 12.2.007.0-75;

- в части сигнальных цветов и знаков безопасности – ГОСТ 12.4.026-2001.

В помещениях с оборудованием системы, в которых будет работать обслуживающий персонал и на автоматизированном рабочем месте оператора-технолога, опасные и вредные производственные факторы не должны превышать норм, указанных в:

- ГОСТ 12.1.002-84 – в части акустических шумов;

- ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 25980-83 – в части вибрации;

-ГОСТ 12.1.006-84, ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.1.045-84 – в части электромагнитных, электрических и электростатических полей.

Выполнены требования обеспечения проходов персонала между оборудованием системы в условиях нормальной эксплуатации и аварийной ситуации в соответствии с НПБ 114-2002.

Инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию включают разделы требований по безопасности.

В аппаратуре приняты схемные и конструктивные меры по исключению возможности неправильного присоединения сочленяющихся токоведущих частей.

Система разработана таким образом, чтобы ее функционирование, а также отказы в системе или отказ системы в целом не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей и повреждению оборудования.

Эргономика и техническая эстетика

Компоновка рабочих мест, характеристики технических средств управления, отображения, индикации, сигнализации и разрабатываемые в процессе проектирования формы представления информации и управления (видеограммы, графики, окна управления, меню и т.п.) обеспечивают:

-удобство и комфортность работы обслуживающего персонала;

-четкость и наглядность представления информации, возможность быстрой оценки персоналом хода технологического процесса и состояния оборудования;

-удобство выбора управления, возможность быстрого вмешательства персонала в управляемый технологический процесс.

Цветовые решения и расположение оборудования способствуют концентрации внимания и снижению утомляемости оперативного персонала [38].

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

14 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

14.1 Постановка задачи

Реконструкция водогрейного котельного агрегата Челябинской ГРЭС усовершенствование схемы тепловой автоматики, осуществляется с помощью установки АСУ-ТП, что требует капитальных затрат.

Рассмотрим экономическую эффективность данного решения.

Целью работы является: установка современной АСУ-ТП на существующей водогрейной котельной для безопасной и безотказной работы.

Перечень капитальных затрат представим в таблице 14.1. Данные суммы устанавливались по прайсам поставщиков оборудования сведена в таблицу 14.1. [18]

Таблица 14.1 - Смета капитальных затрат по проекту, тыс. руб.

Наименование	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость разработка проекта	300
Демонтажные работы	200
ПТК -НИИ Теплоприбор РФ КВИНТ	1100
Стоимость частотного преобразователя "VEB DDU 380/390"	1200
Приборы автоматизации	750
Арматура «АУМА»	1200
Электрохозяйство	700
Стоимость транспортировки	50
Строительно-монтажные работы	900
Пуско-наладочные работы	300
Итого К:	5200

Рассмотрим два варианта расчета затрат на эксплуатацию водогрейного котла ПТВМ-100:

- первый вариант - работа водогрейного котла без применения современного АСУ ТП;

- второй вариант - работа водогрейной котельной с применением современного АСУ ТП .

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

14.2 Оценка экономической эффективности

Вариант -1: Работа котельного агрегата без современной АСУ ТП

Расходы на эксплуатацию котла разделяются на постоянные не зависящие от выработки тепла и переменные изменяющиеся прямо пропорционально производительности котла.

Расходы на эксплуатацию котла по формуле (14.1):

$$C_k = C_{\text{пост}} + C_{\text{пер}}, \quad (14.1)$$

где $C_{\text{пост}}$ - постоянные, тыс.руб./год;

$C_{\text{пер}}$ - переменные расходы, тыс.руб./год

-постоянные расходы на эксплуатацию по формуле (14.2):

$$C_{\text{пост}} = Z + I_A + I_{\text{ТР}} + P_{\text{проч}}; \quad (14.2)$$

где Z – заработная плата с начислениями, тыс.руб./год;

$I_{\text{ТР}}$ – отчисления на текущий ремонт, тыс.руб./год;

I_A – амортизационные отчисления, тыс.руб./год;

$P_{\text{проч}}$ – прочие расходы, тыс.руб./год;

-переменные расходы на эксплуатацию по формуле (14.3):

$$C_{\text{пер}} = T + \text{Э} + B, \quad (14.3)$$

где: T – затраты на топливо, тыс.руб./год;

Э – затраты на электроэнергию, тыс.руб./год;

B – затраты на воду, тыс.руб./год.

