

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА

ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

ПАО «Фортум» филиал ЧТЭЦ-1

Начальник КТЦ

_____ В.Е.Чендяев

«___» _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Промышленная теплоэнергетика»

к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев

«___» _____ 2019 г.

**Реконструкция водогрейного котла ВК №2 ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1
путем усовершенствования схемы тепловой автоматики**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2019.963.21.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина

«___» _____ 2019 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев

«___» _____ 2019 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина

«___» _____ 2019 г.

Автор работы,
студент группы ПЗ-579

_____ А.Н.Шишкин

«___» _____ 2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Шишкин А.Н. Реконструкция водогрейного котла ВК№2 ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствования схемы тепловой автоматики. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-579; 2019,108с., 8ил., библиогр. список – 23 наименований, 7 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе бакалавра предложен вариант реконструкции водогрейного котла ВК № 2 Челябинской ТЭЦ-1 путем 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 обеспечение надежной, эффективной и энергосберегающей работы водогрейных котлов на Челябинской ТЭЦ-1. Повышение надежности, экономичности котлов за счёт применения автоматического контроля и регулирования горелок, сокращения времени в переходных режимах и включения оборудования из резерва, сокращение количества ремонтов энергетического оборудования ТЭЦ.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе содержит 13 разделов, в которых описаны 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 6 листах формата А1.

13.03.01.2019.963.21. ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Шишкин А.Н.			Реконструкция водогрейного котла ВК №2 ПТВМ-100 путем усовершенствования схемы тепловой автоматики
Провер.		Осинцев К.В.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Стадия Лист Листов 13.03.01.2019.963.21 ПЗ 3 5
Н. Контр.		Алабугина Р.А.			ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА ПТВМ-100 ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-1 ПУТЕМ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ.....	8
2 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	9
3 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА.....	13
3.1 Технические характеристики котла ПТВМ-100.....	13
3.2 Конструктивные характеристики котла.....	15
3.3 Тепловой расчёт котла ПТВМ-100.....	16
3.4 Тепловой баланс котла и расход топлива ПТВМ-100.....	19
3.5 Поверочный расчет теплообмена в топке.....	21
3.6 Расчёт конвективной части.....	23
3.7 Сводная таблица теплового расчета.....	25
4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....	26
4.1 Нагрузка на отопление.....	26
4.2 Нагрузка на вентиляцию.....	26
4.3 Нагрузка на горячее водоснабжение.....	27
4.4 График зависимости тепловой нагрузки жилого района от температуры наружного воздуха.....	27
5 ВЫБОР МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ. РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА.....	29
6 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ РАСХОДОВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ.....	32
7 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	34
8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ.....	44
9 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ Системы мониторинга технологии процесса выработки тепла.....	45
9.1 Сравнительный анализ современной АСУ ТП с иностранным аналогом. Первичные данные для выбора системы АСУ.....	45
9.2 Характеристика объекта автоматизации.....	45
9.3 Краткий обзор современных АСУ ТП на базе программно-технический комплекс (ПТК).....	46
9.4 Сравнительный анализ конкурентоспособных поставщиков АСУ ТП для энергетического оборудования на базе ПТК для электростанции РФ с иностранными аналогами.....	46
9.5 Характеристика АСУ ТП на базе ПТК.....	47
9.6 Описание интерфейса управления котлом.....	48
10 Автоматизация измерительные приборы, защита и автоматика.....	62
10.2 Технологические защиты и сигнализации котла.....	65
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	70
11.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов.....	70

11.2. Требования ПТБ И ПБ при обслуживании котла ПТВМ-10.....	71
11.3 Виброакустические факторы.....	75
11.4 Вредное воздействие химических веществ.....	76
11.5 Травмоопасность.....	76
11.6 Электробезопасность.....	77
11.7 Пожаровзрывобезопасность.....	79
11.8 Эргономика и техническая эстетика.....	81
12 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	82
12.1 Очистка дымовых газов от окислов азота.....	82
12.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива.....	83
12.3 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы.....	85
12.4 Расчет выброса оксидов азота.....	85
12.5 Расчет минимальной высоты трубы.....	87
13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	92
13.1 Технико-экономический расчет реконструкции водогрейного котла №2 ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствования схемы тепловой автоматики.....	92
13.1.1 Смета капитальных затрат на проведение реконструкции.....	92
13.1.2 Расчет текущих затрат.....	93
13.1.3 Расчет срока окупаемости реконструкции котла ПТВМ-100.....	98
13.2 SWOT – анализ для реализации проекта реконструкции Водогрейного котла ПТВМ-100.....	99
13.3 Организационно-плановый инструментарий реализации проекта реконструкции водогрейного котла.....	101
13.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания.....	101
13.3.3 Модель поля сил эффективности реализации проекта.....	104
13.3.4 Ленточный график Ганта.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
Библиографический список.....	108

ВВЕДЕНИЕ

В современных городах теплофикация потребителей покрывается за счет ТЭЦ. В городах и районах нашей области нуждаемость в тепловой энергии в основном компенсируют за счет ТЭЦ и котельных. Главными векторами развития промышленности Челябинской области, которые должны противостоять отрицательной динамике, являются: технологические усовершенствования производства; переход на существенно новые технические процессы; обновление и структурный сдвиг в сторону наукоемких производств; замена на природосберегающие и экологичные технологии.

Все котельные установки подразделяются на несколько видов в зависимости от используемого топлива. Существуют сооружения, работающие на жидком топливе, другие агрегаты действуют за счет потребления твердого топлива. В современных котельных, в основном, в виде топлива применяется природный газ. Это топливо является наиболее экономическим типом ресурса. Кроме того, газ по сравнению с другим топливом, значительно дешевле в цене. Главное, важно подобрать надежное и качественное оборудование, тогда можно будет воспользоваться всеми преимуществами таких установок.

Автоматизированные газовые котельные являются на сегодняшний день наиболее распространенным источником теплоснабжения и ГВС. В нашей стране такое оборудование обширно применяют в разных производственных сферах и хозяйственных отраслях. Газовые котельные снабжают бесперебойную подачу тепла в заводские цеха, складские помещения, на строительные площадки, а также в административные, жилые и объекты социально-общественного назначения. Для работы автоматизированных установок могут быть использованы следующие типы топлива: во-первых, котельные могут функционировать на природном газе, во-вторых, на сжиженном, в-третьих, на попутном нефтяном.

Нынешнее экономическое состояние регионов, выражается во многих сферах сильным снижением производства, но для индустриально развитой Челябинской области, которая имеет высокий уровень развития территориального и промышленного производства, оказывает наиболее болезненное действие. Возникшие различные причины спада вызваны финансовой неустойчивостью, изменением спроса на традиционную продукцию, хозяйственные разобщения контактов, малоэффективные устаревшие производства, экономическая неконкурентоспособность произведенной продукции в условиях многократно возросших цен на энергоносители в целом.

Рентабельность основной продукции определяется стоимостью энергоресурсов области, энергоемкостью производств, количеством и качеством топлива. Экологическая перегруженность региона усугубляет энергетическую проблему области.

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Основная цель энергетической программы - снабжение промышленного и аграрного комплексов энергоносителями по ценам, оптимальным на федеральном рынке, достижение конкурентоспособности местной продукции, создание условий для быстрого развития региона и уменьшение экологической нагрузки.

Для достижения этой цели нужно менять политику энергосбережения, модернизировать действующие теплоэлектростанции, применять современные продвинутое технологии, в топливный оборот привлекать больше местных ресурсов и доступных ресурсов близлежащих регионов.

Основной путь решения проблемы энергетики в области – это рациональное использования энергии и ее сбережение во всех областях деятельности. Это путь наилучший экономически, гарантирующий повышение надежности рационального использования энергии для населения и общего хозяйства, благоприятствующий нормализации окружающей среды в целом.

Рассмотрение технико-экономического состояния индустрии, сельского и жилищно-коммунального хозяйства, строительной отрасли и др. обнаруживает существенные резервы области в рациональном использовании энергии.

Главное место в современной энергетике должно уделяться научным разработкам, внедрению инноваций, которые улучшат характеристики теплоэлектростанций, сделав их более экологичными. Подразумеваем ввод новых технологий отчистки топлива, применяемых на теплоэлектростанциях, разработку, производство и внедрение на теплоэлектростанциях специальных фильтров отчистки, строительство новых ТЭЦ, сконструированных сразу с учётом современных экологических стандартов.

ТЭЦ и ГРЭС это основные источники тепла и электричества для человечества и еще долгое время останутся ими. По этому теплоэнергетические комплексы будут активно развиваться в сторону более безопасных экологических и ресурсосберегающих технологий.

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА ПТВМ-100 ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-1 ПУТЕМ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕПЛОЙ АВТОМАТИКИ

1.1 Краткое описание Челябинской ТЭЦ-1

Челябинская ТЭЦ-1 одна из первых станций построенная в годы войны (1942г.). Стране нужны были дополнительные мощности области, промышленность наращивала производства и параметры станции были пересмотрены от 50 до 250 Мвт. В настоящее время на станции работают две противодавленческие турбины, четыре энергетических котла и пять пиковых водогрейных.

В 2014 году завершено строительство двух газотурбинных установок мощностью 88 Мвт. Старый парк турбин выведен из эксплуатации.

В связи с тем, что в отопительный сезон не всегда хватает тепловой мощности, перебои в системе теплоснабжения покрывает пиковая водогрейная котельная с пятью котлами и выработкой тепла 100 Гкал/час. Она рассчитана для обеспечения высокой тепловой нагрузки в период низких температур и нормальных условий в системах центрального теплоснабжения. Котел представляет из себя прямоточный агрегат, повышающий температуру воды поступающей из тепловых сетей, после охлаждения в городском контуре. В связи с этим, есть необходимость внедрить автоматизацию управления на водогрейных котлах различными техническими процессами, согласно нынешних условий безопасности в соответствии с действующими «Правилами систем безопасности газового распределения и потребления (ПБ 12.-529-03)» и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (ПБ 10-574-03)» на котле ПТВМ-100 ЧТЭЦ-1.

Цель выполняемой работы:

Сменить систему контроля и управления котлов ПТВМ-100 ЧТЭЦ-1 на более современную АСУ ТП на базе программно-технического комплекса «Квинт СИ», эта система позволит производить: автоматический розжиг горелок с применением ЗЗУ в соответствии с разделом 7 «Правил систем безопасности газового распределения и потребления (ПБ 12.-529-03)»; управление автоматическими процессами технологическим оборудованием в обычных, промежуточных, аварийных и особых режимах работы, накопление, переработку, воспроизведение и учет данной информации о всем имеющемся оборудовании котельной, и о происходящих процессах.

2 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение и повышение энергоэффективности экономики в настоящее время очень актуально. Освоение природных углеводородов в больших объемах (таких как нефть, газ, уголь) негативно действует на экологию Земли.

					Лист
					10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

15.03.01.2019.963.21 ПЗ

В этом кроется источник климатических изменений на планете, в том числе парниковый эффект от повышенной концентрации парниковых газов в атмосфере.

Нужны способы по сохранению и эффективному использованию природных ресурсов. Основной и важный способ внедрение инновационных берегающих новейших технологий.

Для водоподогревающих котельных значительным мероприятием являются следующие положения:

- для низкий выход оксидов азота и других токсичных компонентов применять горелочные устройства;
- установка современного автоматического регулирования и защиты котлов и их вспомогательного оборудования;
- применение новейших ПТК, контролирующими технологические процессы;
- регулировка и коррекция сумм потерь теплоты, с недожогом и уходящими газами, общими процессами горения топлива и газами на основе установки электрорегулируемого привода тягодутьевых машин;
- внедрение современных систем водоконтроля и водоподготовки;
- ввод установок электрических насосных с обширными диапазонными характеристиками и установка электрорегулируемого привода;
- оснащение котельных установок современными утилизаторами уходящих дымовых газов и теплоты, отработанных стоков воды, пара и конденсата.

Берегающие технологии исключительно важны для механизмов, которые постоянно работают с низкой нагрузкой: конвейеров, насосов, вентиляторов, и прочих механизмов. Множественные берегающие технологии, как применение электрических приводов и автоматические системы, могут быть использованы в жилищно-коммунальных хозяйствах. Предприятия, имеющие берегающие технологии, также могут быть обеспечены благодаря принятию этих мер. Это касается их автоматизации, качества работы и улучшения надежности несовершенного оборудования (лифтов, систем вентиляции и т.д.).

Комплекс проведенных мероприятий по энергоэффективности разрешит целый ряд задач - сберечь множество энергоресурсов, разрешить множество трудностей жилищно - коммунального хозяйства, уменьшить нагрузку на окружающую среду и повысить продуктивность предприятий. Во всех сферах будет повсеместное использование энергосберегающих технологий –это просто вопрос времени.

Тепловые сети и системы теплоснабжения в современных городах и областях нашей страны в частых случаях сильно изношены. Множество тепловых магистралей превысили эксплуатационный тридцатилетний ресурс.

Количество потребителей тепла увеличивается и изношенные теплосети не способны удовлетворить их потребности без больших долговременных капитальных инвестиций (окупаемость более десяти лет). Рентабельности в них нет. Водогрейные котельные, которые обеспечивают теплоснабжением города и поселки, в большей степени уже достаточно изношены.

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Как правило, расположение их от тепловых пунктов жилых кварталов и микрорайонов на значительно удаленном расстоянии. Многие тепломагистральи с многокилометровой протяженностью.

Большинство производственных котельных, строящихся на промышленных предприятиях, обеспечивали теплом себя и близлежащие районы городов и поселков. На сегодняшний день отпуск тепла такого рода сокращен, загруженность котельных состоит всего двадцать или тридцать процентов от общей мощности. А потребление газа проводится на полную мощность. Оборудование на таких котельных давно выработало свой ресурс и технически устарело, имеет незначительный КПД. Устаревшие комплексы автоматизации несовременных котельных нуждаются в постоянном присутствии оперативного персонала. По причине медлительности и несвоевременного вмешательства, система отопления не может чутко реагировать на изменения наружной температуры. Вышеупомянутые моменты нуждаются в больших экономических затратах, которые приходится оплачивать из бюджета города и его жителей.

Перевооружение новейшими автоматическими системами управления водогрейных котлов нового поколения на центральных ТРП в городских микрорайонах и поселковых жилых кварталах приведет к хорошим показателям:

- современная автоматизированная котельная имеет коэффициент полезного действия до 94% , а также при изменениях температуры окружающей среды, значительно быстрее откликается на эти колебания, что способствует сэкономить на топливе в сравнении с имеющимися на сегодня расходом в больших котельных;

- происходит значительное сокращение расхода электроэнергии котельных, оборудованных автоматикой в пересчете на единицу отпускаемой тепловой энергии, по сравнительным характеристикам с существующими котельными, намного сокращается;

- технический персонал, который занимается обслуживанием котельной, сокращается до минимально необходимого;

- существенно снижаются ежегодные затраты на ремонтные работы.

В предоставленном проекте также используются технологии энергосбережения. Главным внедрением сберегающих технологий является системы регулирования.

На собственные нужды затрачивается около шестидесяти процентов электричества, основное потребление приходится на тягодутьевые машины котельных. Если наладить регулирование их режимных параметров, оно существенно воздействует на мощность и экономичность работы котлоагрегатов.

Обычно выработка вентилятора меняется, установкой противодействия воздушному напору, уменьшая или увеличивая его. Работа двигателя все это время продолжается в номинальном режиме.

Мы имеем множество преимуществ, используя частотный преобразователь.

- скоростной режим вращения регулируется от нулевого до максимального и выше номинала;

											Лист
											12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ						

- плавный разгон и торможение;
- токовый ограничитель в рабочих и аварийных режимах и на уровне номинального в пусковых;
- увеличение срока службы электрической и механической частей оборудования;
- часть оборудования освобождается (например, заслонки).

Тягодутьевые механизмы предназначены для поддержания наилучшего режима горения в топке котла. Понятие «наилучший режим» характеризуется как идеальная пропорция «топливо-воздух» и формирует наиболее положительные условия для полного сгорания топлива. Чтобы выполнить такие условия, нужно подать необходимое количество воздуха с одной стороны в топку – с другой стороны с заданной интенсивностью извлекать из нее продукты горения.

Так как водогрейные котельные работают в неравномерных тепловых режимах, снижением выработки вентилятора можно сэкономить до семидесяти процентов затраченной энергии, шедшей на работу механизмов.

Насосы - главные потребители электрической энергии в тепловых системах. При условии больших затрат энергии на привода насосов, естественно, повышается себестоимость воды, и все приходится оплачивать потребителю. Кубометр воды подаваемый насосом и количество энергии затраченной при этом, зависит от напора, подающегося насосом, и от КПД насоса. При проектировании закладывается значение КПД насоса, когда разрабатываются его профиля проточной части. Требуется высокая точность при изготовлении профилей, так как при незначительных несовпадениях от заданного, высокая степень КПД будет не достигнута. Технология изготовления профилей такова, что поверхности должны быть идеально гладкими, иначе высоких показаний КПД не добиться. Для этого требуется высокотехнологичное оборудование для изготовления таких насосов. Одни из ведущих изготовителей высокотехнологичных насосов такие компании как Grundfos, Kolmeks, Wilo, которые используют для гладких поверхностей колес и каналов высококачественные материалы и оборудование, изготавливающее их, что обеспечивает высокие показатели надежности и КПД насосов. Конструктивное улучшение насосов, требований относящиеся с увеличением экономичности, идет развитие по таким направлениям как:

- отказ от одноступенчатых насосов и ввод многоступенчатых, имеющих более лучшие профили гидравлических каналов ступени для заданных условий, чем у одноступенчатых насосов;
- с гидравлической точки зрения, достигнуто установкой оптимальных пропорций каналов, обтекаемости рабочих органов и соотношение скоростей для достижения высокого КПД в нужном режиме;
- факторы, влияющие на долгую эксплуатацию насоса это поддержание его в надлежащем состоянии недопущения кавитационных и коррозионных процессов за счет подходящих материалов;

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

- насосы, которые оснащены на электродвигателях частотниками (ЭПЧ) тока, имеют возможность по заданному алгоритму изменять характеристики насосов.

Современные и качественные материалы устойчивые к коррозии, собранные в насосе, вот результат энергосбережения и эффективности.

Когда дело доходит до выбора насоса, нужно учесть следующие условия, при совмещении в системе водоснабжения максимального расхода воды с оптимальной выдачей насоса, согласно максимальному показанию коэффициента полезного действия, но насос при этом обязан иметь минимальный запас по выдаче.

При гидравлическом сопротивлении системы нужен запас отклонения для покрытия реального от расчетной величины и выбирается проектировщиком, как правило, из личной практики.

Экономия по электричеству составляет пятьдесят процентов, и по воде до двадцати, таких показателей добиваются насосы, укомплектованные системой частотного регулирования.

Высокая энергетическая эффективность, надёжность и низкие расходы на обслуживание — это лучший показатель модернизирования автоматических систем.

3 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА

3.1 Технические характеристики котла ПТВМ-100

Целью поверочного теплового расчета котлоагрегата является определение (по имеющимся конструктивным характеристикам, заданной нагрузке и топливу) очередных показателей: «t» воды и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева, КПД агрегата, «Q» 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 Белгородском котельном заводе и установлен на Челябинской ТЭЦ 1 в 1968 г. Пиковый водогрейный котел ПТВМ-100 водотрубный, прямоточный с принудительной циркуляцией, башенной компоновки, имеет полностью экранированную топочную камеру и расположенные над ней конвективной пакеты.

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%.

						<i>13.03.01.2019.963.21 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			14

Котлы оборудованы газомазутными горелками с индивидуальными дутьевыми вентиляторами. Конструкция горелок предусматривает периферийный подвод газа и механическое распиливание мазута. Подогрев воздуха на котлах отсутствует.

Конвективная часть komponуется из блоков, каждый из которых состоит из секций U-образных змеевиков со стояками, размещенными на фронтальной и задней стенах конвективной части котла.

Трубы змеевиков каждой секции в четырех местах свариваются вертикальными дистанционирующими планками.

По ходу газов конвективная часть разделена на два пакета, ремонтный зазор между которыми составляет 600 мм. 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 горелкизапальника ЗСУ ПИ-60, производства «НПП» Промышленная автоматика» г. Казань. 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. [7].