Произведем расчет эксплуатационных расходов до и после внедрения автоматики.

Расходы на заработную плату эксплуатационного персонала определяют по штатному расписанию. До внедрения автоматики работу котла обслуживало 10 чел. Фонд заработной платы в месяц составлял $\Phi_M = 341$ тыс.руб. [18].

-расходы на заработную плату до внедрение автоматики по формуле (14.4):

$$C_{\text{зар.пл}} = \Phi_M * 12, \quad (14.4)$$

$$C_{\text{зар.пл}} = 341 * 12 = 4092 \text{ тыс. руб/год}$$

-отчисления на социальное страхование по формуле (14.5):

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

$$I_C = 0.26 * \text{Сзар.пл}, \quad (14.5)$$

$$I_C = 0,26 * 4092 = 1063,92 \text{ тыс.руб/год}$$

- заработная плата с начислениями по формуле (14.6):

$$З = \text{Сзар.пл} + I_C, \quad (14.6)$$

$$З = 4092 + 1063,92 = 5155,92 \text{ тыс.руб/год}$$

-отчисления на амортизацию по формуле (14.7):

$$I_a = \Delta K \cdot H_a, \quad (14.7)$$

где ΔK -капитальные затраты на один котел составляет 250 тыс. руб;
 H_a – средняя норма амортизации оборудования $H_a = 7\%$ [16]

$$I_A = 0,07 * 450 = 31,500 \text{ тыс.руб/год.}$$

3.Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений) по формуле (14.8):

$$I_{\text{ТР}} = 0,15 * I_A, \quad (14.8)$$

$$I_{\text{ТР}} = 0,15 * I_A = 0,15 * 31500 = 4,725 \text{ тыс.руб/год}$$

4. Прочие расходы (10% от суммы $З$, I_a , $I_{\text{ТР}}$) по формуле (14.9):

$$I_{\text{ПР}} = 0,1 * (З + I_a + I_{\text{ТР}}), \quad (14.9)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,1 * (5155,92 + 31,5 + 4,725) = 519,215 \text{ тыс.руб/год}$$

$$\text{Спост} = 5155,92 + 31,5 + 4,752 + 519,215 = 5711,386 \text{ тыс.руб/год}$$

6. Затраты на электроэнергию

Стоимость электроэнергии принимают по действующим тарифам, которые устанавливаются для каждой системы, определяем по формуле (14.10):

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ск}}^{\text{эоб}} * Вэ, \quad (14.10)$$

где $Вэ$ – стоимость электроэнергии в руб/кВт. ч.

Потребление электроэнергии котлом до внедрения автоматики составляло 6240331 кВт. ч. Внедрение автоматики позволит сократить эту величину на 10 %.
 - расход электроэнергии до автоматизации:

$$\mathcal{E} = 6240331 \text{ кВт. ч} * 2 \text{ руб/кВт. ч} = 12480,662 \text{ тыс.руб.}$$

										Лист
										97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.654.13. ПЗ

7. Затраты на воду до внедрения автоматизации находим по формуле (14.11):

$$B = B_{\text{вод}}^{\text{вод}} * B_{\text{вод}}, \quad (14.11)$$

где $B_{\text{вод}}$ – себестоимость водопроводной и обработанной воды в руб/т.
(себестоимость одного м3 холодной воды: 3,8 руб/т);

$B_{\text{вод}}^{\text{вод}}$ – расход воды составляет 212500 м3 /год [18].

$$B = 212500 * 3,8 = 807,5 \text{ тыс.руб/год.}$$

-переменные расход до внедрения автоматики:

$$\text{Спер} = 61379,148 + 12480,662 + 807,5 = 74667,311 \text{ тыс.руб/год.}$$

- общие эксплуатационные расходы до автоматизации равны:

$$\text{Ск} = 5711,386 + 74667,311 = 80799,283 \text{ тыс.руб/год.}$$

Вариант -2: Работа котельного агрегата с современной АСУ ТП

Внедрение автоматики позволит сократить 4 рабочих места (4обходчика) [18]

Фонд заработной платы в год после сокращения численности персонала

1. Расходы на заработную плату по формуле (14.12):

$$\text{Сзар.пл} = (\Phi_{\text{М}} + \Phi_{\text{М}} * N_{\text{СОКР}} / N_{\text{РАБ}}) / 12, \quad (14.12)$$

$$\text{Сзар.пл} = (341 - 341 * 4 / 10) * 12 = 2455,2 \text{ тыс.руб./год.}$$

-отчисления на социальное страхование по формуле (14.13):

$$I_{\text{С}} = 0,26 * \text{Сзар.пл} \quad (14.13)$$

$$I_{\text{С}} = 0,26 * 2455,2 = 638,352 \text{ тыс.руб/год.}$$

- заработная плата с начислениями после автоматизации по формуле (14.14):

$$З = \text{Сзар.пл} + I_{\text{С}}, \quad (14.14)$$

$$З = 2455,2 + 638,352 = 3093,552 \text{ тыс.руб/год.}$$

2. Отчисления на амортизацию находим по формуле (14.15):

$$I_{\text{а}} = \Delta K \cdot H_{\text{а}}, \quad (14.15)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

где H_a – средняя норма амортизации оборудования $H_a=7\%$ [18]

$$I_A=0,07*5200=364 \text{ тыс. руб/год.}$$

3. Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений) [18]

$$I_{TP}=0,15 * I_A = 0,15 * 364 = 54,6 \text{ тыс.руб/год.} \quad (14.16)$$

4. Прочие расходы (10% от суммы З, $I_{a,}$, I_{TP}) по формуле (14.17) [18]:

$$I_{IP} = 0,1 * (З + I_{a,} + I_{TP}), \quad (14.17)$$

$$I_{IP} = 0,1 * (5155,92 + 364 + 54,6) = 557,452 \text{ тыс.руб/год.}$$

-прочие расходы после внедрения автоматизации (10% от суммы З, $I_{a,}$, I_{TP}) по формуле (12,20):

$$I_{IPPO} = 0,1 * (З + I_{a,} + I_{TP}),$$

$$I_{IPPO} = 0,1 * (3093,552 + 364 + 54,6) = 351,215 \text{ тыс.руб/год.}$$

-после автоматизации:

$$\text{Спост} = 3093,552 + 364 + 54,6 + 351,215 = 3863,367 \text{ тыс.руб/год.}$$

5. Годовой расход на топливо по формуле (14.18):

$$T = Q * V_T, \quad (14.18)$$

где $V_T = 5,01$ стоимость топлива в рублях за . м³ газа. Расход газа в год в 2016 году: $Q = 30536890$ м³ по данным ПТО «ФОРТУМ» [17]

После внедрения автоматизации экономия топлива составит 3 %, и годовой расход топлива [18] :

$$T = (30536890 - 30536890 * 0,03) * 2,01 \text{ руб/м}^3 = 59537,774 \text{ тыс. руб/год,}$$

6. Затраты на электроэнергию

Стоимость электроэнергии принимают по действующим тарифам на электроэнергию, которые устанавливаются для каждой системы, определяем по формуле. (14.19)

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{сн}^{зод} * V_{\mathcal{E}}, \quad (14.19)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

где $V_{э}$ – стоимость электроэнергии в руб/кВт. ч.