3.2 Конструктивные характеристики котла

Таблица 3.2 - Конструктивные характеристики котла ПТВМ-100

Наименование величины	Единица измерения	Значение
Объем топочной камеры	м3	245
Размеры топочной камеры в плане	мм	6230*6230
Высота топочной камеры	мм	5300
Наименование величины	Единица измерения	Значение
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	м2	224
Конвективная поверхность нагрева	м2	2960
Полная площадь поверхности нагрева	м2	3184
		13.03.01.2019.963.21 ПЗ
Изм.	Лист	№ докум.
		Подпись
		Дата
		15

3.3 Тепловой расчёт котла ПТВМ-100

Исходные данные

Таблица 3.1 - Состав топлива

Наименование месторождения	Состав газа по объему, %							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

«V»газов, объемные доли трехатомных газов

Рассчитаем теоретически необходимый «V» воздуха при $\alpha = 1$, определяют по формулам для газообразного топлива (4.1):

$$V^0 = 0,0479 \cdot (0,5 \cdot CO_2 + H_2 + 1,5 \cdot N_2 S + \Sigma(m + 0,25n)C_m H_n - O_2) \quad (4.1)$$

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

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

Теоретические объемы продуктов сгорания топлива.

«V» трехатомных газов (4.2):

$$V_{RO_2} = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \Sigma mC_m H_n), \quad (4.2)$$

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

Теоретический объем азота [12]:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2$$

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

Теоретический «V» водяных паров [12]:

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

где $d_{г.тл}$ — влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа (г/м³);

при $t_{г.тл} = 10^\circ C$, тогда:

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

16

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

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

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

Определим «V» двухатомных газов и водяных паров по формулам:

При избытке воздуха $\alpha > 1$ расчет ведется по следующим формулам [12]:
объем азота:

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

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

Объем водяных паров:

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

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

Полный объем воздуха:

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

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

Суммарный объем дымовых газов:

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

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

Объемные доли трехатомных газов равные парциальным давлениям газов при общем давлении 0,1 МПа, подсчитываем по формулам:

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

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

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

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

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

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

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Таблица 3.2 - 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	Γ_{RO_2}	б/р	0,09
объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания	Γ_{H_2O}	б/р	0,19
Суммарная доля водяных паров и трехатомных газов	Γ_{Π}	б/р	0,28

Расчет энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха

Теплосодержание продуктов сгорания обозначается I_{Γ} , кДж/м³.

Данные таблиц или расчета теоретических энтальпий при постоянном значении коэффициента расхода воздуха заносят в таблицу 7.3.

В общем случае [12]:

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

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

где I_{Γ}^0 и I_{B}^0 - теоретические теплосодержания газов и воздуха, принимаются из таблицы XVI[3].

ϑ - температура газов, °С,

$c_{RO_2}, c_{H_2O}, c_{N_2}, c_{\text{B}}$ - теплоемкости трехатомных газов, водяных паров, азота и холодного воздуха (при температуре $t_{x\theta}$) и постоянном давлении (равном атмосферному) [13], кДж/м³

Теплосодержание воздуха, кДж/м³

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

Таблица 3.3 - Энтальпии воздуха и продуктов сгорания, кДж/м³

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$I_{\Gamma}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\text{в}}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\Gamma}, \text{кДж/м}^3 \text{ при } \alpha=1,1$
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

3.4 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: $Q_{\text{вн.}}=0, i=0$.

Таблица 3.4 - Тепловой баланс котельного агрегата и определение расхода топлива

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет		
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	$t_{\text{ух}}$	Условно принимаем	180		
Энтальпия уходящих газов, кДж/м ³	I_{Γ}	По таблице XV [14]	3029		
Температура воздуха в котельной, °С	$t_{\text{в}}$	Условно принимаем	30		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					19

13.03.01.2019. 963.21 ПЗ

Энтальпия воздуха в котельной, кДж/м ³	$I_{x.в.}^0$	По I-в 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+=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
Энтальпия воды на выходе из котельного агрегата кДж/кг	I''	$c_p \cdot t''$	4,187 · 110 = 439,6
Энтальпия воды на входе в котельный агрегат кДж/кг	I'	$c_p \cdot t'$	4,187 · 85 = 355,89

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
Полезно используемое тепло в котле, кВт	$Q_{ка}$	$G \cdot (I'' - I')$	1250 · (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	$B \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	$2,4 \cdot \frac{100 - 0}{100} = 2,4$

3.5 Поверочный расчет теплообмена в топке

Таблица 3.5 - Поверочный расчет теплообмена в

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Суммарная площадь лучевопринимающей поверхности, м ²	H_l	по конструктивным размерам котельного агрегата	224
Суммарная площадь стен поверхности топки, м ²	F_{cm}	$F_{cm} = \sum F_{nl}$	228,2

Лист

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

20

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Относительный уровень расположения	Xm		$\frac{h_r}{H_m}$	0,43	
	Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет	
Коэффициент загрязнения топки		ζ	По таблице 5-2 [14]	0,65	
Коэффициент тепловой эффективности лучевоспринимающих поверхностей топки		ψ_{cp}	$\zeta \frac{H_l}{F_{ct}}$	0,776	
Активный объем топки, m^3		V_T	$V_T = F_{бок} \cdot b,$	$V = 39,2 \cdot 6,23 = 245$	
Эффективная толщина излучающего слоя, м		s	$3,6 \frac{V_T}{F_{ct}}$	$S = 3,6 \cdot \frac{245}{228,2} = 3,86$	
Полная высота топки, м		Hm	По конструктивным размерам	8000	
Высота расположения горелки, м		h_g	По конструктивным размерам	3450	

горелки,			
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	$I_{x.в.}^0$	По таблице 7.4	385
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_m$	По таблице 2-2 [14]	0,06
Количество теплоты вносимое в топку воздухом, кДж/м ³	$Q_в$	$\Delta\alpha_m \cdot I_{x.в.}^0$	$0,06 \cdot 385=23$
Полезное тепловыделение в топке, кДж/м ³	Q_m	$Q_в + Q_p^r \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4}$	$23 + 36746,3 \cdot \frac{100 - 0,6}{100 - 0} = 36548$
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	$I_{т.}''$	По таблице 7.4	19867,27
Объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания	r_{RO2}	По таблице 7.2	0,09
Объемная доля водяных паров в продуктах сгорания	r_{H2O}	По таблице 7.2	0,19
Суммарная доля водяных паров и трехатомных газов	r_n	По таблице 7.2	0,28
Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/МПа	k_z^0	$k_z^0 = \left(\frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{\sqrt{10pr_n s_T}} - 1 \right) (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} T_T'')$	6,76

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

22

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4
Коэффициент ослабления лучей светящейся частью факела, 1/(МПа)	k_{cb}	$k_{cb} = k_r^o r_{п} + k_c$	$k_{cb} = 1,89 \cdot 0,28 + 1,57 = 1,747$
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	$q_v = \frac{B Q_p^r}{V_T}$	$\frac{2,4 \cdot 36746,3}{245} = 245,36$
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания топлива, кДж/(м ³ ·К)	$V_{c_{cp}}$	$\frac{Q_T - I_T''}{g_a - g_m''}$	$\frac{36548 - 19867,27}{1821 - 1054} = 21,7$
Температура газов на выходе из топки, °С	g_m''	$\frac{T_a}{M \left(\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{ст} \cdot a_T \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \phi \cdot B_p \cdot V \cdot c_{cp}} \right)^{0,6} + 1} - 273$	1109
Энтальпия газов на выходе из топки, кДж/м ³	I_T''	По таблице 7.4	21871,9
Общее тепловосприятие топки, кДж/м ³	Q_T^l	$\phi(Q_T - I_T'')$	$0,989(36548 - 21871,9) = 14$

Окончание таблицы 3.5

3.6 Расчёт конвективной части

Таблица 3.6 - Поверочный расчет дымогарных труб

Наименование				Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Полная площадь поверхности нагрева,				H	по конструктивным размерам	2060
м ²						Лист
13.03.09.2019.063.21 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Температура газов перед трубками, °С	ϑ'	Из расчета топки	1193,7
Энтальпия газов на входе в трубки, кДж/м ³	I'	Из расчета топки	23990,5

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4
Температура газов на выходе из трубок, °С	ϑ''	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,	$\vartheta_{\text{ср}}$	$0,5(\vartheta' + \vartheta'')$	$0,5(1193,7 + 180) = 686,85$
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	$\Delta t_{\text{в}}$	$\vartheta' - t^{\text{ср}}_{\text{кп}}$	$1193,7 - 90 = 1103,7$
Температурный напор на выходе из конвективного пакета, °С	$\Delta t_{\text{м}}$	$\vartheta'' - t^{\text{ср}}_{\text{кп}}$	$180 - 90 = 90$
Среднелогарифмический температурный напор, °С	$\Delta t_{\text{ср}}$	$\frac{\Delta t_{\text{в}} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31 \lg \frac{\Delta t_{\text{в}}}{\Delta t_{\text{м}}}}$	$\frac{1103,7 - 90}{2,31 \lg \frac{1103,7}{90}} = 390$
Объемный расход газов, м ³ /с	$V_{\text{газ}}$	$\frac{B_p \cdot V_r \cdot (\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{273}$	$\frac{2,4 \cdot 12,85 \cdot (686,85 + 273)}{273} = 1,9$
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	$\frac{V_r}{F}$	$\frac{1,96}{0,17} = 11,5$

Кoeffициент теплоотдачи	α_k	по номограмме ГТ [12]	10^3	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
				24

конвекцией, Вт/(м²К)			
Эффективная толщина излучающего слоя, м	s	0,9d	$0,9 \cdot 0,1 = 0,09$

Окончание таблицы 3.6

1	2	3	4
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, мМПа	$pr_n s$	$pr_n s$	$0,1 \cdot 0,33 \cdot 0,09 = 0,0029$
Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/мМПа	k_r	по рис 5.5 [12]	25
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$k_r ps$	$25 \cdot 0,1 \cdot 0,09 = 0,225$
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/(м²К)	$\alpha_{л}$	по номограмме 18 [12]	14,3
Значение коэффициента тепловой эффективности,	ψ	По таблице 5 [12]	0,8
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²К)	k	$\psi(\alpha_k + \alpha_l)$	$0,8(27 + 14,3) = 32,2$
Тепловосприятие конвективного пакета, кДж/м³	Q_m	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	$\frac{32,2 \cdot 31,6 \cdot 898,86}{0,044 \cdot 10^3} = 20805,79$
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_r - Q_r}{Q_r} \cdot 100\%$	$\frac{20864,64 - 20805,79}{20605,79} \cdot 100\% = 0,28\%$

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

3.7 Сводная таблица теплового расчета

Таблица 4.7 - Проверочный 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/м³				15 438,00	
				13.03.01.2019.963.21 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	25

Тепловосприятие среды на выходе, кДж/м ³	15 438	20 805, 79
---	--------	------------

Определим погрешность расчетов:

$$\frac{Q_p^r \cdot \eta}{(Q_t + Q_k)} 100\% = \frac{39400 \cdot 92}{20805,79 + 15438} = 0,49\%$$

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

4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Пиковой водогрейной котельной ЧТЭЦ-1 снабжает теплом большую часть жилых домов Ленинского района, промышленных потребителей таких как ЧТПЗ, ЧКПЗ и ЧТЗ.

Свойства системы теплоснабжения таковы, она закрытая, централизованная температурный режим в пиковые периоды отопления 110/80 °С.. Система теплоснабжения централизованная, закрытая, регулирование происходит по совмещенной нагрузке. Централизация системы это направление наиболее энергоэффективное и ресурсосберегающее и его применение широко применяется в РФ так и за рубежом.

4.1 Нагрузка на отопление

Произведем расчет по основным определяющим формулам.. График выстроим когда закончим расчеты связанности тепловой нагрузки жилых районов от «t» наружного воздуха. Максимальный тепловой поток (в зимнее время) в среднем за 2018 год на отопление жилых и общественных зданий по данным ООО «ФОРТУМ» водогрейной котельной ЧТЭЦ-1:

$$Q_o^3 = 152,5 [MBm];$$

$$Q_{oob}^3 = k_1 \cdot Q_o^3, \quad (5.1)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий «Q» теплоты на отопление общественных зданий, $k_1 = 0,25$.

$$Q_{oob}^3 = 0,25 \cdot 152,5 = 37,9 [MBm].$$

Тогда максимальный тепловой поток на отопление

$$Q_{max 0}^3 = Q_{oob}^3 + Q_o^3 = 190,4 [MBm]$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					26

$$Q_{max0}^3 = 151,8 + 37,7 = 189,4[\text{МВт}]$$

4.2 Нагрузка на вентиляцию

Максимальный тепловой поток на вентиляцию общественных зданий [4]:

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

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:

$$Q_{maxB}^3 = 0,6 \cdot 37,9 = 22,74[\text{МВт}].$$

4.3 Нагрузка на горячее водоснабжение

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий по данным ООО «ФОРТУМ» за 2018 год на водогрейной котельной ЧТЭЦ-1: в зимний период $Q_{срГВС}^3 = 33[\text{МВт}]$,

в летний $Q_{срГВС}^l = 31,14 [\text{МВт}]$;

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

Тепловые нагрузки на ГВС:

$$Q_{maxГВС}^3 = 2,5 \cdot 33 = 82,5 [\text{МВт}]$$

4.4 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°C.

В летний период присутствуют постоянные нагрузки на ГВС:

$$Q_{срГВС}^l = 31,13 [\text{МВт}]$$

$$Q_{срГВС}^3 = 32[\text{МВт}];$$

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

$$Q_B^3(t_{тек}) = Q_{maxB}^3 \cdot \frac{(t_{пом} - t_{тек})}{(t_{пом} - t_{нрB})}, [\text{Вт}]; \quad (5.6)$$

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

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

$t_{нр0}$ – расчетная температура для проектирования отопления. $t_{нр0} = -29^\circ\text{C}$,

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ				

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

Тогда:

$$Q_0^3 = Q_{max\ 0}^3 \cdot \frac{(t_{пом} - t_{тек})}{(t_{пом} - t_{нр0})} = 189,4 \cdot \frac{(18 - t_{тек})}{18 - (-29)} = , [МВт]$$

$$Q_B^3 = Q_{max\ В}^3 \cdot \frac{(t_{пом} - t_{тек})}{(t_{пом} - t_{нрВ})} = 25,26 \cdot \frac{(18 - t_{тек})}{18 - (-20)} = , [МВт]$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{ГВС} + Q_0 + Q_B$$

Задаемся несколькими значениями температур наружного воздуха и производим вычисления. Результаты заносим в таблицу 4.1

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

$t_{нр} \text{ }^{\circ}\text{C}$	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

Рисунок 4.1 - 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 4.2 Число часов за отопительный период со среднесуточной температурой наружного воздуха, равной и ниже данной (для ориентировочных расчетов)

Город	Температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$										
	Ниже -45	-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 4.2

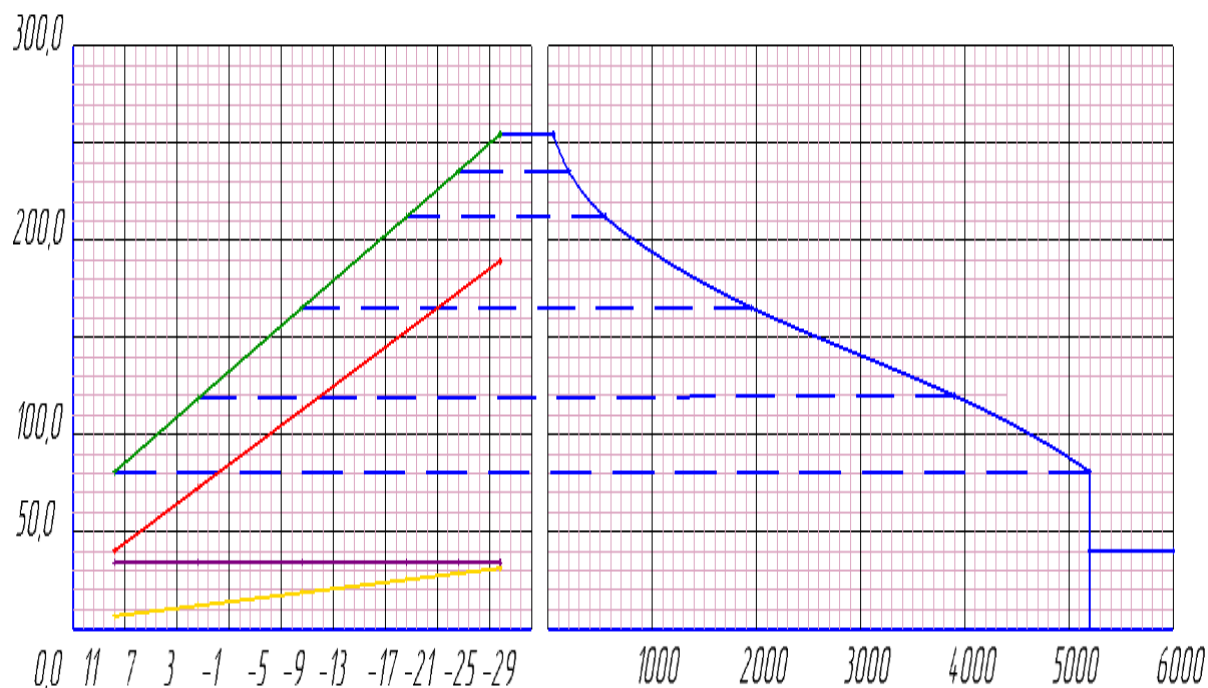


Рисунок 4.2 – График Россандера

5 ВЫБОР МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ. РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

Этот раздел предусматривает определение графика изменения « t » в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от « t » наружного воздуха. Исходные данные для расчета:

1. τ'_{01} – « t » теплоносителя в подающем трубопроводе, °С. Принято $\tau'_{01} = 110^\circ\text{C}$;
2. τ'_{02} – « t » теплоносителя в обратном трубопроводе, °С. Принято $\tau'_{02} = 80^\circ\text{C}$;
3. τ'_{03} – « t » после абонентского ввода по [1], °С. Для зависимых систем $\tau'_{03} = 110^\circ\text{C}$.
4. t_b – « t » воздуха внутри помещения по [2], °С. Принимаю расчетную температуру внутри помещения $t_b = 18^\circ\text{C}$.
5. $t_{нро}$ – расчетная « t » наружного воздуха в целях отопления по [7], °С. Для города Челябинск $t_n = -29^\circ\text{C}$.

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

5.1 Регулирование отпуска тепла. Построение температурного графика

В основу центрального качественного регулирования положен закон изменения отопительной нагрузки от температуры наружного воздуха [4].

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

а) температура сетевой воды перед отопительной системой

$$\tau_{01} = t_B + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0.8} + \bar{Q}_0 \cdot (\delta\tau'_0 - 0.5 \cdot \theta'_0), \quad (5.1)$$

б) температура воды на выходе из отопительной системы

$$\tau_{02} = t_B + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0.8} - 0.5 \cdot \bar{Q}_0 \cdot \theta'_0, \quad (5.2)$$

где $\delta\tau'_0$ – расчетный перепад температур в тепловой сети;

$$\delta\tau_0 = \tau'_{01} - \tau'_{02}; \quad (5.3)$$

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

θ'_0 – расчетный перепад температур теплоносителя в отопительных приборах;

$$\theta'_0 = t'_{03} - t'_{02}; \quad (5.4)$$

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

Q_0 – относительная тепловая нагрузка;

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q'_0} = \frac{t_B - t_H}{t'_e - t_{HPO}} \quad (5.5)$$

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

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} - t_B; \quad (5.6)$$

$$\Delta t'_0 = \frac{112 + 80}{2} - 17 = 76 [^{\circ}\text{C}]$$

По уравнениям (3.1), (3.2), для текущих температур наружного воздуха в диапазоне $8^{\circ} \leq t_H \leq t_{HPO}$ (пять, шесть значений) определяются температуры воды τ_{01} , τ_{02} , и строится температурный график $\tau = f(t_H)$ (рис. 3.1).