Потребление электроэнергии котлом до внедрения автоматики составляло 6240331 кВт. ч. Внедрение автоматики позволит сократить эту расход на 10% [16]

Годовой расход электроэнергии

-до автоматизации:

$$\mathcal{E} = 6240331 \text{ кВт. ч} * 2 \text{ руб/кВт. ч} = 12480,662 \text{ тыс. руб.}$$

-после автоматизации:

$$\mathcal{E} = (6240331 - 6240331 * 0,1) * 2 = 11232,595 \text{ тыс. руб.}$$

7. Затраты на воду в год [17]

Затраты на воду исчисляются по формуле (14.20):

$$B = B_{\text{вод}}^{\text{вод}} * V_{\text{вод}}, \quad (14.20)$$

где $V_{\text{вод}}$ – стоимость водопроводной и обработанной воды в руб/т;

$B_{\text{вод}}^{\text{вод}}$ –расход воды составляет 212500 м³ /год;

Себестоимость одного м³ холодной воды: 3,8 руб. по данным ПТО «ФОРТУМ»[17]

$$B = 212500 * 3,8 = 807,5 \text{ тыс.руб/год.}$$

-переменные расходы за год:

$$C_{\text{пер}} = 59537,774 + 11232,595 + 807,5 = 71577,869 \text{ тыс.руб/год}$$

-общие расходы за год:

$$C_{\text{к}} = 3863,367 + 71577,869 = 75441,237 \text{ тыс. руб/год}$$

8. Себестоимость единицы вырабатываемого тепла

Себестоимость единицы вырабатываемого тепла в руб/Гкал зависит от мощности котельной установки, числа часов использования оборудования в течении года, вида топлива, способа его сжигания и др. определяем по формуле (14.21) :

$$C = \frac{C_{\text{к}}}{Q_{\text{г}}}, \quad (14.21)$$

Выработка тепла в год определяться по формуле (14.22):

$$Q_{\text{к}} = Q * t, \quad (14.22)$$

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

где Q -теплопроизводительность котла по паспорту котла 100Гкал/ч;
t –количество часов работы котла в год 5000 часов [17]

$$Q_k = 100 * 5000 = 500000 \text{ Гкал/год}$$

Полезный отпуск тепла потребителям составляет 92 %.

$$Q_k = 500000 * 0,92 = 460000 \text{ Гкал/год.}$$

Расчитаем себестоимость одной Гкал:

-до внедрения автоматики:

$$C_1 = 80799283/460000 = 175,6 \text{ руб.}$$

- после автоматизации:

$$C_2 = 75441237/460000 = 164,0 \text{ руб.}$$

14.3 Оценка эффективности внедрения автоматики

Годовой экономический эффект от внедрения автоматики исчисляется по формуле (14.23):

$$\mathcal{E}_Г = (C_1 - C_0) * Q^{\text{год}} - E_n * K, \quad (14.23)$$

где K – капитальные затраты на проведение реконструкции; тыс.руб;

E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений = 0,15 1/год [17].

$$\mathcal{E}_Г = (175,6 - 164,0) * 460000 - 5200 * 0,15 = 4556 \text{ тыс. руб./год}$$

14.4 Срок окупаемости капитальных вложений

Срок окупаемости капитальных вложений определяется по формуле (14.24) :

$$T_{OK} = K / \mathcal{E}_Г, \quad (14.24)$$

где K – капитальные затраты на автоматизацию, тыс.руб;

$\mathcal{E}_Г$ - годовой экономический эффект от внедрения автоматики, тыс.руб.

$$T_{OK} = 5200/4556 = 1,14 \text{ года или 1год 1месяц}$$

Расчет экономического эффекта показал, что внедрение новых энерго-сберегающих технологий в виде современной автоматики позволяет получить значительную экономию средств. Окупает себя достаточно быстро. Комплексная автоматизация позволит увеличить КПД котельной установки, что практически не возможно без изменения технологического процесса.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

14.5 SWOT – анализ для реализации проекта установки АСУ-ТП на водогрейном котле ПТВМ-100

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия, а так же возможностей и угроз, исходящих из его окружения (внешней среды).