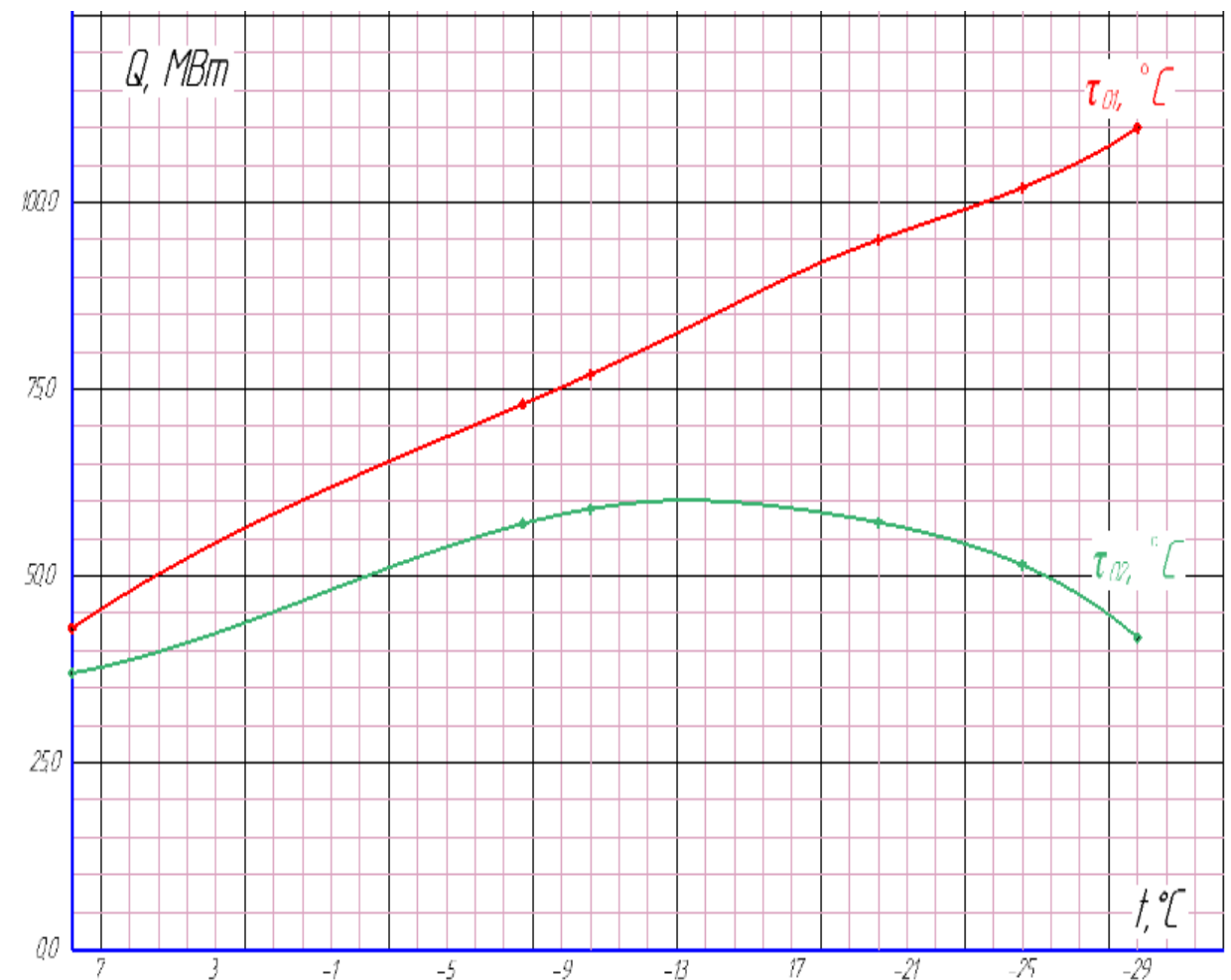
График температур (рис. 3.1) в подающем трубопроводе тепловой сети имеет вид ломаной линии (t наружного воздуха в точке излома $t_H = t_{HPI}$).

						Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ	

Таблица 5.1 - Данные для построения графика температур

$t_n, ^\circ C$	8	-7,65	-10	-20	-25	-29
$Q_o, MВт$	0,211	0,543	0,594	0,807	0,913	2
$\tau_{01}, ^\circ C$	42	72	76	94	101	112
$\tau_{02}, ^\circ C$	35	56	58	70,6	75,8	81

Рисунок 5.1 - Температурный график регулирования отпуска теплоты



Для построения графиков расходов сетевой воды в сетях по объектам находим численные значения расходов сетевой воды, идущей в систему отопления, вентиляции и ГВС [4]. Определение этих расходов будем осуществлять по известной тепловой нагрузке и температурам сетевой воды.

Аналогично расчет ведется при других температурах. Результаты расчета сведены в таблицу.

Таблица 6.1 - Расходы сетевой воды

Расчетные параметры	Температуры наружного воздуха, t_n , °C					
	8	0	-10	-20	-25	-29
Q_o , МВт	14,96	26,92	41,90	56,91	64,36	70,35
G_o , кг/с	187,1	336,5	479,6	479,6	479,8	479,6
Q_v , МВт	1,76	3,23	5,02	6,82	7,70	8,42
G_v , кг/с	22,3	40,1	57,3	57,6	57,3	57,5
$Q_{гвс}$, МВт	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82
$G_{гвс}$, кг/с	55,0	55,0	55,0	55,0	53,2	50,7

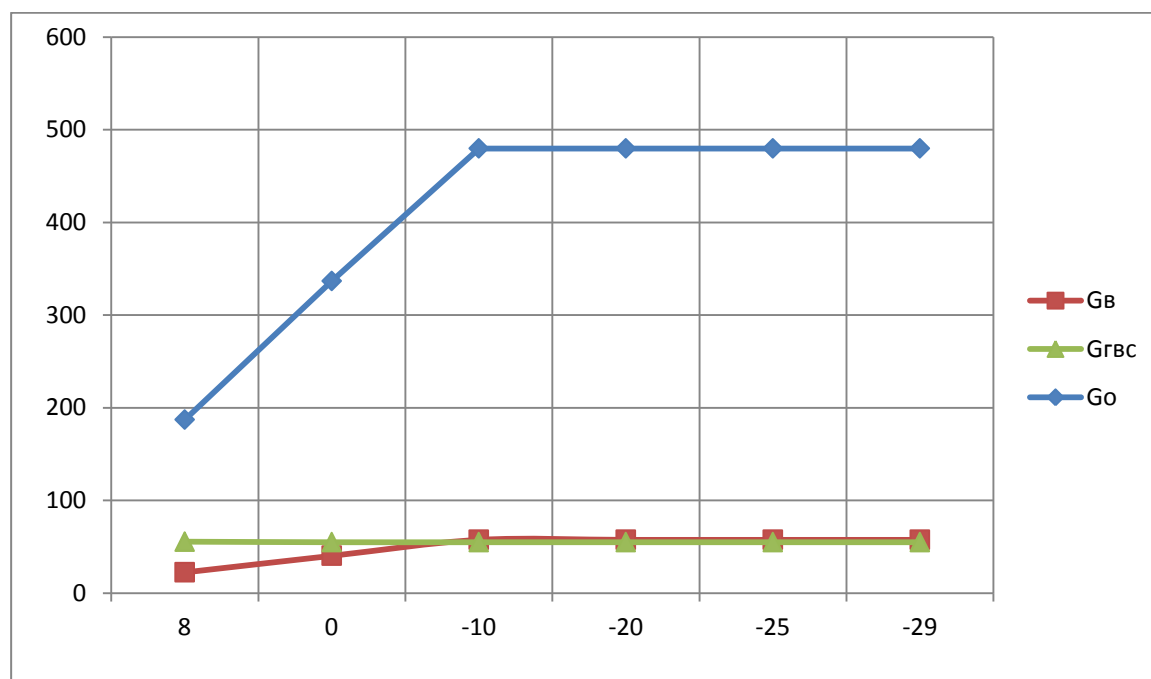


Рисунок 6.1 - График зависимости расхода сетевой воды от температуры наружного воздуха

7 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Функционал пиковой котельной – подогревать сетевую воду для покрытия зимних нагрузок отопления, вентиляции, ГВС. Для расчета данной схемы нужно	Лист 32
------	------	----------	---------	------	---	---------

выбрать котельные агрегаты. Максимальное число работающих котлов будет в максимально зимнем режиме.

Таблица 7.1 - 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	189,3	—	—
на вентиляцию общественных зданий	Q_v	25,25	—	—
на горячее водоснабжение	$Q_{г.в.}$	63,15	63,15	51,1
Расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С	$t_{p.o}$	-29,1	-15,3	—
Расчетная температура наружного воздуха для вентиляции, °С	t_v	-15,3	—	—
Температура воздуха внутри помещений, °С	$t_{вн}$	17	17	—
Температура сырой воды, °С	$t_{с.в.}$	7	7	17
Температура подогретой сырой воды перед химводоочисткой, °С	$t'_{х.о.в.}$	17		
Температура подпиточной воды после охладителя, °С	$t''_{подп}$	70		
Коэффициент собственных нужд ХВО	$K_{хво}$		1,25	
Температура воды на выходе из котлов, °С	$t_1^{в.к.}$	112	112	112
Температура воды на входе в котёл, °С	$t_2^{в.к.}$	81		
Расчетная температура горячей воды после местных теплообменников горячего водоснабжения, °С	$t^{номр}_{обр}$	61		
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:

$$K_{o,v} = \frac{t_{BH} - t_n}{t_{BH} - t_{p.o}} = \frac{17 + 15,2}{17 + 26} = 0,712, \quad (7.1)$$

Температура воды на нужды отопления и вентиляции в подающей линии для режима наиболее холодного месяца 0С:

$$t_1 = 117 + 64,1 \cdot K_{o,v}^{0,8} + 68,3 \cdot K_{o,v}, \quad (7.2)$$

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

2. Температура обратной сетевой воды после системы отопления и вентиляции для режима наиболее холодного месяца 0С:

$$t_2 = t_1 - 81 \cdot K_{o,v} = 114,6 - 80 \cdot 0,712 = 57,85, \quad (7.3)$$

3. Отпуск теплоты на отопление и вентиляцию с учетом потерь, МВт: для максимально-зимнего режима:

$$Q_{o,v} = Q_o + Q_v = 189,3 + 25,24 = 214,5 \quad (7.4)$$

для режима наиболее холодного месяца:

$$Q_{o,v} = (Q_o + Q_v) \cdot K_{o,v} = 214,6 \cdot 0,712 = 153,0,$$

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

для максимально-зимнего режима:

$$Q = Q_{o,v} + Q_{zvc} = 214,7 + 63,18 = 277,9, \quad (7.4)$$

для режима наиболее холодного месяца:

$$Q = Q_{o,v} + Q_{zvc} = 153,1 + 63,18 = 216,3,$$

5. Расход воды в подающей линии системы теплоснабжения для нужд горячего водоснабжения для максимально-зимнего режима, т/ч:

$$G_{zvc}^{номп} = \frac{861 \cdot Q_{zvc}}{t_{zvc}^{номп} - t_{c.в}} = \frac{862 \cdot 63,16}{70 - 5} = 835,6, \quad (7.5)$$

6. Тепловая нагрузка подогревателей первой ступени (на обратной линии сетевой воды) для режима наиболее холодного месяца, МВт:

$$Q_{zvc}^I = 0,00116 + G_{zvc}^{номп} \cdot (t_2 - \Delta t_s + t_{c.в}), \quad (7.6)$$

$$Q_{zvc}^I = 0,00114 \cdot 835,6 \cdot (57,84 - 10 + 5) = 51,22,$$

7. Тепловая нагрузка подогревателей второй ступени для режима наиболее холодного месяца, МВт:

			$Q_{zvc}^{II} = Q_{zvc}^{номп} - Q_{zvc}^I = 63,18 - 51,25 = 11,9$		(7.6)
					13.03.01.2019.963.21 ПЗ
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	34

, т/ч:

$$G_{26c}^{II} = \frac{860 \cdot Q_{26c}^{II}}{t_1 - t_2} = \frac{860 \cdot 11,93}{114,9 - 57,86} = 179, \quad (7.8)$$

8. Расход сетевой воды на местный теплообменник для летнего режима, т/ч:

$$G_{ГВС}^I = \frac{862 \cdot Q_{ГВС}^I}{t_1^I - (\Delta t_e + t_{c.6})} = \frac{862 \cdot 51,1}{72 - (11 + 12)} = 971, \quad (7.9)$$

9. Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию, т/ч:
для максимально-зимнего режима, т/ч

$$G_{o.6} = \frac{860 \cdot (Q_o + Q_6)}{t_1 - t_2} = \frac{861 \cdot (189,4 + 25,26)}{114,8 - 57,85} = 3235, \quad (7.10)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G_{o.6} = \frac{860 \cdot Q_{o.6}}{t_1 - t_2} = \frac{860 \cdot 153,13}{114,9 - 57,86} = 2307,$$

$$G_{в.н} = G_{o.6} + G_{26c} = 3236 + 0 = 3236, \quad (7.11)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G_{в.н} = G_{o.6} + G_{26c} = 2307 + 179 = 2487,$$

для летнего режима, т/ч:

$$G_{в.н} = G_{o.6} + G_{26c} = 0 + 974 = 974,$$

10. Температура обратной сетевой воды после внешних потребителей:
для максимально-зимнего режима, 0С:

$$t_{обр}^{nod} = t_2 - \frac{860 \cdot Q_{ГВС}^I}{G_{в.н} - \eta} = 70 - \frac{860 \cdot 51,25}{3236 - 0,96} = 56,3, \quad (7.12)$$

для режима и наиболее холодного месяца, 0С:

$$t_{обр}^{nod} = t_2 - \frac{860 \cdot Q_{ГВС}^I}{G_{в.н} - \eta} = 57,86 - \frac{860 \cdot 51,25}{2487 - 0,96} = 40,$$

проверяется для летнего режима, 0С:

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ				

$$t_{\text{обп}}^{\text{под}} = t_1 - \frac{860 \cdot Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}}}{G_{\text{звс}}^{\text{л}} - \eta} = 70 - \frac{860 \cdot 51,2}{974 - 0,96} = 24,9,$$

для летнего режима, т/ч:

$$G_{\text{ум}} = 0,01 \cdot K_{\text{мс}} \cdot G_{\text{в.н}} = 0,01 \cdot 2,3 \cdot 973,4 = 19,1,$$

$$G_{\text{с.в}} = 1,23 \cdot G_{\text{ум}} = 1,24 \cdot 19,1 = 24,2,$$

$$t_{\text{х.о.в}} = \frac{G_{\text{Гр}}^{\text{под}}}{G'_{\text{х.о.в}}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t''_{\text{Гр}}) \cdot \eta + t''_{\text{х.о.в}} = \frac{20}{44} \cdot (110 - 92) \cdot 0,96 + 64 = 65,7, \quad (5.14)$$

для режима наиболее холодного месяца, 0С:

$$t_{\text{х.о.в}} = \frac{G_{\text{Гр}}^{\text{под}}}{G'_{\text{х.о.в}}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t''_{\text{Гр}}) \cdot \eta + t''_{\text{х.о.в}} = \frac{20}{44} \cdot (110 - 92) \cdot 0,96 + 52,3 = 65,$$

для летнего режима, 0С:

для наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G_{\text{х.в.о}} = G_{\text{ут}} - G_{\text{Гр}}^{\text{д}} = 44,8 - 2,3 = 42,1,$$

для летнего режима, т/ч:

$$G_{\text{х.в.о}} = G_{\text{ут}} - G_{\text{Гр}}^{\text{д}} = 19,5 - 0,4 = 17,$$

11. Расход теплоты на подогреватель, МВт:

для максимально-зимнего режима, МВт:

$$Q_{\text{п}} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{Гр}}^{\text{д}}}{\eta} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t''_{\text{под}}) = 0,00116 \cdot \frac{13}{0,96} \cdot (110 - 70) = 0,46, \quad (7.19)$$

для режима наиболее холодного месяца, МВт:

$$Q_{\text{п}} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{Гр}}^{\text{д}}}{\eta} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t''_{\text{под}}) = 0,00116 \cdot \frac{2,5}{0,96} \cdot (110 - 70) = 0,09,$$

для летнего режима, МВт:

$$Q_{\text{охл}} = 0,00116 \cdot \frac{G_{\text{х.о.в}}}{\eta} \cdot (t''_{\text{х.о.в}} - t'_{\text{х.о.в}}) = 0,00116 \cdot \frac{19}{0,96} \cdot (48 - 24) = 0,5,$$

12. Суммарный расход теплоты, необходимый в водогрейных котлах, МВт:

для максимально-зимнего режима, МВт:

$$\Sigma Q = Q + Q_{\text{с.в}} + Q_{\text{х.о.в}} + Q_{\text{п}} - Q_{\text{охл}}, \quad (7.20)$$

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

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

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

для режима наиболее холодного месяца, МВт:

$$\Sigma Q = Q + Q_{c.в} + Q_{x.o.в} + Q_n - Q_{охл} ,$$

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

для летнего режима, МВт:

$$\Sigma Q = Q + Q_{c.в} + Q_{x.o.в} + Q_n - Q_{охл} ,$$

$$\Sigma Q = 51 + 0,263 + 0,275 + 0,01 - 0,5 = 51,1 ,$$

13. Расход воды через водогрейные котлы, т/ч:

для максимально-зимнего режима, т/ч:

$$G_k = \frac{862 \cdot \Sigma Q}{t_1^{6.к} - t_2^{6.к}} = \frac{862 \cdot 275}{112 - 82} = 7912, \quad (7.21)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G_k = \frac{862 \cdot \Sigma Q}{t_1^{6.к} - t_2^{6.к}} = \frac{862 \cdot 215,2}{111 - 81} = 6163 ,$$

для летнего режима, т/ч:

$$G_k = \frac{860 \cdot \Sigma Q}{t_1^{6.к} - t_2^{6.к}} = \frac{860 \cdot 51,1}{110 - 80} = 1462 ,$$

14. Расход воды на циркуляцию, т/ч:

для максимально-зимнего режима, т/ч:

$$G_{рец} = \frac{G_k \cdot (t_2^{в.к} - t_{обр}^{под})}{t_1^{в.к} - t_{обр}^{под}} = \frac{7912 \cdot (80 - 56,3)}{110 - 56,3} = 3491 , \quad (7.22)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G_{рец} = \frac{G_k \cdot (t_2^{в.к} - t_{обр}^{под})}{t_1^{в.к} - t_{обр}^{под}} = \frac{6166 \cdot (80 - 40)}{110 - 40} = 3523,4$$

	для летнего режима, т/ч:								Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

$$G_{\text{рец}} = \frac{G_{\text{к}} \cdot (t_2^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}})}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}} = \frac{1462 \cdot (80 - 55,1)}{110 - 24,9} = 946,6$$

15. Расход воды по перепускной линии, т/ч:

для максимально-зимнего периода, т/ч:

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{вн}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t_1)}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}} = \frac{3236 \cdot (110 - 105)}{110 - 56,3} = 0, \quad (7.23)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{вн}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t_1)}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}} = \frac{2487 \cdot (111 - 104)}{111 - 41} = 177,5$$

для летнего режима, т/ч:

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{вн}} \cdot (t_1^{\text{в.к}} - t_1)}{t_1^{\text{в.к}} - t_{\text{обр}}^{\text{под}}} = \frac{973 \cdot (110 - 70)}{110 - 24,9} = 458,2$$

16. Расход сетевой воды от внешних потребителей через обратную линию, т/ч:

для максимально-зимнего периода, т/ч:

$$G_{\text{обр}} = G_{\text{вн}} - G_{\text{ум}} = 3237 - 64,6 = 3171,2, \quad (7.24)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G_{\text{обр}} = G_{\text{вн}} - G_{\text{ум}} = 2487 - 44,8 = 2442,2,$$

для летнего режима, т/ч:

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

17. Расчетный расход воды через котлы, т/ч:

для максимально-зимнего периода, т/ч:

$$G'_{\text{к}} = G_{\text{вн}} + G_{\text{зр}}^{\text{под}} + G_{\text{рец}} = 3237 + 21 + 3490 = 6746, \quad (7.25)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G'_{\text{к}} = G_{\text{вн}} + G_{\text{зр}}^{\text{под}} + G_{\text{рец}} = 2486 + 21 + 3523,3 = 5852,7,$$

для летнего режима, т/ч:

$$G'_{\text{к}} = G_{\text{вн}} + G_{\text{зр}}^{\text{под}} + G_{\text{рец}} = 973,8 + 7 + 946,5 = 1470,2,$$

	18.	Расход воды, поступающей к внешним потребителям по прямой линии			Лист
	т/ч:				13.03.01.2019.963.21 ПЗ
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	38

для максимально-зимнего периода, т/ч:

$$G' = G'_k - G_{zp}^{\partial} - G_{peц} + G_{nep} = 6747 - 13 - 3491 + 1 = 32443, \quad (7.26)$$

для режима наиболее холодного месяца, т/ч:

$$G' = G'_k - G_{zp}^{\partial} - G_{peц} + G_{nep} = 5852,8 - 2,3 - 3523,6 + 176,6 = 2503,77,$$

для летнего режима, т/ч:

$$G' = G'_k - G_{zp}^{\partial} - G_{peц} + G_{nep} = 1470,1 - 0,2 - 946,6 + 456 = 981,01,$$

19. Разница между найденным ранее и уточненным расходом воды внешними потребителями, %:

для максимально-зимнего периода, %:

$$\left| \frac{G_{вн} - G'}{G_{вн}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{3236 - 3245}{3236} \right| \cdot 100\% = 0,3\%, \quad (7.27)$$

для режима наиболее холодного месяца, %:

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

для летнего режима, %:

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

Таблица 7.2 - 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	0,712	—
Температура обратной сетевой воды после систем отопления и вентиляции, $^{\circ}\text{C}$	t_2	81	57,87	—
Отпуск теплоты на отопление и вентиляцию, МВт	$Q_{o.в}$	214,7	153,15	—
Суммарный расход теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, МВт	Q	277,8	216,3	51,2
Расход воды в подающей линии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, т/ч	$G_{вн}$	3237	2486	972

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

39

Температура обратной воды после внешних потребителей, С°	$t_{обp}^{nod}$	56,2	41	24,8
Расход подпиточной воды для восполнения утечек в теплосети внешних потребителей, т/ч	$G_{ум}$	64,6	44,7	19,3
Количество сырой воды, поступающее на ХВО, т/ч	$G_{с.в}$	80,8	57	24,2
Температура химически очищенной воды после подогревателя, С°	$t_{х.о.в}''$	66,8	52,2	47

8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

Выбираем согласно рекомендуемой заводом изготовителем и тех документации по котлу вентилятор ЦЗ(ЦАГИ СДТ-57). Технические характеристики радиальных вентиляторов таковы.

Высокого давления созданы для передвижения неагрегатного газа или воздуха с температурой не более 80 0С и запыленностью не более 100 мг/м3, не содержащего липких и волокнистых веществ.

Радиальные вентиляторы применяются в системах кондиционирования воздуха, в системах вентиляции производственных, общественных и жилых зданий, в технологических процессах.

Количество лопаток (обратно загнутые) рабочего колеса – 16 штук;

$Q = 10\ 000\ м^3 / час$ и $H = 150\ мм\ вод\ ст$

Мощность – 10 кВт;

Частота вращения – 1460 об/мин;

9 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ

Системы мониторинга технологии процесса выработки тепла

9.1 Сравнительный анализ современной АСУ ТП с иностранным аналогом. Первичные данные для выбора системы АСУ ТП

На котле №2 ПТВМ-100 ЧТЭЦ-1 предусмотрена автоматизированная система управления технологическими процессами – АСУ ТП. На пиковой котельной оперативный персонал круглосуточно ведет наблюдение и обслуживание за технологическим процессом. Водогрейные котлы работают круглые сутки в период отопительного сезона ($n=218$ суток), тепловой график в тепловой сети 110/70С.

Автоматизация управления технологическими процессами водогрейного котла эксплуатируется 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 (ПБ10-574-03)» на котлах ПТВМ-100 Челябинская ТЭЦ-1	13.03.01.2019.963.21 ПЗ	40		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

9.2 Характеристика объекта автоматизации.

Пиковый теплофикационный котел №2 ПТВМ-100 тепловой производительностью 100Гкал/час используется для покрытия пиков основного источника теплоснабжения на ЧТЭЦ-1. Котел башенный, водотрубный, радиационного типа, прямоточный с принудительной циркуляцией.

Изменение производительности котла осуществляется изменением количества работающих горелок при постоянном расходе сетевой воды через котел и переменным температурном перепаде. Котел подключается к дымовой трубе, обеспечивающей работу котла с естественной тягой на всем диапазоне нагрузок. Котел оборудован 16-ю газовыми горелками и 16-ю дутьевыми вентиляторами 38 типа ЦЗ –57 (ЦАГИ СДТ – 57), $Q= 10\ 000\ \text{м}^3/\text{час}$ и $H = 150\text{мм. вод. ст.}$ (с индивидуальными электроприводами мощностью 10 КВт), число оборотов 1460 об/мин. Подогрев воздуха в котле отсутствует. Каждая горелка имеет дистанционно управляемый шибер на подводящем 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. Автоматика регулирует следующие параметры:

- Тепло производительность котла 100Гкал/час
- «Р» давление 10- 16 кгс/см².
- «t» на входе в котел 104 0 С.

- «t» на выходе из котла 150 0 С
- «Q» воды при пиковом режиме 2140 т/час.
- гидравлическое сопротивление при пиковом режиме 0,96 ати.
- «t»уходящих газов 38 220 0 С.
- давление газа перед горелками до 0,25 кгс/см².
- количество газовых горелок 16 шт. по 8 с каждой стороны горелки № 5,6,11,12 - растопочные, оборудованы запально - защитными устройствами.
- каждая горелка имеет собственный дутьевой вентилятор.
- максимальная производительность котла 100 Гкал/час.

9.3 Краткий обзор современных АСУ ТП на базе программно-технический комплекс (ПТК).

На современном рынке в области производства автоматизированных систем управления на базе промышленно технических комплексов достаточно много					Лист
13.03.01.2019.963.21 ПБ					41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

предложений для энергетике как российских производителей так и зарубежных. Современные комплексы ПТК существенно облегчают решение разных технических задач для отечественных энергетических комплексов.

Функционал ПТК с его обеспечением функций:

1) Комплекс позволяет создавать полномасштабные информационно-управляющие системы управления технологическими процессами котельного оборудования, реализовывать защиты технологического оборудования, отображать и архивировать информацию о технологическом процессе в реальном масштабе времени.

2) Информационный масштаб комплекса практически не ограничен вследствие применения масштабируемой архитектуры системы управления. Средний информационный размер автоматизируемых систем насчитывает тысячи дискретных и аналоговых датчиков, сотни исполнительных механизмов и сотни элементов защит.

3) При сокращении количества обслуживаемых приборов за счет современного ПТК сократятся затраты на эксплуатацию и увеличится межремонтный интервал дальнейшей модернизации;

4) Ведение оперативной документации;

5) Расчет технико - экономических показателей.

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

Таблица 9.1- конкурентоспособные поставщики АСУ ТП

Фирма	Страна	Наименования ПТК	Установленные ПТК на российские энерго объекты
Westinghouse	США	WDPF-2	Заинская ГРЭС
ABB	Германия	Freelance 2000	ТСети Мосэнерго
Siemens	Германия	SPPA-T3000	Березовская ГРЭС
НИИ Теплоприбор	РФ	КВИНТ	Шатурская ГРЭС Ярославская ТЭЦ-2

Из списка в таблице 9.1 выберем главных поставщиков комплексов на российском рынке, сопоставим наиболее рентабельных и конкурентоспособных производителей АСУ ТП на базе ПТК. Все эти ПТК имеют все необходимые

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	42
------	------	----------	---------	------	----

средства для управления непрерывными технологическими процессами на предприятиях тепловой и атомной энергетики.

Таблица 9.2 –выбранные производители комплексов АСУ ТП

Siemens	Германия	SPPA-T-3000
НИИ Теплоприбор	РФ	КВИНТ

9.5 Характеристика АСУ ТП на базе ПТК

SPPA-T-3000 и ПТК «Квинт»— это полнофункциональные программно-технические комплексы. При создании АСУ ТП программно технический комплексы обеспечивают решение всех задач автоматизации, связанных с управлением, защитой, предоставлением, хранением и передачей информации.

Функции, выполняемые АСУ ТП на базе ПТК:

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

Проведены исследования в научной части по разработкам и характеристикам производителей ПТК и сделаны выводы:

При выборе программно технического комплекса нужно учитывать следующие моменты, такие как сервисные услуги компаний зарубежных производителей, которые будут устанавливать комплексы, они же будут и заниматься меж сервисными ремонтами, а это дорогостоящие мероприятия.

Опытным путем проверенно, что в зарубежные ПТК вносить поправки на расширения функциональности проблематично, так сделано производителями, чтобы было не обойтись без их специалистов.

Достойный выбор ПТК Квинт — Российский программно-технический комплекс, один из востребованных в отечественной энергетике используется для управления непрерывными технологическими процессами на предприятиях тепловой и атомной энергетики.

Комплекс позволяет создавать полномасштабные информационно-управляющие системы управления технологическими процессами котельного оборудования, реализовывать защиты технологического оборудования, отображать и архивировать информацию о технологическом процессе в реальном масштабе времени, принимать от центрального диспетчерского управления (ЦДУ) управляющие воздействия в соответствии с потребностями единой энергосистемы. Все программное обеспечение имеет русскоязычный интерфейс, чего нет во многих иностранных аналогах.

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

43

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

9.6 Описание интерфейса управления котлом

Управление осуществляется оператором при помощи органов управления, расположенных на вспомогательном пульте управления (щит ПК) или АРМ машиниста ГТУ. Автоматизированное рабочее место (далее - АРМ) предназначено для визуализации технологических параметров и состояния оборудования котлов типа ПТВМ-100 ст. №2 обеспечения дистанционного управления исполнительными механизмами и режимами работы котлов, отображения и регистрации аварийных, предупредительных и информационных сообщений, периодической регистрации параметров технологического процесса в файловых архивах на жестком диске компьютера.

Общие сведения

В настоящем руководстве использованы следующие сокращения: РЭ – руководство по эксплуатации; ПЛК – программируемый логический контроллер; ШУК шкаф управления котлом; ШГ шкаф управления блоком горелок; ПО панель оператора; БГ блок горелок; ИМ – исполнительный механизм; ПЗК – предохранительно-запорный клапан; КЗ – клапан запальника; ОК – клапан опрессовки горелки; РПГ регулятор подачи газа; РПВ – регулятор подачи воздуха; РР – регулятор разрежения; РТН регулятор тепловой нагрузки; КВ концевой выключатель;

Назначение ШУК.

ШУК предназначен для управления общекотловой аппаратурой водогрейного котла, обеспечения общекотловых технологических защит, автоматического регулирования технологических параметров котла, а также для координации работы шкафов управления горелками.

Функции ШУК

ШУК предназначен для выполнения следующих функций:

- координация работы шкафов управления горелками по сетевому интерфейсу (DeviceNet).

- автоматическое регулирование параметров работы котла;
- дистанционное управление электрифицированной арматурой котла.
- логическое управление арматурой блоков газооборудования горелок.
- измерение и индикация технологических параметров.
- обеспечение технологических защит, действующих на останов котла (останов котла заключается в прекращении (отсечке) подачи топлива на котел, формировании запрета работы горелок, проведении вентиляции топки):
- формирование предупредительной и аварийной сигнализации о нарушении технологического процесса с архивированием причин останова котла.

Описание и работа.

ШУК- Рисунок 9.1

			1			2	3		Лист
							13.03.01.2019.963.21 ПЗ		44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

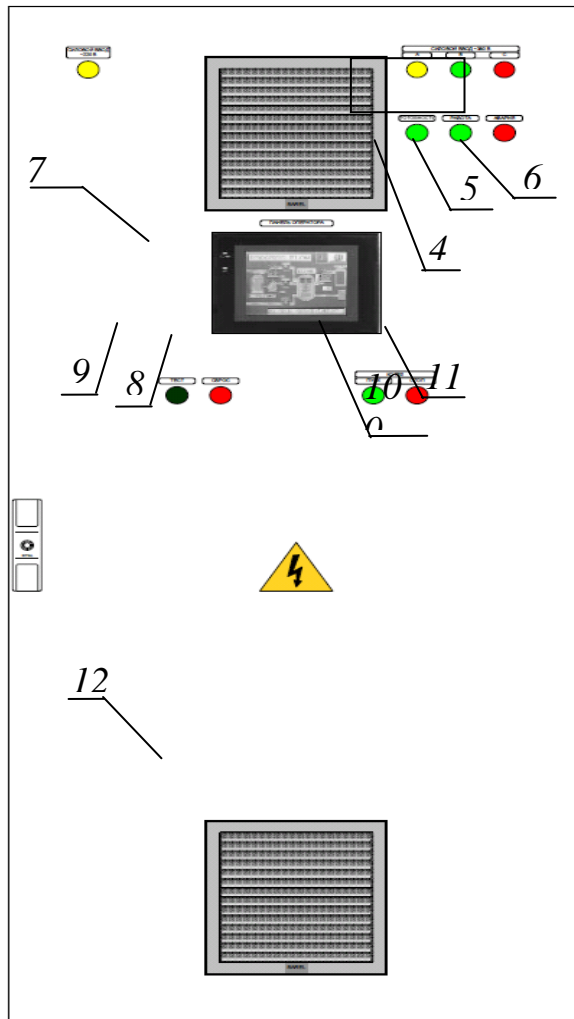


Рисунок 9.1 - Внешний вид ШУК

Таблица 9.3-Назначение элементов рисунка 1

№	Обозначение	Назначение
1	"СИЛОВОЙ ВВОД ~220В"	Индикатор СИЛОВОЙ ВВОД ~220В, сигнализирует включенное состояние автоматического выключателя QS2 и наличие напряжения от силового ввода (после источника бесперебойного питания)
2		Выпускная решетка с фильтром
3	"СИЛОВОЙ ВВОД ~380В"	Индикаторы СИЛОВОЙ ВВОД ~380В, сигнализируют включенное состояние автоматического выключателя QS1 и пофазное наличие напряжения на силовом вводе
4	"ГОТОВНОСТЬ"	Индикатор предназначен для сигнализации условия разрешения котла к автоматическому розжигу

5	"РАБОТА"	Индикатор предназначен для сигнализации рабочего состояния котла
6	"АВАРИЯ"	Индикатор предназначен для сигнализации аварийной ситуации
7	"ПАНЕЛЬ ОПЕРАТОРА"	Сенсорный терминал, предназначенный для индикации состояния технологического оборудования, отображения технологических параметров, ввода оперативных команд и редактируемых параметров ШУК
8	"ТЕСТ"	Кнопка опробования световой и звуковой сигнализации
9	"СБРОС"	Кнопка сброса текущего сообщения
10	"ПУСК"	Кнопка запуска работы котла
11	"СТОП"	Кнопка останова работы котла
12		Приточный вентилятор с решеткой и фильтром

Описание интерфейса ПО

Описание организации доступа к данным на ПО. Общие сведения ПО располагается на лицевой панели ШУК (Рисунок 9.1). Ввод операторских воздействий осуществляется касанием на изображенные на ПО элементы управления (кнопки, пункты меню, поля ввода). Изображение экранов может меняться от использования тех или иных ИМ, аналоговых и дискретных сигналов. "N" в наименованиях ИМ обозначает номер блока горелок; "n" в наименованиях ИМ обозначает номер горелки. "Главный экран 1", "Главный экран" (Рисунок 9.2) выводится на ПО при включении питания ШУК. Экран предназначен для отображения информации о текущем состоянии работы ШУК, текущих технологических параметров, состояний ИМ и технологических узлов, заданий регуляторов котла.

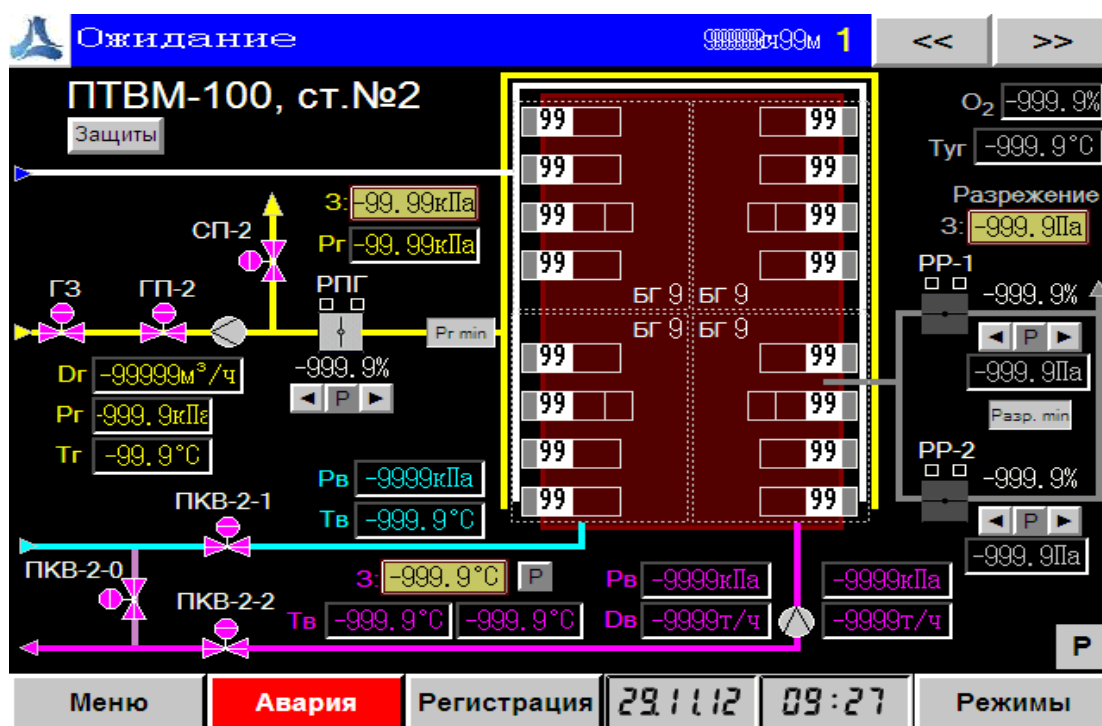


Рисунок 9.2 – "Главный экран 1"

Таблица 9.4 - Назначение элементов рисунка "Главный экран 1" ШУК

№	Обозначение	Назначение	
1		Кнопка вызова экрана информации о тех.поддержке ЗАО "УРАЛТЕХМАРКЕТ"	
2	Ожидание	Индикация состояния работы котла	
3	0м 0с 0ч 0м	Время, оставшееся до окончания текущего этапа (на пуске), либо время работы котла (в работе).	
4	"<<", ">>"	Кнопки переключения между "Главными экранами 1-3"	
5		Кнопка вызова всплывающего окна защит котла	
6	ГЗ		Газовый затвор перед котлом (индикация состояния «закрыто» - зеленым цветом, «открыто» - красным цветом, промежуточное – розовым цветом).
7	ГП-м		Газовая задвижка на входе (индикация состояния «закрыто» - зеленым цветом, «открыто» - красным цветом, промежуточное – розовым цветом).
8	СП-м		Задвижка на продувочную свечу (индикация состояния «закрыто» - зеленым цветом, «открыто» - красным цветом, промежуточное – розовым цветом).
9	Dg, м ³ /час	Индикация расхода газа на котел	
10	Pg, кПа	Индикация давления газа на котел (до регулятора)	
11	Tg, 0.0 °C	Индикация температуры газа	

Продолжение таблицы 9.4

12	РПГ		Регулятор подачи газа на котел с индикацией: - Состояния КВ ИМ (): слева - "закрыто", справа - "открыто", активное состояние концевика отображается: "закрыто" - зеленым, "открыто" – красным цветом. - Текущего положения ИМ в %. - Режима работы регулятора (Р-ручной, А-автомат) и команд управления ИМ РПГ (сигналы "больше" (▶), "меньше" (◀)). При нажатии на изображение РПГ можно вызвать окно ручного управления (при соответствующем уровне доступа).
		З: кПа	Индикация задания регулятора подачи газа на котел
		Pg, кПа	Индикация фактического давления газа на котел (после регулятора подачи газа на котел)
13	Prmin		Индикация состояния реле минимального давления газа на котел: серый фон - сигнал в норме, красный - сигнал ниже уставки минимума.