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

Сравнительный анализ проекта осуществляется методом SWOT, т.е. составляют четыре матрицы, в которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны, возможности (O), угрозы (T) каждой культуры на предприятии (оценка внешних и внутренних факторов).

В нашей работе мы рассматриваем SWOT-анализ для двух вариантов.

Для водогрейной котельной работающей без современной автоматизации рассмотрим SWOT-анализ в таблице 12.2

Таблица 14.2 – SWOT-анализ проекта реконструкция котельного агрегата работающей без современной автоматизации

<p style="text-align: center;">Сильные стороны (S):</p> <p>-возможность не сокращать обслуживающий персонал - накопленный опыт в эксплуатации водогрейных котельных; -не требуется квалифицированный персонал на обслуживания и ремонт оборудования</p>	<p style="text-align: center;">Слабые стороны (W):</p> <p>-не безопасное обслуживание оборудования пожаро-взрывоопасность газа -больше количество обслуживающего персонала -частые отказы оборудования -негативное воздействие на окружающую среду</p>
<p style="text-align: center;">Возможности (O):</p> <p>– устойчивый спрос на тепловую энергию;</p>	<p style="text-align: center;">Угрозы (T):</p> <p>-штрафы за неточное соблюдения теплового графика</p>

Для котельного агрегата работающей на автоматизации рассмотрим SWOT анализ в таблице 14.3

Таблица 14.3 – SWOT-анализ проекта автоматизации

<p>Сильные стороны (S):</p> <ul style="list-style-type: none"> -дешевое производство теплоэнергии; -упрощенный технологический процесс; -накопленный опыт в реконструкции и эксплуатации котельных; -высокий уровень автоматизации производства; -большой межремонтный период; -новое современное оборудование; 	<p>Слабые стороны (W):</p> <ul style="list-style-type: none"> -затраты на разработку проекта; -большие капитальные вложения на реконструкцию; - сокращение обслуживающего персонал
<p>Возможности (O):</p> <ul style="list-style-type: none"> -спрос на тепловую энергию; -применение новых технологий и оборудования существующих на рынке; -поддержка со стороны местных властей 	<p>Угрозы (T):</p> <ul style="list-style-type: none"> -повышение цен на новые технологии; -нестабильность экономической обстановки на рынке энергоресурсов; -задержки с поставкой оборудования;

Вывод:

Проведя SWOT-анализ для двух вариантов, мы выяснили сильные и слабые стороны; возможности и угрозы проекта реконструкции современной автоматизации водогрейного агрегата, которая может потенциально улучшить или ухудшить положение предприятия на рынке. Можно сделать вывод о том, что лучшим вариантом является автоматизированный водогрейный котёл, так как преобладают сильными сторонами и возможностями, использование которых создаст преимущества предприятию на рынке.

14.6 Построение дерева целей проекта

Дерево целей представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения миссия предприятия делится на проектные цели его подразделений, операционные цели исполнителей, составленные по принципу SMART [43].

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

14.7 Поле сил реализации проекта

Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов. Анализ поля сил.

Поле сил характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития. Наличие потенциала изменений, преобладание тех или иных сил определяет формулировки проблемы и целей. Схема поля сил котла изображена на рисунке 14.2.

Приступая к реализации проекта, оценим влияние различных факторов на достижение цели проекта реконструкции. Курт Левин предложил существование двух групп факторов противоположного типа, сохраняющих стабильность предприятия. Интегрированная схема и модель анализа устойчивости системы управления может быть построена на основе объединения способа оценки степени влияния внешних и внутренних факторов, схемы поля сил Левина и метода SWOT – анализа, на которой толщина стрелок означает мощность сил.

Важным стимулом для производства тепловой энергии это постоянный рост цен и на тепловую энергию. Рассмотрим влияние движущих сил наиболее важным фактором является наличие необходимых денежных средств на покупку оборудования тепловой автоматики, также наличие на рынке конкурентоспособного современного Российского оборудования и базы подготовленного персонала. Сдерживающим силами можно принять низкую мотивацию персонала в связи с сокращением низкоквалифицированных рабочих мест, в задержки времени при реконструкции из-за разногласия между подрядными строительными организациями, сбой с поставками оборудования.

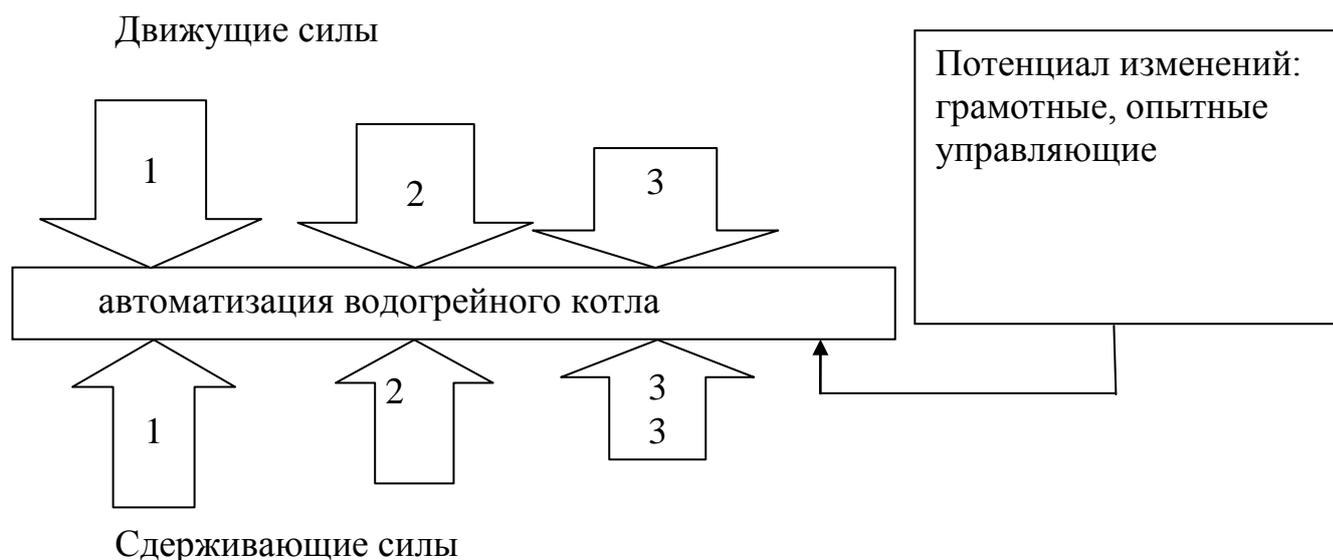


Рисунок 14.2 - Поле сил изменений системы

План графика Ганта представлен в таблице 14.6

Таблица 14.6 - План-график Ганта

Наименование работы	2017				2017							2018
	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь
Разработка проекта автоматизации												
Анализ поставщиков необходимых материалов												
Закупка материалов и оборудования												
Подготовительные работы к автоматизации водогрейного котла												
Демонтаж оборудования												
Выполнение работ по установки автоматики на водогрейном котле ПТВМ-100 и вспомогательном оборудовании												
Пуско-наладочные работы по автоматизация котельной установки												

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Квалификационная выпускная работа по теме «Реконструкция водогрейного котельного агрегата Челябинской ГРЭС усовершенствованием схемы тепловой автоматики» выполнена полностью в соответствии с техническим заданием. В работе приведено обоснование актуальности темы,

Приведено сравнение отечественных современных АСУ-ТП с иностранными аналогами.

Произведён тепловой расчёт котла и тепловой схемы котельной с построением температурного графика и графика расхода сетевой воды

Выполнен в разделе «Вопросы экологии» расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы в том числе оксидов азота при сжигании природного газа и подобрана минимальная высота дымовой трубы. Высота дымовой трубы обеспечивает рассеивание вредных примесей в приземном слое, концентрация которых не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе.

В разделе « Автоматизация» рассмотрена система автоматического управления, предназначенная для автоматического, автоматизированного и ручного управления водогрейным котлом. Разработанная система обеспечивает автоматическое управление технологическим процессом без участия, но под контролем оператора с оптимальными материальными и энергетическими затратами.