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

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

47

14	БГ N		Блок горелок (в блоке 4 горелки). N – номер блока.
15	Горелка n		Индикация состояния работы горелки: n - номер горелки;  - проверка герметичности выполнена;  - наличие пламени запальника горелки,  - наличие пламени факела горелки. При нажатии в области, ограничивающей блок горелок, будет вызван экран управления горелками блока, с которого можно перейти на другие горелки и блоки.
16	O ₂ , %		Индикация содержания кислорода в дымовых газах
17	Туг, °C		Температура уходящих газов

Продолжение таблицы 9.5
"Главный экран 2" (

Рисунок 9.3 –Главный экран 2")

) и "Главный экран 3" (Рисунок 9. 3) предназначены для отображения текущих

зн
ач
ен
ий
те
хн
ол
ог
ич
ес
ки
х
па
ра
ме
тр
ов
си
сте
мы
, а
та
кж
е
дл
я
бы
ст
ро
го
пе
ре
хо
да
к
эк

18		Регулятор разрежения в топке котла с индикацией состояния: - КВ ИМ (□): слева - "закрыто", справа - "открыто", активное состояние концевика отображается: "закрыто" - зеленым, "открыто" – красным цветом. - Текущего положения ИМ в %. - Режима работы регулятора (Р-ручной, А-автомат) и команд управления ИМ РПГ (сигналы "больше" (▶), "меньше" (◀)). При нажатии на изображение РР можно вызвать окно ручного управления ИМ (при соответствующем уровне доступа).	
		3: Па	
		-999.9Па	
19	Разр. min		Индикация состояния реле минимального разрежения в топке котла: серый фон - сигнал в норме, красный - сигнал ниже уставки минимума
20	ПКВ-2-0		Задвижка сетевой воды в контуре рециркуляции (индикация состояния «закрыто» - зеленым цветом, «открыто» - красным цветом, промежуточное – розовым цветом).
21	ПКВ-2-1		Задвижка сетевой воды перед котлом (индикация состояния «закрыто» - зеленым цветом, «открыто» - красным цветом, промежуточное – розовым цветом).
22	ПКВ-2-2		Задвижка сетевой воды после котла (индикация состояния «закрыто» - зеленым цветом, «открыто» - красным цветом, промежуточное – розовым цветом).
23	Рв, кПа		Индикация текущего давления воды на входе
24	Тв, °С		Индикация текущей температуры воды на входе
25	РТН	Р (А)	Индикация текущего режима работы РТН (Р-ручной, А-автомат)
		З:, °С	Индикация задания регулятора тепловой нагрузки котла (температура прямой сетевой воды)
		Тв1 (2), °С	Индикация фактической температуры прямой сетевой воды
26	Рв1 (2), кПа		Индикация текущего давления воды на выходе
27	Дв1 (2), т/ч		Индикация текущего расхода воды на котел
28	Меню		Кнопка вызова всплывающего меню выбора дополнительных экранов

ранам управления ИМ котла.



Рисунок 9.3 –Главный экран 2"



Рисунок 9.3 – Главный экран 3

Ограничение доступа и регистрации пользователей

Для защиты ШУК от несанкционированного доступа в процессе работы производится проверка необходимого уровня доступа пользователя с использованием системы паролей. В зависимости от заранее назначенных уровней доступа пользователю разрешено или запрещено производить различные действия на ПО. Пользователь с более высоким уровнем доступа имеет доступ к параметрам и функциям, разрешенным пользователю с более низким уровнем доступа. Контроль за неразглашением паролей, своевременной сменой паролей возлагается на самих пользователей.

В ШУК предусмотрено три уровня доступа.

При нулевом уровне доступа возможен только просмотр состояния котельного оборудования ("Главные экраны 1-3").

При первом уровне доступа имеется возможность управления ИМ и возможность изменения заданий регуляторов котла, включение/отключение защит, а также включение режима испытания защит.

При втором уровне доступа имеется возможность изменения конфигурационных данных и редактируемых настроечных параметров котла.

При включении ШУК автоматически устанавливается нулевой уровень доступа. При нулевом уровне доступа (ввод пароля при этом не требуется) - кнопка "Регистрация" серого цвета. При нажатии на данную кнопку, открывается окно запроса пароля.

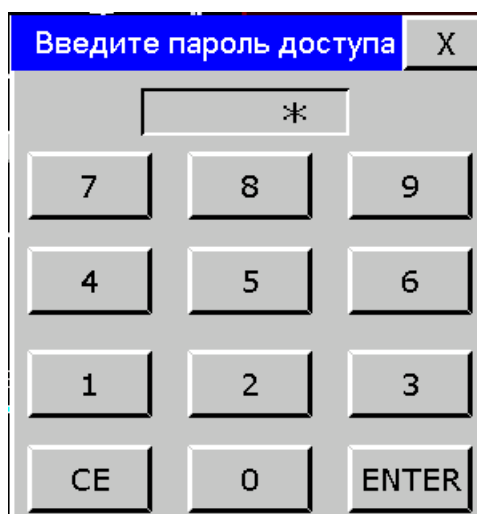


Рисунок 9. 5-Экран ввода пароля

Редактирование параметров

Для изменения задания регуляторов на "Главном экране" или для изменения редактируемых параметров на дополнительных экранах следует нажать на поле с числовым значением данного параметра. Если уровень доступа позволяет выполнение таких действий, на дисплее появится цифровая клавиатура с индикаторами диапазона для редактируемого параметра (MIN - минимальный диапазон, MAX - максимальный диапазон) и полем ввода редактируемого значения

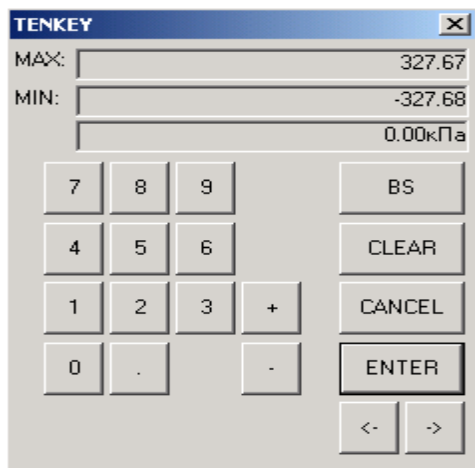
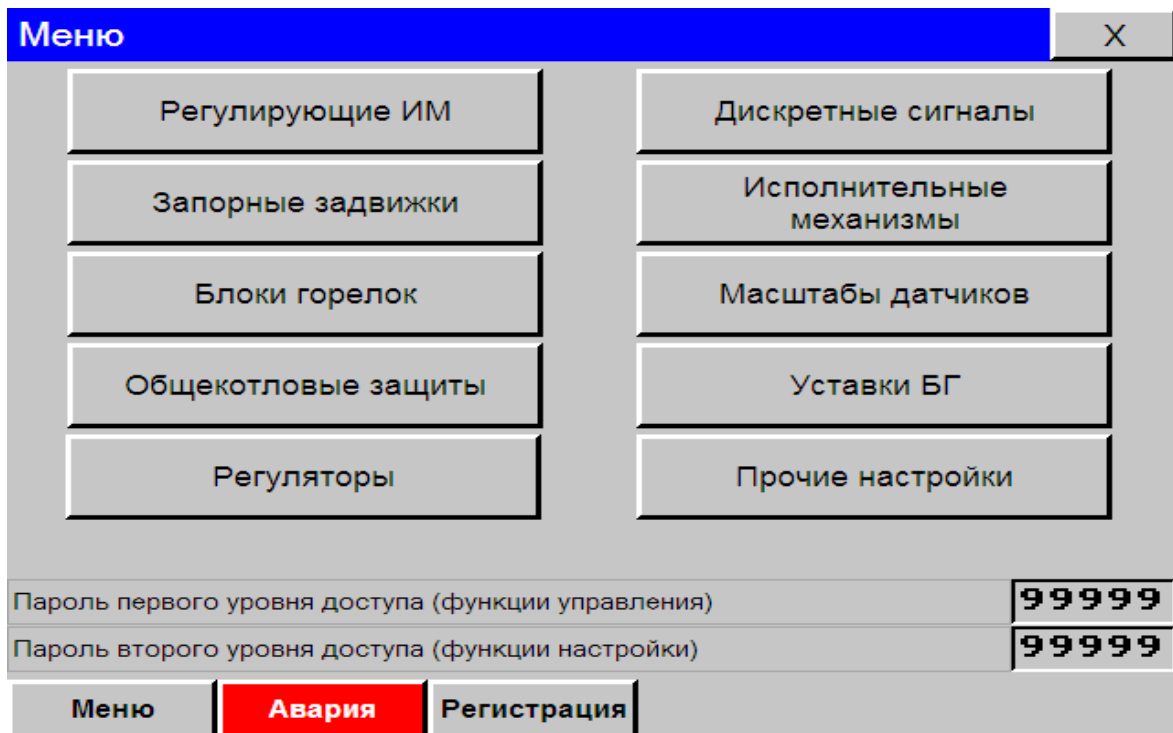


Рисунок9. 6- Окно редактирования параметров

Экран "Меню"**Ошибка! Источник ссылки не найден.** предназначен для перехода к дополнительным экранам ПО.



Экран "Регулирующие ИМ" (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**) предназначен для управления регулирующими клапанами котла: РПГ, РР1/РР2

Регулирующие ИМ X

РПГ

Ручн.

-999.9%

↓
↓
↑
↑

Заданное: Давление газа на котел, кПа	-999.9
Давление газа на котел (до РПГ), кПа	-999.9
Давление газа на котел (после РПГ), кПа	-999.9
Температура газа перед котлом, °С	-999.9
Расход газа на котел, м³/ч	-99999

Режим испытания арматуры
Откл.
Вкл.

Меню
Авария
Регистрация
<<
!
>>

Экран "Запорные задвижки" (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**) предназначен для управления запорными задвижками котла: ГЗ, ГП-н, СП-н, ПКВ-н-0, ПКВ-н-1, ПКВ-н-2.

Запорные задвижки X

Газовый затвор перед котлом	Задвижка газовая перед котлом
↓ ↓ ↑ ↑	↓ ↓ ↑ ↑

Давление газа на котел (до РПГ), кПа	-999.9
Давление газа на котел (после РПГ), кПа	-999.9
Расход газа на котел, м³/ч	-99999
Температура газа, °С	-999.9

Режим испытания арматуры
Откл.
Вкл.

Меню
Авария
Регистрация
<<
!
>>

Экран "Блоки горелок" (Ошибка! Источник ссылки не найден..0 (растопочная горелка) и Ошибка! Источник ссылки не найден. – основная горелка) предназначен для мониторинга состояния и управления горелками котла.

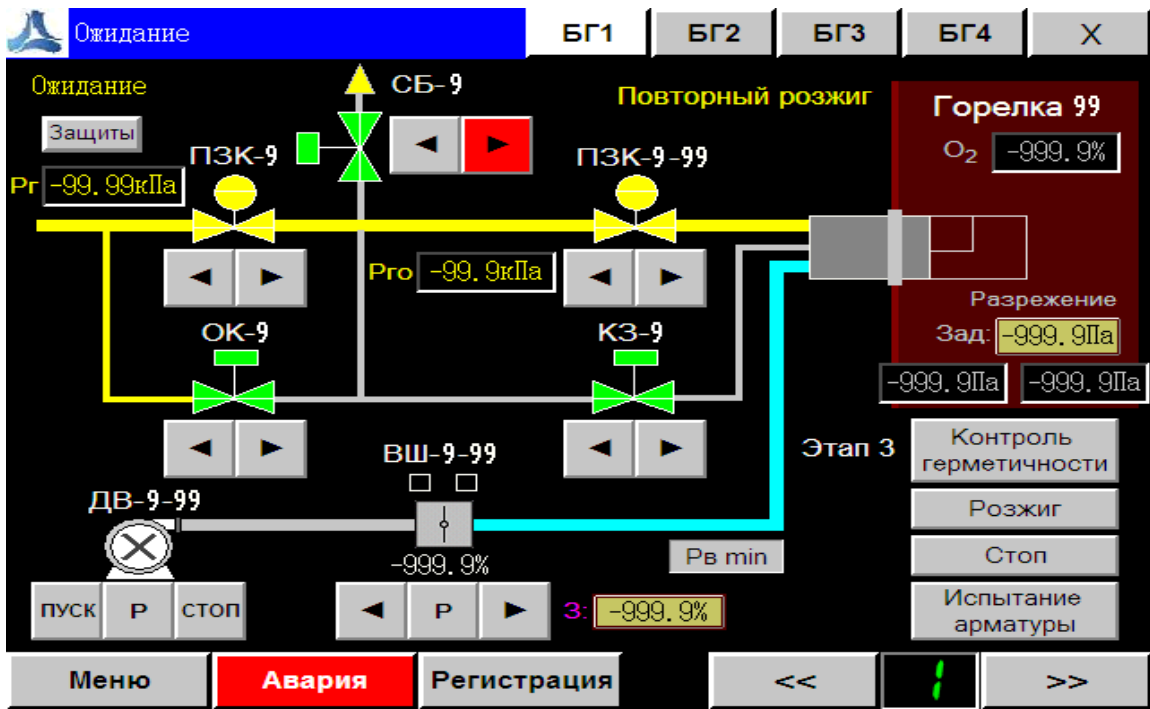


Рисунок 10- Экран «Блоки горелок»

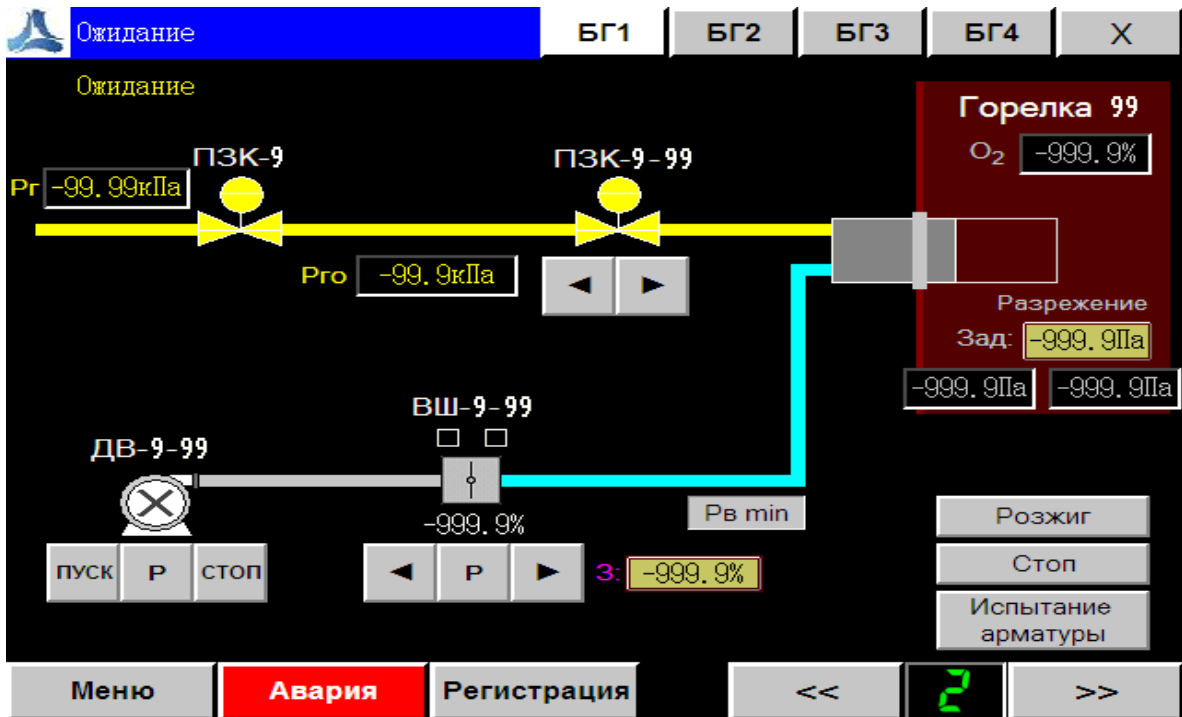


Рисунок 10.1-Экран «Блоки горелок»

Экран "Общекотловые защиты" (Ошибка! Источник ссылки не найден.) предназначен для настройки и проверки общекотловых защит.

Общекотловые защиты							X
Параметр	Выбор сигнала	Порог предупр.	Порог аварийн.	Задерж., сек	Блок.	Испытан. защит	Состояние
Мин. давление воды на выходе, кПа	1 из 2-х	-9999	-9999	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Макс. давление воды на выходе, кПа	1 из 2-х	-9999	-9999	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Макс. темпер. сет. воды за котлом, °С	1 из 2-х	-999.9	-999.9	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Мин. расход воды на котел, т/ч	1 из 2-х	-9999	-9999	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Мин. разрежение в топке, Па	1 из 2-х	-999.9	-999.9	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Мин. давление газа на котел, кПа	--	-999.9	-999.9	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Макс. давление газа на котел, кПа	--	-999.9	-999.9	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Отключ-е всех дутьевых вентилят.	--	--	--	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Погасание факела в топке	--	--	--	-99.99	Нет	Откл.	Норма
Нажата кнопка "СТОП"	--	--	--	--	--	--	Норма

Меню
Авария
Регистрация

Ошибка! Источник ссылки не найден.

Экран "Регуляторы" содержит семь переключающихся вкладок

Регуляторы	РПГ	РР	РТН	X	
Регулятор подачи газа на котел (РПГ)					
Уставки давления газа на этапах пуска котла					
Уставка "Нет давления газа", кПа	-99.99				
Уставка давления газа на котел на этапе "Продувка топки", кПа	-99.99				
Уставка давления газа на котел на этапе "Контроль герметич.", кПа	-99.99				
Уставка давления газа на котел на этапе "Розжиг", кПа	-99.99				
Рабочее давление газа на котел в зависимости от числа работающих горелок					
Точка графика	1	2	3	4	5
Количество работающих горелок	-99	-99	-99	-99	-99
Уставка давления газа на котел, кПа	-99.99	-99.99	-99.99	-99.99	-99.99

Меню
Авария
Регистрация
<<
9
>>

Рисунок 10.3-Экран «Регуляторы»

Экран "Исполнительные механизмы" (Ошибка! Источник ссылки не найден.) предназначен для включения/отключения команд управления любым

Исполнительные механизмы		X
ИМ		Работа
Газовый затвор (ГЗ)		откл.
Задвижка газа на входе (ГП-2)		откл.
Задвижка воды на входе в котел (ПКВ-2-1)		откл.
Задвижка воды на выходе из котла (ПКВ-2-2)		откл.
Задвижка воды на рециркуляцию (ПКВ-2-0)		откл.
Задвижка продувочной свечи (СП-2)		откл.
Регулятор подачи газа на котел (РПГ)		откл.
Регулятор разрежения - 1 (РР-1)		откл.
Регулятор разрежения - 2 (РР-2)		откл.

Меню **Авария** Регистрация << 9 >>

Рисунок 10.5- Экран « Исполнительные механизмы»

Экран "Масштабы датчиков" (Ошибка! Источник ссылки не найден.) предназначен для настройки каналов аналого-цифрового преобразования ПЛК

Масштабы датчиков							X
Параметр	Работа	Диапазон		Код АЦП	Текущ. знач.	Дост.	
		Мин.	Макс.				
Расход (перепад) давления газа на котел, кПа	откл.	-99.99	-99.99	-9999	-99.99	Да	
Температура газа на входе, °С	откл.	-999.9	-999.9	-9999	-999.9	Да	
Давл. газа до регулятора подачи газа на котел, кПа	откл.	-999.9	-999.9	-9999	-999.9	Да	
Давл. газа на котел после рег. подачи газа, кПа	откл.	-99.99	-99.99	-9999	-99.99	Да	
Положение регулятора подачи газа на котел, %	откл.	-999.9	-999.9	-9999	-999.9	Да	
Давление сетевой воды на входе в котел, кПа	откл.	-9999	-9999	-9999	-9999	Да	
Температура сетевой воды перед котлом, °С	откл.	-999.9	-999.9	-9999	-999.9	Да	
Давление сетевой воды на выходе (датч.1), кПа	откл.	-9999	-9999	-9999	-9999	Да	
Давление сетевой воды на выходе (датч.2), кПа	откл.	-9999	-9999	-9999	-9999	Да	
Температура сетевой воды за котлом (датч.1), °С	откл.	-999.9	-999.9	-9999	-999.9	Да	
Температура сетевой воды за котлом (датч.2), °С	откл.	-999.9	-999.9	-9999	-999.9	Да	

Меню **Авария** Регистрация << 9 >>

Рисунок 10.6 – Экран «Масштабы датчиков»

Экран «Сообщения». При срабатывании технологических защит и фиксации неисправностей котла формируются аварийные, предупредительные и информационные (события) сообщения.

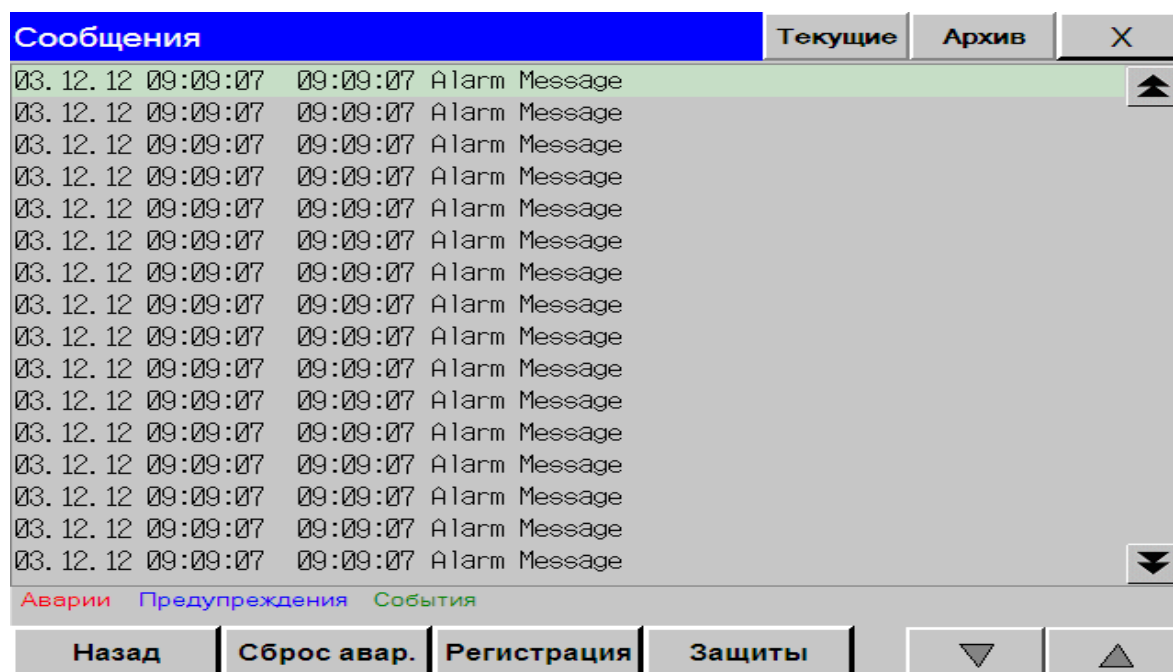


Рисунок 10.7- экран «Сообщения»

Экран «Режимы» (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**) имеет несколько кнопок, позволяющих управлять режимами пуска и работы котла, ходом выполнения пусковых операций на котле.



Рисунок 10.8-окно «Режимы»

10 АВТОМАТИЗАЦИЯ ИЗМИРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Автоматизация

Одним из основных путей технического усовершенствования представляется автоматизация технологических процессов, которая служит увеличению эффективности труда и росту экономических показателей.

По степени автоматизации промышленная теплоэнергетика занимает основное место в числе прочих отраслей промышленности. Теплоэнергетическое оборудование отличается постоянностью протекающих в них процессов. При том, что выработка электрической и тепловой энергии постоянно должна сочетаться с потреблением (мощностью). На теплоэнергетическом оборудовании многие переключения механизированы, а промежуточные процессы в них развиваются относительно быстро. Вот почему так быстро развивается автоматизация в теплоэнергетике.

Основой для внедрения системы управления технологическими процессами системы автоматического управления (АСУ ТП) пикового водогрейного котла на Челябинской ТЭЦ-1 является программно-технический комплекс (ПТК) на базе «Квинт».

Описание ПТК.

ПТК «Квинт-СИ» — отечественный программно-технический комплекс, разработки ОАО «НИИТЕПЛОПРИБОР» (г. Москва) предназначенный для управления непрерывными технологическими процессами на предприятиях тепловой и атомной энергетики.

Этот комплекс дает возможность организовывать многофункциональное информационно-управляющие системы руководство технологическими процессами теплоэнергетического оборудования, исполнять защиты технологического оборудования, показывать и архивировать информацию о технологическом процессе в реальном масштабе времени, принимать от центрального диспетчерского управления (ЦДУ) командующее воздействия в соответствии с потребностями Единой энергосистемы России.

Комплекс сделанный в форме системы распределения, умеющая развиваться и строить построения на основе программируемых контроллеров на нижнем уровне и на верхнем уровне компьютеров (ПК), объединяющих друг с другом продублированной объединяющей вычислительной сетью ЛВС(Ethernet). Оставленные контроллеры (дублированы) и имеют связь оставленными магистралями ЛВС. УСО находятся в составе контроллеров как специализированные модули. Восприятие сигналов УСО от источников, применяется в энергетике, кабелями наружных устройств являются источниками сигналов.

Основным потреблением питания ПТК является источник с напряжением двести двадцать вольт, а так же есть резервное питание от аккумуляторов.

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Общее строение АСУ ТП складывается из трех уровней составляющей
Уровень верхний относится к визуализации, (собираются различные данные, архивирование) рабочих места автоматизация.

Этот уровень занимает человек он локально контролирует состояние агрегата и он использует машинный интерфейс. Верхний уровень АСУ ТП, он архивирует главные данных от ПЛК, а так же снабжает их сбор и визуализацию, наглядные картинки в виде мнемосхем, или анимированных заставок. Отображая на мониторах параметры действующих процессов.

Уровень контроллеров это средний уровень, где контроллеры логически программируемы. Принимая основные данные, он и передает команды по ступени на нижний уровень управления. В программно логических контроллерах управление осуществляется по разработанному ранее алгоритму, цикличное исполнение команд.

Содержание аппаратно-программных технологических процессов связующих со средствами это задвижки, моторы, датчики, исполнительные механизмы и пр., создает оборудования контроллеров связь с технологическим процессом этим занимается нижний уровень.

Функциональность системы.

Способности автоматизированных систем управления довольно широкие и зависят от объекта автоматизации, и функционирующей в АСУ ТП довольно обширны, и зависят от реального объекта автоматизации, работающая в конкретном диапазоне времени, и взаимодействовать программным средствам управления с оператором. Информационные, управляющие и вспомогательные автоматические системы управления вот эти три категории на которые делятся функции.

Сбор, хранение, передача и предоставление информации в подходящем виде для оператора (пользователя) которые предварительно обрабатываются. Возможна регулировка контратипного управления задвижками и регуляторами. Программно техническим комплексом выполняются следующее это блокировки защиты и сигнализации; Для аварийной остановки котла рассчитан выключатель «остановка котла». Автоматизированная система управления котла несет очередные функции:

Информационные функции:

Автоматизированная система управления снабжает о всей информации поступающей от технологического оборудования о процессах происходящих фильтрует сигналы от различных высокочастотных помех пересчитывает поступающие сигналы и в физические параметры, контролирует и отцифровывает технологические параметры в физическую действительность, на сходство по регламенту технологий, и обозначения аварийных уставок, так же возможность измерений сторонних параметров (если не измеряются какие то параметры в результате обрабатывается сигнал математическим путем, который по функциям связан с параметром.). Взять пример концентрацию соляной кислоты по факту ее измерений результатов температуры и плотности.

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Анализ состояния оборудования;

Оператор с помощью кнопок или переключателей вносит информацию в систему;

Автоматизированные системы управления совершают информационный обмен (станционные распределители, контроллеры, рабочие серверы);

Подача и компоновка сформированных сигнализаций звука и света;

информационное воспроизведение для оператора в удобном виде;

сохранение технологических параметров производства и регистрация о нарушениях в технологических процессах и фиксация аварийных параметров;

в реальном времени формирования базы данных;

технико-экономические вычисления показателей производства;

предупредительные функции при возможности аварийных ситуаций (например, поступает такое сообщение: «давление в паропроводе выше допустимого, через 5 минут достигнет аварийных значений»);

способность обмениваться с системами выше и смежных управлений;

отчет и составление ежесменных и суточных ведомостей.

Функции управления:

В автоматизированных системах управления применяются следующие функции.

Стандартными функциями управления автоматизированных систем контролировать чтоб котел и другое технологическое оборудование работало в оптимальном режиме;

Технологическое регулирование таких параметров как, (давлений, температур, уровней);

изменять программируя управление параметров процесса (корректировка заданного графика с изменением температуры);

пропорциональное поддержание определенных параметров (например, пропорции газ/воздух на горелке);

координация логической работы оборудования (например, набрался уровень в емкости № 1, выключить насос № 1, включить подогреватель и т.д).

включения и остановка отдельного оборудования и технологических процессов в целом;

при аварийных отключениях (например, отсечка подачи газа на горелку при снижении давления в газовой магистрали, продувка камеры сгорания воздухом);

во время управления процессом предоставление рекомендаций для ведения более оптимальных режимах.

Надежность.

АСУ ТП поддерживает высокую жизнеспособность системы при возможных неисправностях оборудования, ошибках персонала и надежность ее функционирования.

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

ПТК исполняет управления и свою роль защиты, а также и состояние задвижек и регуляторов при неисправности, утрате информационной связи управления или выходе из строя компьютера.

Но при этом функционирует управление арматурой котла автоматического и дистанционного с контроллеров.

Так же система снабжена сбережения скопированной информации в резерв, способностью восстанавливать программное обеспечения из предварительного.

Когда восстановится работа компьютера или информационная связь с ним, система налаживает автоматически свои рабочие функции.

Когда работоспособность управляющего контроллера восстановлена команды управления перестают поступать не корректно.

При разных неполадках контроллеров, в т.ч. при пропаже питания, ошибочные сигналы на исполнительные механизмы не проходят.

Так же технические средства и программное обеспечение защищены от включения их в работу в неисправном состоянии.

В регистрационном журнале историй фиксируются все команды оператора с именем компьютера, с которого они проводились.

Защита информации от несанкционированного доступа.

1. Некорректные действия оператора при управлении автоматическими системами могут серьезно нарушить работу технологических агрегатов и процессов, а так же привести к крупным авариям. Система авторизованного доступа предусмотрена что бы обезопасить от таких действий.

2. Система работает так что каждый оператор может управлять процессом только своего уровня и согласно списку от несанкционированного доступа он не сможет перейти на другой уровень управления:

- информационным (наблюдение за процессом);
- управляющим (наблюдение и управление процессом);
- системным (наблюдение и изменение системных параметров, в том числе списка операторов и уровня доступа.).

Список пользовательских категорий и их распределения по уровням происходит еще при проектировании рабочего места.

3. Программно технический комплекс КВИН имеет архив куда вносится любой доступ к тем или иным процессам. Сохранность информации при авариях.

1. При отключении электроэнергии перебоях в работе и аварийных режимах в автоматизированных системах управления есть защиты по сохранению информации.

2. Магнитные носители содержащие все программное обеспечение, а так же архивные записи при перебоях электропитания сохраняются при любой длительности.

3. Пользовательские программы, записанные в ОЗУ контроллеров, сохраняются в течение семи суток при перебоях в питании.

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

10.2 Технологические защиты и сигнализации котла

Обеспечивающий ПТК комплекс может предоставлять информацию предупредительных и аварийных сообщений и звуковой сигнализации при нарушениях технологических параметров, не корректной в работе оборудования задвижек и регуляторов, в случае срабатывания технологических защит. Программно логический комплекс осуществляет ряд защит который влияет на остановку котлоагрегата.

- когда гаснет факела в топочном пространстве; котла с цветной фиксацией экранами погасания факела, приводится отдельно в топки каждой секции.; когда снижается или повышается давления газа после клапана регулирующего, срабатывает защита при положении «ГАЗ» переключателя топлива;

- когда снижается «P» мазута после регулирующего клапана, защита отработывает при положении «Мазут» переключателя топлива;

- когда снижается «P» воды за котлом есть выдержка по времени в течении десяти секунд, контроль давление происходит до выходной задвижки в трубопроводе;

- когда повышается «t» воды из котла на выходе;

- когда снижается расхода сетевой воды через котел, есть выдержка по времени в течении десяти секунд).

При остановки котла, когда срабатывают технологические защиты происходят следующие операции:

- при закрытие быстро запорных клапанов отключается подача топлива в котел, электрофицированные задвижки на подводе топлива к котлу, запорную арматуру на подводе газа к запальным устройствам (если котел работает на газе), запорную арматуру на линии рециркуляции мазута;

- вентиляторы всех горелок отключить, оставить только растопочные, когда отключится подачи топлива

- полное закрытие шибера на линии подвода воздуха к горелке или при снижении «P» воздуха за этим шибером (для 16-ти горелок).

Тепловая защита отработывает, прекращается подача топлива на отключенную горелку с одновременным открытием свечи безопасности.

При несоответствии основных технологических показателей уставок значений в программно логическом комплексе имеются сигнализации отражающие световым и подачей звуковым сигналом.

- понижения «P» воды за котлом;
- повышения «t» воды за котлом;
- понижения «Q» воды через котел;
- снижение и повышения «P» газа перед горелками;
- снижение «P» мазута перед горелками;
- погасания факела в топке;
- отключения вентилятора;

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- снижения «t» мазута перед котлом;
- отключения форсунки;
- когда «+» значения разрежения в топке.

1.6. Управление дистанционно

Машинист управляет с пульта задвижками дистанционно:

- на входе и выходе воды из котла;
- на перемычке между подающим и обратным трубопроводами котла, если она существует в схеме;
- к контуре выдачи газа к котлу;
- к контуре выдачи газа к ЗЗУ;
- к контуре выдачи газа к растопочным горелкам;
- к контуре выдачи газа к остальным горелкам;
- к контуре выдачи мазута к котлу;
- к контуре рециркуляции мазута от котла;
- к контуре подачи мазута к форсункам;
- на закрытие БЗК;
- на свече безопасности.

Регулироваться должно с панели управления:

- впуск газа или мазута на котел;
- привода направляющих аппаратов вентиляторов растопочных горелок;
- растопочных горелок запуск электродвигателей вентиляторов;
- рециркуляции мазута с котла в мазута насосную.

Дублирующая система предупреждает аварийными сообщениями об несоответствии каких либо параметрах и некорректной работе системы управления автоматизации. Есть зона на мониторе АРМ машиниста, где выходят сообщения и автоматически архивируются. При этом сопровождаются звуковыми сигналами..

Так же установлены защитные блокировки в программно логическом комплексе:

- позволяющие открыть задвижку на линии подачи топлива, но только когда включится вентилятор растопочных горелок;
- позволяющие открытие задвижки на линии подачи топлива к котлу, но только когда будет определен расход воды через котел;
- позволяющие открытие задвижки на линии подачи топлива, но только когда будет наличие напряжения в цепях защиты котла;
- позволяющие открытие задвижки на линии подачи топлива ,но только когда будет пламя на запальном устройстве на растопочной горелке;
- позволяющие топлива подавать в растопочную горелку при аварийном останове вентилятора;
- позволяющие последующее включение горелок, но если включились растопочные;
- перекрытие запорной арматуры на воде за котлом, но если перекрылись вентиля на воде до котла;

					<i>13.03.01.2019.963.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
					<i>63</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

перекрытие запорной арматуры на воде к котлу только после перекрытия вентиля на линии подачи топлива к котлу;

- когда происходит остановка сетевых насосов и пропадает напряжения на собственные нужды, прекращается подача топлива.

Щитовые устройства и стенды.

Стенды датчиков разрежения, давления, уровня, расхода находятся

- С фронта котла на отметке +5,300,

- Температурные датчики находятся по месту.

Расположение технических средств АСУ ТП размещается в специально выбранных местах что бы исключить попадания и воздействия на них различных сред, таких как влаги, огня, механических действий, которые могут нарушить их целостность.

Таблица 10.1 – Аппаратура контроля и управления котлами

№ поз.	Параметры	Наименование и техническая характеристика	Количество
1	2	3	4
1	0,06 (0,04) кВт	Задвижка с электро-приводом на газопроводе к котлу (ЭК-113М)	1
2	2 пол.	Концевой выключатель задвижки (МН-5)	16
3	0-20000 м3	Устройство измерительное по расходу газа (РА-10L-ДИ)	3
4	-50 +50	Датчик температуры погружной ESMU	1
5	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления Метран 55ДИ	2
6	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления Метран 55ДИ	3
7	0,06 (0,04) кВт	Предохранительно- запорный клапан на газопроводах к котлу	2
8	2 пол.	Концевой выключатель ПЗК	3
9	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления Метран 55ДИ	7
10	0,250 кВт	Регулирующий клапан на газопроводе к котлу	2
11	2-пол.	Концевой выключатель задвижки	1
12	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления Метран 55 за 2ГРК	1
13	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления Метран 35 за 2ГРК	1
14	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления Метран 55 за 2ГРК	1
15	0,250 кВт	Затвор на общем газопроводе к котлу	1
16	0,06 (0,04) кВт	Задвижка с электроприводом на газопроводе газа к запальникам	1
17	2-пол	Концевой выключатель	1
18	0,06 (0,04) кВт	Предохранительно- запорный клапан на газопроводах к запальникам	16
19	2-пол	Концевой выключатель ПЗК	1
20	0,250 кВт	Регулирующий клапан на подводе газа к запальникам	1
21	2-пол.	Концевой выключатель ПЗК	1
22	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления Метран 55 за 2ГРК	1

Лист

64

23	0,200 кВт	Клапан электромагнитный на свечах безопасности	15
24	2-пол.	Концевой выключатель	1
25	0,200 кВт	Клапан электромагнитный на свечах безопасности	17
26	2-пол.	Концевой выключатель	2
27	0,200 кВт	Клапан электромагнитный на свечах безопасности	1

Продолжение таблицы 10.1

28	2-пол.	Концевой выключатель	2
29	-12.+12 ксм/м2	Датчик разности давления АИР-20/М2 ДИВ302	1
30	-50+50	Датчик температуры ESMU	4
31	160	Устройство измерительное по содержанию кислорода в уходящих газах	1
32	+1600 0С	Датчик контроля факела в топке	2
33	0,200 кВт	Задвижка с электроприводом на шибере уходящих газов	2
34	2-пол.	Концевой выключатель шибера	1
35	0,160 кВт	Воздушный вентилятор к горелкам	16
36	0,100 кВт	Воздушный шибер к горелкам с приводом электромагнитным	1
37	2 пол.	Концевой выключатель привода к воздушного шибера	1
38	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления воздуха перед горелками	16
39	0,200 кВт	Предохранительно-запорный клапан на газопроводе к горелкам	16
40	2-пол.	Концевой выключатель ПЗК	1
41	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления газа к ПЗК	1
42	0,200 кВт	Предохранительно-запорный клапан на газопроводе к горелкам	1
43	2-пол.	Концевой выключатель ПЗК	1
44	0,100 кВт	Регулирующий –запорный клапан на газопроводе к горелкам	1
45	2 пол.	Концевой выключатель РК	1
46	0-1,6 кгс/см2	Датчик давления газа перед горелками	1
47	0,100 кВт	Свеча безопасности с приводом электромагнитным	16
48	2 пол.	Концевой выключатель свечи безопасности	16
49	0,200 кВт	Клапан на газе к ЗЗУ горелки электромагнитный А-1	16
50	2 пол.	Концевой выключатель клапана на газе к ЗЗУ горелки	4
51	0,100 кВт	Клапан на газе к ЗЗУ горелки электромагнитный А-2	16

52	2 пол.	Концевой выключатель клапана на газе к ЗЗУ ПЗ	16	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

		горелки	
53	+1600 0С	Сигнализатор горения факела горелки	3
54	+1600 0С	Сигнализатор горения факела запальной горелки	3
55	0,100 кВт	Трансформатор зажигания запальной гор.	2

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

11.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

В пиковой водогрейной котельной находятся: 3 котла ПТВМ-100, которые нагревают сетевую воду до 110 °С, в качестве основного топлива используется природный газ, а резервным так же является природный газ, который поступает от БППГ по запасной линии. Котел оборудован 16-ю газовыми горелками и 16-ю дутьевыми вентиляторами, другое вспомогательное оборудование к которым эксплуатационный и ремонтный персонал имеет непосредственное отношение. Пиковая котельная работает в течение отопительного сезона и в аварийных случаях летнее время.