В экономическом разделе рассмотрены два варианта работы водогрейного котла со старой системой автоматизации и новой системой автоматизации по наименьшим приведенным затратам выбран лучший вариант.

Раздел БЖД предусматривает все необходимые мероприятия по обеспечению безопасной работы персонала, соблюдению правил техники безопасности, которые должны исключить случаи производственного травматизма при эксплуатации объекта.

После внедрения данного проекта на водогрейном котеле, весь цикл производства теплофикационной воды будет автоматизирован. Полная автоматизация технологии позволит в будущем приступить к созданию централизованной системы управления ТЭЦ-4 и водогрейной котельной, а в ближайшее время, после запуска системы – отладить её в работе, оптимизировав её функционирование.

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

- 23 Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов/ Е.Я. Соколов.- 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2009.
- 24 Григорьев, В.И. Справочник энергетика/ В.И. Григорьев. М: Колосс, 2011.
- 25 Кириллов В.В. Лекции по курсу «Источники и системы теплоснабжения».
- 26 Карауш, С. А. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / С.А.Карауш, А.Н. Хуторной. – Томск, 2010.
- 27 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара/А. А. Александров, Б. А. Григорьев. – М.: Изд-во МЭИ, 2012.
- 28 Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 2010. – 256 с.
- 29 Хрусталева, Б. М. Теплоснабжение и вентиляция: учебное пособие/ Б. М. Хрусталева, Ю. Я. Кувшинов.- Москва: Издательство ассоциации строительных вузов, 2010. – 784с.
- 30 Винтовкин, А.А. Современные горелочные устройства (конструкции и технические характеристики): справочное издание / А.А. Винтовкин, М.Г. Ладыгичев, В.Л. Гусовский, А.Б. Усачев. – М.: Машиностроение-1, 2010. – 496 с.
- 31 Данилов, Н.И. Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: ИД «Сократ», 2012. – 352 с.
- 32 Булкин А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ/А.Е.Булкин.-М.: Изд-во МЭИ,2009
- 33 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник. – М.: Теплотехник, 2004.
- 34 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды/ П. В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2007.
- 35 Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов. – Издательство Бастет, 2009.
- 36 Белоусов В. Н., Смородин С. Н., Смирнова О. С. Топливо и теория горения: учебное пособие/СПбГТУРП.-СПб, 2011
- 37 Грибанов А. И. Расчет дымовой трубы. Учебное пособие. - Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. - 30 с.
- 38 Беляков, Г.И. Безопасность жизнедеятельности на производстве (охрана труда): Учебник для вузов/ Г.И.Беляков –С-Пб.: Издательство Лань, 2006.-512 с.
- 39 Применение ПТК «Квинт» для создания АСУ ТП теплового блока / Н. И. Давыдов, А.А. Назаров, Н.В. Смородов и др.«Приборы и системы управления».
- 40 Бузников Е. Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные
- 41 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013
- 42 Эстеркин Р.А. Котельные установки. Курсовые и дипломное проектирование: Учебное пособие для техникумов. –Л.: Энергоатом-издат. Ленингр. 1989.-280 с.
- 43 Алабугин, А. А. Производственный менеджмент в энергетике предприятия: учебное пособие для студентов вузов/ А. А. Алабугин, Р. А. Алабугина-Челябинск, 2013

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

- 44 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для студентов вузов/ В. С. Плетнев.- М.: Высшая школа, 2011
- 45 Сергеев, И.В. Экономика организаций (предприятий): учебник для вузов/ И.В.Сергеев, И.И. Веретенникова – 3-е изд. – М.: Изд-во Проспект, 2007. – 560 с.
- 46 Энергосбережение: <http://www.mosenergosbyt.ru/portal/page/portal/site/energy>
- 47 Дорогобушкотломаш: <http://www.dkm.ru/default.php?rubrica=650>

					13.03.01.2017.654.13. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