Контроль за работой котельной ведет машинист энергоблока в отдельном здании, где расположены ГТУ, вся информация о работе направляется на пульт управления, при неисправностях принимаются меры по их ликвидации.

В котельной периодически делает обходы персонал для правильной бесперебойной работы оборудования старший машинист КО.

Опасные и вредные производственные факторы производственной среды и трудового процесса (ОиВФ и ТП) разделяются на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОиВФ и ТП[28].

На территории пиковой водогрейной котельной обслуживания котлов имеют место факторы:

Физические факторы:

шум, инфразвук, ультразвук воздушный, вибрация общая и локальная, неионизирующие излучения (электростатическое поле, постоянное магнитное поле, в том числе гипогеомагнитное, электрические и магнитные поля промышленной частоты (пятьдесят Герц), параметры микроклимата (температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, инфракрасное излучение), параметры световой среды (искусственное освещение (освещенность) рабочей поверхности);

Химические факторы:

основным источником является топливо – природный газ CH₄, CO, NO в дымовых газах.

Факторы трудового процесса:

Тяжесть труда это особенность трудового процесса, выражающая преимущественно в нагрузке на опорно-двигательный аппарат и работоспособности систем организма. Постоянное нахождение в статическом

положений.										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ					

Напряженность труда – показатели сенсорной нагрузки, преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональное состояние работника.

Травмоопасные факторы:

Заостренные необработанные поверхности, заусенцы и шероховатость на различных деталях, приспособлениях и оборудовании;

Вероятность поражения горячей средой теплоносителя. Высокое давление теплоносителя;

Неоднородное местоположение оборудования;

Различные механизмы, которые производят движущиеся и вращающиеся действия. Могут нанести повреждения телу человека, попавшему в их действующие части.

Угроза поражения электрическим током.

Опасные ситуации:

Утеkanie топлива;

Разрыв котла;

Возгорание;

Порыв трубопровода из-за гидравлических ударов и повреждений.

Устанавливая в данном проекте отечественный комплекс ПТК «Квинт», природный газ регулируется подачей отдельно к каждой горелке, совершается с подачи газового блока АМАКС БГ-6.

Внедрение этой системы способствует предупреждению вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса, такие как:

- химические факторы;
- травмоопасные факторы;
- аварийно-возможные ситуации.

11.2. Требования ПТБ И ПБ при обслуживании котла ПТВМ-100

8.2.1 К обслуживанию котлов допускаются лица достигшие 18 лет, и имеющие средне-техническое образование или общее среднее, прошедшие медицинскую комиссию, выученные по специальной программе, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания котлов.

8.2.2 Эксплуатирующий персонал теплотехнического оборудования обязан знать правила техники безопасности, пожарной безопасности, владеть практическими навыками по применению средств пожаротушения, знать приемы освобождения человека, попавшего под действие электрического тока и уметь оказывать экстренную медицинскую помощь.

8.2.3 На рабочих местах в помещениях цехов должны быть аптечки, укомплектованные согласно перечню необходимыми медикаментами. Аптечки

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

должны находиться в доступном месте в чистоте и порядке, а количество медикаментов своевременно восполняются.

8.2.4 Весь персонал должен использовать СИЗ (средства индивидуальной защиты). Каска с подбородным ремнем, защитные очки, бируши, защитный костюм водоотталкивающий, ботинки с твердым носком. Спецодежда должна быть застегнута на все пуговицы. Запрещается засучивать рукава спецодежды.

При входе в цех, где размещается действующее оборудование, персонал должен быть в каске с застегнутым подбородным ремнем.

1. При отсутствии ограждений открытых частей вращающихся механизмов, включение их в работу запрещается;

2. Ремонтные работы с неснятым давлением и напряжением на действующих механизмах, запрещается;

3. Опирается на перила, становиться на барьеры площадок, защитные кожуха муфт, подшипники, а так же вблизи трубопроводов, конструкций и перекрытий, не предназначенных для прохода по ним и не имеющих специальных ограждений и поручней, запрещается;

4. При пусковых операциях (останове и пуске котлов), а так же гидравлических испытаниях (опрессовке трубопроводов), находится вблизи разрешено только обслуживающему персоналу, участвующему в этих операциях, или лицам, имеющему разрешение начальника цеха или его заместителя.

5. При выявлении свищей в питательных коллекторах и паропроводах технологического оборудования, начальник смены обязан незамедлительно выявить аварийную зону вывести из нее людей, оградить, вывесить плакаты "Опасная зона" и принять меры к её отключению.

6. При отключении оборудования, когда нет дренажных устройств для опорожнения их, можно произвести ослабление ряда болтов фланца со стороны противоположной нахождения рабочего.

7. Двумя последовательно установленными задвижками отключать можно сосуды и трубопроводы, но с условием что, при наличии между ними дренажа, условный проход которого был диаметром не менее двадцати мм и имеющим соединение с атмосферой.

В особых случаях, с разрешения гл. инженера, разрешается отключать участки для ремонта, где отсутствуют две последовательные задвижки с безфланцевой арматурой при надежном отключении одной задвижкой, и отсутствии парения через дренажное устройство в атмосферу.

9. Фланцевые соединения и подтягивание болтов разрешается выполнять при избыточном «Р» не выше пяти атмосфер.

При включении газопровода, нужно хорошо продувать свечи газом, чтобы предотвратить возникновение взрывоопасной концентрации. Продувка должна длиться не менее десяти минут, после чего берется газ на анализ кислорода, который не должен превышать один процент. Через горелки продувание запрещается.

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ					

Если возникает утечка газа, газопроводы вблизи котла использовать запрещается.

Площадки газопроводов котлов подлежат проверке на кислород один раз в три дня, кислорода содержится должно не менее 20 % по объему.

Разтекший мазут нужно сразу вытереть.

Мазутопроводы греть огнем при замерзании запрещается.

Если клапана на котле плохо отрегулированы или неисправны, включать в работу котел запрещено. При работе котла запрещено блокировать ПК.

Рядом с растопочным котлом не должно быть никого постороннего, кроме персонала, который участвует в процессе растопки.

Газоходы и воздухоходы нужно сначала провентилировать, сразу заносить открытый запал запрещается. Вентиляция должна быть не менее десяти минут. Закрытие задвижек должно быть плотное к горелкам и проверяется с помощью опрессовки газопровода.

Дымососы и вентиляторы должны быть включены при начале растопочных работ котла, работающего на газе. Перед зажиганием газовых горелок проверяется «Р» газа перед котлом, «Р» воздуха перед горелками и настройки, если нужно разряжение в топке.

При плавном регулировании подачи воздуха и газа должно быть зажигание горелок.

При остановке котла, работавшего на природном газе: газопроводы котла, все его отводы к горелкам и дренажи полностью освободить от газа продувкой сжатым воздухом и отсоединить заглушками от всех линий, после чего берется анализ на остаточное содержание газа.

Участок газопровода котла не находящийся под давлением, отключен только запорной арматурой, его следует считать взрывоопасным.

Внутренний осмотр, чистка и ремонт котла допускаются только по письменному разрешению руководства цеха (по наряду) и при соблюдении правил безопасности.

В районе распространения топлива не допускайте открытого пламени, сварки, резки, включения и выключения рубильников.

Не допускается работа котла без включенных технологических блокировок и защит сигнализации и автоматических регуляторов.

Ежемесячно производить профилактические осмотры котла.

Вести нужно режим котла в соответствии с режимной картой по показанию КИП.

При сжигании природного газа, температуру воды на выходе поддерживать не ниже 70 градусов.

Рекомендуемый объем оснащения приборами КИП на котле.

а) «Р» газа у каждой горелки

б) «Р» воздуха, в воздухоходе у каждой горелки:

в) разряжение в топке.

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

69

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

Запрещается отогревание трубопроводов, находящихся под давлением, сначала снимается давление.

Каждый котлоагрегат должен иметь информативную табличку с форматным размером не менее 300-200 мм со следующими данными:

- а) регистрационного номера
- б) разрешенного рабочего давления

в) тех. освидетельствование внутреннего осмотра и гидравлического испытания, даты и последующих осмотров.

Комиссия из Ростехнадзора производит освидетельствования котла в следующие периоды в таблице-11.2

- а) не реже одного раза в 4 года:
- б) не реже одного раза в 8 лет.

внутренний осмотр	гидравлическое испытание
внутренний осмотр не реже, чем через 12 месяцев и непосредственно перед предъявлением инспектору котлонадзора	гидравлическое испытание рабочим давлением - каждый раз после чистки внутренних поверхностей нагрева или ремонта элементов котла

Таблица 11.2-Периоды освидетельствования

Гидравлическое испытание должно проводиться при достижении пробного «Р» 1.25 от величины рабочего давления в пучке котла. Температура заполняемой воды должна быть не ниже плюс пяти градусов.

Котел должен быть осмотрен после испытаний и проверен:

- на целостность обмуровки, изоляции;
- исправность подвижных и неподвижных опор трубопроводов;
- исправность арматуры, состояния штоков достаточность сальниковой набивки.

11.3 Виброакустические факторы

Акустические шумы, создающиеся различным технологическим оборудованием (вентиляторы, насосы, горелки). Составляющие шумов, такие как магнитный, аэродинамический и механический, происходящие вследствие вращения роторов, движения воздушных потоков, магнитных сил. Кавитационные колебания в пароводяных трактах. Аэродинамические шумы, создаваемые вследствие работы воздуходувных машин, горелок и турбулентным движением газа и воздуха в магистралях. Технологические шумы на рабочих местах негативно влияют на здоровье человека, снижая его качество жизни.

Последствия воздействий - это ухудшения слуха, зрения, сердечно - сосудистые				Лист
патологии.				70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
				13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности», меры примененные для коллективной защиты от шумов уменьшающие его распространение и применение окожушивания на источниках шума. Предельно допустимый уровень шума – шестьдесят пять децибел.

Для ослабления проникающих шумов используют поглощающие звук заграждения высокой плотности и объема для хорошего шумопоглощения.

Подходящий материал применен, как металлические листы со специальной вибродемпфирующим покрытием, понижающие шум. Многослойность также снижает воздушные шумы. Применение нескольких слоев с воздушными зазорами или материалами, такими как войлок или вата, хорошо поглощающими звук.

От низкочастотных шумов действительно применяют упругие обшивные конструкции. Звуковая потеря энергии происходит за счет собственных колебаний и защитного устройства. В этом плане эффективны перфорированные листы, перфорация служит определенными резонаторами.

Оценка шума ведется по частотным параметрам, предоставляющий соотношение звуков и частот разных уровней для уменьшения шума в трубопроводах и арматуре скорость воды принимается в пределах величины, при которой вибрация не будет создавать недопустимых шумовых явлений.

При создании рабочих мест учитывается потребность в комфортных условиях труда для операторов пульта управления. Помещения стараются вынести из общего места работы технологического оборудования в отдельно стоящие помещения, тем самым снизить вредные факторы шумов на здоровье персонала.

11.4 Вредное воздействие химических веществ

Таблица 11.3- Заболевания и причины

Заболевания	Причины возникновения заболевания
пневмокониоз	вдыхание ванадиевой пыли и асбеста, содержащегося в изоляционном материале
дерматоз	контакт с топливом и ингибиторами коррозии (различные органические или металлоорганические соединения) и другими водными добавками;
конъюнктивиты различной этиологии	результат попадания гидразина и его производных, использующихся в добавках к котловой воде (сильное воздействие может вызвать временную слепоту)

Лист

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

71

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

раздражение верхних дыхательных путей и кашель	результат вдыхания SO ₂ , из - за сжигания топлива с высоким содержанием серы
--	--

Большой вред организму человека наносит 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 окалины; CO; CO₂; NO; SO₂; пылесодержащих тугоплавких окисей и VO₂.

При регулировании горения воздух распределяется в устанавливаемой горелке, количество выбросов минимально, что соответствует допустимым Евро стандартам.

Пропорции, регулирующие топливо-воздух в горелке предоставляет возможность снизить вредные выбросы в дымовых газах, таких как: CH₄, NO, CO и т.д. Потенциометр обеспечивает обратную связь, положение соответствующего регулирующего элемента с регулятором тепловой мощности. Подогреватель в горелке, повышает качество горения и снижает количество вредных выбросов

11.5 Травмоопасность

Нагрузка на машиниста котла, вызвана напряженностью и монотонностью работы в течение смены.

Согласно документу ПБ 10 – 577 – 03 "Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов".

Водогрейные котлоагрегаты - это теплофикационное оборудование, находящееся под повышенным давлением.

Надежность котла и прилежащих трубопроводов достигается за счет гидравлических предварительных испытаний на прочность, путем проверки качества сварных швов, усталости металла.

Во время эксплуатации котла его части подвержены коррозии. Для защиты котла и его поверхностей нагрева от коррозии, наносят специальное защитное покрытие и поддержания тех. Параметров, способствующих удалению вредных примесей из воды, применяется деаэрация. Греющая поверхность котла зависит от поступающей в него подготовленной воды (питательной). Дальнейшей водоподготовкой служит удаление накипи и снижение коррозии.

Безопасности оперативного персонала служит ряд предохранительных устройств. Такими устройствами являются манометры, запорная арматура, расходомеры, предохранительные клапана.

					Лист
13.03.01.2019.963.21 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	72

Высокая температура паропроводов и трубопроводов горячей воды является травмоопасным источником различных ожогов персонала. Чтобы обезопасить работников от обжигания и попадания различных агрессивных сред на тело, используются СИЗ. Персоналу обслуживающего оборудования нужно находиться, без надобности, на удаленном расстоянии от соединительных устройств, трубопроводов, компенсаторов, предохранительных клапанов и т.д.

Защитные устройства, которые способны нанести травму персоналу от двигающихся компонентов горелки обеспечивает защиту.

11.6 Электробезопасность

Электрический ток, проходя через тело человека, наносит непоправимый ущерб для здоровья, организм получает тепловое, химическое и биологическое влияние.

Ряд влияний тока на здоровье это-

а) химическое воздействие: оно ведет к электролизу крови и других, содержащихся в организме растворов, что изменяет их химический состав и поэтому, нарушает все функции.

б) биологическое действие: проявляется в опасном возбуждении живых клеток организма, и всей нервной системы. Это возбуждение способно вызвать судороги, появления паралича. Самым опасным является паралич сердца причина исхода - смерть.

Сила поражения человека и последствия электрического удара зависят в основном от значения тока, проходящего сквозь тело человека, продолжительности его прохождения, пути тока в теле человека.

Таблица 11.4-Показания допустимых величин тока от продолжительности воздействия

Напряжение, В	Область применения
12	Для ручных светильников и электрофицированного ручного инструмента - в помещениях, особо опасных
36 и 42	Для тех же целей - в помещениях повышенной опасности, для светильников
65	Для сварочных работ
220	Для стационарных светильных установок
230 380 660	Для электрического привода и других технических целей

Электрическая безопасность - это система технических мероприятий и средств, которые созданы для обеспечения защиты человека от опасных и вредных влияний электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и электростатических разрядов. Мероприятия по электрической безопасности, обеспечивающие нормальные метеорологические условия

Лист

рабочей зоне, регламентированной 13.03.01.2019.903.21 ПЗ использования

73

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

соответствующих защитных мер и средств; использование безопасных ручных электрических машин (электроинструмента), а также ограждений, блокировок коммутационных электроаппаратов, контрольно-измерительных приборов, спецодежды, специальной диэлектрической обуви и др.

Травма, полученная организмом под воздействием электрического тока или электрической дуги, называется электрической травмой.

Так же электрические травмы возможны в результате прямого контакта человека с токоведущими элементами электрической установки, в случаях прикосновения к металлическим конструктивным нетоковедущим частям электрического оборудования, в случаях, когда изоляция его нарушена и случилось замыкание токоведущих частей на корпус.

Электрическим замыканием на землю называется случайное электрическое соединение токоведущей части электроустановки непосредственно с землей, нетоковедущими проводящими конструкциями или предметами, не изолированными от земли.

Зона растекания тока замыкания на землю – зона, за пределами которой электрический потенциал, обусловленный токами замыкания, может быть условно принят равным нулю.

Напряжением относительно земли при замыкании на корпус называется разность потенциалов между этим корпусом и зоной нулевого потенциала.

В отношении воздействия на человека различают значения тока:

пороговый ощутимый ток – наименьшее значение ощутимого тока;

пороговый не отпускающий ток – наименьшее значение не отпускающего тока;

пороговый фибрилляционный ток – наименьшее значение фибрилляционного тока.

Напряжение прикосновения – напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек.

Напряжение шага – напряжение между двумя точками цепи тока, находящимися одна от другой на расстоянии шага, на которых стоит человек (на земле, на полу и т. д.).

Заземление – преднамеренное электрическое соединение с заземляющим устройством какой-либо части электроустановки.

Малое напряжение – номинальное напряжение не более сорока двух вольт, используется в качестве снижения опасности поражения электрическим током.

11.7 Пожаровзрывобезопасность

Пожарная безопасность предприятия обязана обеспечиваться системами предупреждения пожара и противопожарной защиты, а так же организационно-техническими мероприятиями. В случае возникновения пожара вблизи оборудования котла, газопроводов, мазутопроводов необходимо:

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ				

а) объявить о пожаре по поисковой связи, вызвать пожарную команду через НСС;

б) организовать тушение пожара имеющимися средствами пожаротушения.

Доступ к средствам пожаротушения должен быть свободным.

Дежурный персонал должен хорошо знать месторасположение средств пожаротушения.

При пожаре на эл/двигателе или другом эл/оборудовании нужно немедленно отключить его и разобрать его эл/схему. После этого можно приступить к тушению пожара с соблюдением правил безопасности.

2) При признаках возникновения пожара в газоходах котла, дымососов, немедленно произвести осмотр газоходов через лючки или лазы. Поставить в известность пожарную команду через НСС.

При явных признаках пожара в газоходах, хвостовых поверхностях нагрева (при резком непрекращающемся росте уходящих газов):

а) аварийно остановить котел;

б) остановить дутьевые вентиляторы, дымососы;

в) вызвать пожарную команду через НСС ;

г) закрыть направляющие аппараты дутьевых вентиляторов и дымососов;

д) включить пароводотушение;

е) проверить плотность закрытия всех гляделок, люков, лазов;

ж) подать пар в топку через форсунки котла.

з) обеспечить охлаждение змеевиков пароперегревателя и водяного экономайзера открытием арматуры дренажей и арматуры линии рециркуляции.

3) Запрещается выключать приборы, регистрирующие температуру уходящих газов, ранее 24 часов после останова котла.

4) Работы, связанные с отключением средств пожаротушения могут производиться только после уведомления пожарной охраны с разрешения начальника смены.

5) Расстановка пожарных машин и тушение пожара в котельном отделении производится в соответствии с планом тушения пожара на ЧТЭЦ-1, утверждённым техническим директором станции и начальником ПЧ.

6) Пожарный инвентарь машинистами должен передаваться по смене. Запрещается сдача и приёмка смены с разукomплектованными первичными средствами пожаротушения.

7) Места проведения временных сварочных и других огневых работ определяются только письменным разрешением начальника цеха (оформление работы нарядом - допуском).

8) При авариях сварочные работы производить под наблюдением лица, назначенного начальником цеха без письменного разрешения с выполнением необходимых мер безопасности.

9) Место проведения огневых работ обеспечивается средствами пожаротушения (огнетушитель или ящик с песком, лопата и ведро с водой).

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

10) Ст. машинист или начальник смены обязан проверить отсутствие загорания в месте проведения временных огневых работ в течении не менее 3 часов после их окончания.

11) Первичные средства пожаротушения (пожарные краны, ящики с песком, совки) окрашиваются в красный цвет.

12) Рядом с пожарным краном должен находиться пожарный ствол и пожарный рукав.

13) Песок используется для тушения небольших очагов пожаров горючих жидкостей (мазута, солянки, различных масел), эл/кабелей, эл/проводки и др. Тушение песком производится набрасыванием его на горящую поверхность. Песок должен быть сухим и храниться в ящиках и периодически перемешиваться.

14) Войлок используется для тушения небольших очагов пожаров - набрасыванием на горящую поверхность и изолирует её от воздуха. Войлок используется для защиты оборудования от действия огня при пожаре. Хранится войлок в свернутом виде в закрытом металлическом ящике. Очистка войлока производится не реже одного раза в квартал.

15) Пожарные рукава должны храниться в шкафах, дверцы которых должны быть опломбированы.

16) Каждый пожарный кран проверяется пуском воды один раз в два года.

11.8 Эргономика и техническая эстетика.

Рабочие места располагаются так, чтобы управление технологическими процессами отображали всю информацию, меню, сигнализацию, тренды, согласно спроектированных форм и должны обеспечивать:

-комфорт и функциональность работы персонала обслуживаемого оборудования;

-ясность показанной информации, и способность быстрой реакции оператора за ходом технологического процесса и состояния оборудования;

-эргономичность расположения управления, осуществления быстрого вмешательства персонала в контролируемый технологический процесс.

Цветовые решения и расположение оборудования способствуют концентрации внимания и снижению утомляемости оперативного персонала.

12 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Прогресс человечества и факторы, способствующие развитию экономики технического производства, положительные тенденции достижений в науке и технике людей и общества в целом, наносят определенный ущерб экологии.

Последствия угнетения экологии может достигнуть до глобальных масштабов.

13.03.01.2019.063.2115					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	76

Выбросы от технологических предприятий и теплоэлектростанций и как их минимизировать, вот проблема нынешних производственных технологических комплексов. Нарушение экосистемы вызовет засорение воздушного бассейна, также снизится качество жизни и нанесет экономический ущерб.

При эффективном сжигании топлива даже уголь и нефть загрязняют атмосферу с наименьшим вредом. Газ намного чище при сжигании, но и здесь нужно соблюдать все технологии очистки. Отходящие газы от сжигания природного газа намного чище и лишены твердых частиц (зола, сера и т.д.), поэтому и очистка происходит легче, чем от сжигания твердых видов топлива.

По эффективности и простоте сжигания, а также благодаря химическому составу, природный газ поможет улучшить экологию путем снижения выбросов диоксида углерода, замены им ископаемых видов топлива. Рассматриваемая в дипломном проекте пиковая котельная ЧТЭЦ-1 будет работать на природном газе, поэтому в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%).

Результат появления NO в топках происходит из-за окисления азота воздуха при высоких температурах, а также при разделении и окислении соединений содержащих азот, которые содержит топливо. Естественный состав уходящих дымовых газов от котла на 95-99% из окиси и лишь на 1-5% из двуокиси азота NO₂.

Применяемые способы по уменьшению окислов азота в котловых топках:

- Понижение количества поступающего воздуха;
- Создание рециркуляции дымовых газов;
- Многоступенчатое сжигание;
- Понижение температуры подогрева воздуха;
- Применение факельного процесса горения;
- Направление в зону горения воды и пара.

12.1 Очистка дымовых газов от окислов азота

Удаление из дымовых газов окислов азота имеет важное значение. Это вызвано тем, что окислы азота в уходящих газах имеют низкую концентрацию, а химическую устойчивость высокую, особенно окиси азота.

Вот методы очистки дымовых газов от окислов азота:

- 1) переработка методом абсорбции и адсорбции после улавливания окислов азота в такие продукты как азотная кислота, концентраты окислов азота и азотные соли;
- 2) возобновлением до нетоксичных составляющих окислов азота, щелочное поглощение окислов азота часто применяется в абсорбционных методах очистки. Такие поглотители щелочи как Na₂CO₃, Ca(OH)₂ используются в процессах, а также MgO.

Наиболее перспективны решения по очистке это торфощелочные сорбенты и силикагель (SiO₂·nH₂O). Но по сей день все вышеназванные методы находятся на

этапе опытно-исследовательских разработок. Эти методы предоставляются

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист 77
------	------	----------	---------	------	---------

возможность получить в качестве второстепенных продуктов азотную кислоту и концентраты окислов азота.

Традиционными методами отчистки такими как селективный некаталитический (СНКВ) и каталитический (СКВ) методы восстановления NO и в качестве восстановителя используют аммиак. Наиболее простые и дешевые методы являются некаталитические там аммиак (аммиачная вода, карбамид) вводится в высокотемпературную (900...1100 оС) область газохода котла с газами рециркуляции, воздухом или паром. Компоновка технологических методов, по снижения образования окислов азота с методом СНКВ при сжигании угля позволяет снизить концентрацию NO₂ в дымовых газах до трехсот мг/м³.

Наиболее продуктивная система это система каталитического восстановления NOx. Большой эффект дает при температурах от девятьсот до тысячи градусов, химические реакции аммиака с NO и NO₂. В присутствии катализатора снижается температура реакции от трехсот сорока до трехста восьмидесяти градусов. Для катализаторов применяют следующий ряд материалов: оксид титана, алюминия, кремния и смеси оксидов ванадия, молибдена, вольфрама.

Каталитический реактор это часть СКВ установки состоящей и из ячеистых элементов структуры, которые устанавливаются как модули в газоходах котла послонно.

12.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива

Для водогрейной котельной на ЧТЭЦ-1 в г. Челябинске стоят три котла ПТВМ-100, каждый со своей дымовой трубой. Необходимо сделать конструктивный расчет дымовой трубы.

Три котла работают на покрытие тепловых нагрузок в течение отопительного периода. Основным топливом является природный газ газопровода Бухара-Урал - Челябинск.

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:

$$Q_H^P = 36,746 \text{ МДж/м}^3$$

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

78

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

Плотность газа $\rho_2 = 0,752 \text{ кг/м}^3$ 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:

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

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

$$V^0 = 0,0476 \left[\sum C_3 H_8 + (1 + 0,25 \cdot 4) C H_4 + (2 + 0,25 \cdot 6) C_2 H_6 + (3 + 0,25 \cdot 8) C_3 H_8 + (4 + 0,25 \cdot 10) C_4 H_{10} + (5 + 0,25 \cdot 12) C_5 H_{12} \right] = 9,58$$

$\text{м}^3/\text{м}^3$

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

- объем трехатомных газов:

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

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

- объем двухатомных газов:

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

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

- объем водяных паров:

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

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

при $t_{z.ml} = 10^\circ\text{C}$ тогда можно подсчитать что:

$$d_{z.ml} = 10 \text{ г/м}^3$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 (\sum (0,5 \cdot 4 \cdot 94,2 + 0,5 \cdot 6 \cdot 2,5 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,4 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,2 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10)) + 0,0161 \cdot 9,58 = 2,16 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем дымовых газов при нормальных условиях:

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

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

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м^3 топлива при

условиях выхода: $V_{\text{вых}} = \frac{P_{\text{вы}} \cdot V_z \cdot T}{P \cdot T_{\text{вы}}} \quad (11.6)$

										Лист
где $t_{\text{вых}} = 180^\circ\text{C} = 453 \text{ K}$										79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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

12.3 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы

В зимний период работают 3 котла мощностью 100 МВт каждый.
Расход топлива на 1 котёл [14]:

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

где: $Q = 100 \text{ МВт}$ – тепловая мощность одного котла; $\eta = 92\%$ – КПД котла.

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

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе 1 котла:

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

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

В зимний период работают до 3 котла

$$V = 57,58 \cdot 3 = 172,74 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Летом работает 1 котёл, поэтому выбросы для летнего режима

$$V = 57,58 \text{ м}^3 / \text{с}$$

12.4 Расчет выброса оксидов азота

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

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

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами:

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

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

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

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ				

где: Q_T - фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, $MВт$ [10]:

$$Q_T = B_p \cdot Q_n^p$$

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

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

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

β_t - безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения:

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (t_{г.в} - 30) \quad (11.10)$$

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (1000 - 30) = 2,94 \quad (11.11)$$

$t_{г.в}$ - 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.

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

где r - степень рециркуляции дымовых газов.

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

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

k_{II} - коэффициент пересчета, при определении выбросов в граммах в секунду $k_{II} = 1$.

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

$$ПДК = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

12.5 Расчет минимальной высоты трубы

Дымовая труба способствует снижению загрязнения атмосферы вредными примесями дымовых газов, за счет высоты достигается максимальное их рассеивание и снижая их ПДК в воздухе. Результативность рассеивающих выбросов выше чем больше высотность дымовой трубы и скорость газов на выходе из нее, это помогает нивелировать влияние объемных показателей на реальное

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист 81
					13.03.01.2019.963.21 ПЗ

качество воздуха выбросы рассеиваются на широкие ареалы. Попавшие в атмосферу NO_2 , SO_2 , там не накапливаются, так как они подвергаются ультрафиолетовому излучению и процессу быстрого самоочищения.

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 атмосферном воздухе [35].

$$C_m \leq \text{ПДК}$$

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:

$$H = \sqrt{AFnm\eta \frac{M}{\text{ПДК}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}} \quad (11.12)$$

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, $\text{м}^3/\text{с}$;

$A=160$ – 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 50H, то $\eta = 1$.

Задаемся скоростью газа на выходе из трубы по таблице 8-5 [35]:

$$w_2 = 15 \text{ м/с}$$

Диаметр трубы [35]:

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{w \cdot \pi}} \quad (11.13)$$

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

Принимаем диаметр устья дымовой трубы из стандартного ряда стальных труб $D_o = 2,2 \text{ м}$, тогда скорость газа [35]:

$$w_2 = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2} \quad (11.14)$$

$$w_2 = \frac{4 \cdot 57,58}{3,14 \cdot 2,2^2} = 15 \text{ м/с}$$

1) Задаем высоту трубы $h_1 = 70 \text{ м}$ и находим значения коэффициентов m и n .

$$f = \frac{10^3 w_2^2 D_o}{h_1^2 \Delta T} \quad (11.15)$$

$$\Delta T = t_{\text{уход.газов}} + T - t_{\text{наружн.воздуха}} + T$$

где $t_{\text{нар.воз.}}$ - принята при неблагоприятных условиях, то есть температура воздуха самой холодной пятидневки в г. Челябинске (СНиП Строительная климатология).
где $\Delta T = 180 + 273 - (-15,8 + 273) = 195,8 \text{ К}$

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

Т.к. $f = 0,51 \leq 200$, то:

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

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

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

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

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:

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

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

лист

83

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

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

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:

$$n = 1$$

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

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

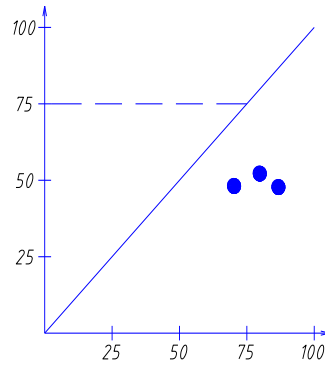


Рисунок 12.1 - Определение высоты дымовой трубы

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

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

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

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:

$$n = 1$$

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

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

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции водогрейного котельного агрегата №2 ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствование схемы тепловой автоматики. Для принятия решения по реконструкции необходимо провести оценочные расчеты данного проекта по внедрению представленных в ВКР предложений. Раздел «Экономика и управление» необходим для проведения экономического обоснования предлагаемой реконструкции котельного агрегата, выявления стоимостных и качественных показателей предлагаемого решения. Эти расчеты и будут приведены ниже. При реконструкции технологического оборудования расчет экономической эффективности проводится методом срока окупаемости. Кроме того экономический эффект от реконструкции котла достигается улучшением экологического влияния

13.1 Технико-экономический расчет реконструкции водогрейного котла №2 ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствование схемы тепловой автоматики

Для определения экономической эффективности предлагаемой реконструкции определим капитальные затраты на ее проведение, текущие затраты до и после реконструкции котла ПТВМ-100, и по отношению капитальных затрат к изменению текущих посчитаем срок окупаемости предлагаемого решения.

При принятии решения о реконструкции котельного агрегата одна из основных задач – срок окупаемости проекта, который не должен превышать пяти лет.

13.1.1 Смета капитальных затрат на проведение реконструкции

Капитальные затраты на строительство водогрейной котельной, включают в себя (13.1):

- затраты на проектно-изыскательские работы;
- затраты на покупку нового оборудования;
- затраты на демонтаж старой схемы тепловой автоматики;
- затраты на транспортировку оборудования;
- затраты на строительные-монтажные работы;
- затраты на пусконаладочные работы.

$$K = K_{\text{проект}} + K_{\text{осн}} + K_{\text{дем}} + K_{\text{трансп}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пущн}} \quad (13.1)$$

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Стоимость оборудования определена по прайс-листам поставщиков [18] и сведена в таблицу 13.1.

Таблица 13.1 – Стоимость оборудования

Наименование оборудования	Стоимость, тыс. руб.
ПТК-НИИ Теплоприбор РФ КВИНТ	1100
Стоимость частотного преобразователя "VEB DDU 380/390"	1200
Приборы автоматизации	750
Арматура «АУМА»	1200
Электрохозяйство	700
ИТОГО:	4 950

Все иные статьи капитальных затрат взяты из объектного сметного расчета, выполненного проектно-сметным отделом ПАО «Фортум» и сведены в таблицу 13.2.

Таблица 13.2 – Смета капитальных затрат на реконструкцию котла ПТВМ-100 путем усовершенствования схемы тепловой автоматики

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Затраты на проектно-изыскательские работы	300
Стоимость нового оборудования	4 950
Затраты на демонтаж старой схемы тепловой автоматики	200
Затраты на транспортировку оборудования	50
Затраты на строительные-монтажные работы	900
Затраты на пусконаладочные работы	300
ИТОГО:	6 700

13.1.2 Расчет текущих затрат

После проведения реконструкции водогрейного котла начинается его эксплуатация, которая требует ежегодных затрат материальных, энергетических и трудовых ресурсов. Рассмотрим два варианта расчета текущих затрат до и после проведения реконструкции.

Расходы на эксплуатацию котла разделяются на постоянные не зависящие от выработки тепла и переменные изменяющиеся прямо пропорционально производительности котла, определяемые по формуле (13.2):

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I = I_{\text{пост}} + I_{\text{пер}}, \quad (13.2)$$

где $I_{\text{пост}}$ – постоянные затраты, тыс.руб./год;

$I_{\text{пер}}$ – переменные расходы, тыс.руб./год

Постоянные расходы на эксплуатацию определяются по формуле (13.3):

$$I_{\text{пост}} = I_{\text{ЗП}} + I_a + I_{\text{тр}} + I_{\text{проч}}, \quad (13.3)$$

где $I_{\text{ЗП}}$ – годовые затраты на заработную плату с начислениями, тыс.руб./год;

$I_{\text{тр}}$ – отчисления на текущий ремонт, тыс.руб./год;

I_a – амортизационные отчисления, тыс.руб./год;

$I_{\text{проч}}$ – прочие расходы, тыс.руб./год.

Переменные расходы на эксплуатацию по формуле (13.4)

$$I_{\text{пер}} = I_T + I_{\text{Э}} + I_B \quad (13.4)$$

где I_T – затраты на топливо, тыс.руб./год;

$I_{\text{Э}}$ – затраты на электроэнергию, тыс.руб./год;

I_B – затраты на воду, тыс.руб./год.

Определим стоимость текущих затрат при эксплуатации котла ПТВМ-100 без проведения реконструкции по замене схемы тепловой автоматики.

Расходы на заработную плату эксплуатационного персонала определяют по штатному расписанию. До реконструкции работу котла обслуживало 10чел. Расходы на заработную плату составили $I_3 = 4092,00$ тыс. руб./год [18].

Отчисления на социальное страхование определяем по формуле (9.5):

$$I_c = 0,26 \cdot I_3 \quad (13.5)$$

$$I_c = 0,26 \cdot 4092,00 = 1063,92 \text{ тыс. руб./год.}$$

Заработная плата с начислениями определяется по формуле (13.6):

$$I_{\text{ЗП}} = I_3 + I_c \quad (13.6)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 4092,00 + 1063,92 = 5155,92 \text{ тыс.руб./год.}$$

Отчисления на амортизацию определяются по формуле (13.7):

$$I_a = K \cdot H_a \quad (13.7)$$

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где H_a – средняя норма амортизации оборудования $H_a=7\%$;
 K – капитальные затраты на один котел составляет 450,00 тыс. руб.

$$I_a = 450,00 \cdot 0,07 = 31,50 \text{ тыс.руб./год.}$$

Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений) определим по формуле (9.8):

$$I_{\text{тр}}=0,15 \cdot I_a, \quad (13.8)$$

$$I_{\text{тр}}=0,15 \cdot 31,50=4,73 \text{ тыс. руб./год.}$$

Прочие расходы (10% от суммы $I_{\text{ЗП}}$, I_a , $I_{\text{тр}}$) определим по формуле (9.9):

$$I_{\text{проч}}=0,1 \cdot (I_{\text{ЗП}} + I_a + I_{\text{тр}}) \quad (13.9)$$

$$I_{\text{проч}}=0,1 \cdot (5155,92+31,50+4,73)=519,21 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_{\text{пост}}=5155,92+31,50+4,73+519,21=5711,36 \text{ тыс.руб./год.}$$

Затраты на топливо определим по формуле (9.10)

$$I_T = Q \cdot B_T \quad (13.10)$$

где Q – расход газа в год, который в 2018 году составил $Q= 30536891 \text{ м}^3$ по данным ПАО «Фортум»;

$B_T=2,01$ – стоимость топлива в рублях за м^3 газа. [].

$$I_T = 30\,536\,891 \cdot 2,01 = 61\,379,15 \text{ руб./год.}$$

Стоимость электроэнергии принимают по действующим тарифам, которые устанавливаются для каждой системы, определяем по формуле (9.11):

$$I_{\text{Э}} = \text{Э}_{\text{сн}} \cdot B_{\text{э}}, \quad (13.11)$$

где $B_{\text{э}}$ – стоимость электроэнергии в руб./кВт. ч, $B_{\text{э}}=2$ руб./кВт · ч.

$\text{Э}_{\text{сн}}$ – потребление электроэнергии котлом, которое составляло 6 240 331 кВт · ч.

Расход электроэнергии до реконструкции:

$$I_{\text{Э}} = 6\,240\,331 \cdot 2 = 12\,480,66 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на воду до реконструкции котла находим по формуле (9.12):

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

90

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

$$I_B = Q_{\text{вод}} \cdot B_{\text{вод}}, \quad (13.12)$$

где $Q_{\text{вод}}$ – расход воды на котел, составляющий $Q_{\text{вод}} = 212\,500 \text{ м}^3 / \text{год}$ [18];

$B_{\text{вод}}$ – себестоимость водопроводной и обработанной воды в руб./т. (себестоимость одного м^3 холодной воды составляет $B_{\text{вод}} = 3,8$ руб./т).

$$I_B = 212\,500 \cdot 3,8 = 807,50 \text{ тыс.руб./год.}$$

Переменные расход до реконструкции котла составят (13.4):

$$I_{\text{пер}} = 61\,379,15 + 12\,480,66 + 807,50 = 74\,667,31 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общие эксплуатационные расходы до реконструкции котла равны (13.2):

$$I_1 = 5\,711,36 + 74\,667,31 = 80\,378,67 \text{ тыс.руб./год.}$$

Определим стоимость текущих затрат при эксплуатации котла ПТВМ-100 после проведения реконструкции по замене схемы тепловой автоматики.

После реконструкции сокращаются 4 рабочих места (4обходчика). Расходы на заработную плату после сокращения численности персонала определим по формуле (9.13):

$$I_3 = \left(\Phi_M - \frac{\Phi_M \cdot N_{\text{сокп}}}{N_{\text{раб}}} \right) \cdot 12, \quad (13.13)$$

где Φ_M – фонд заработной платы, который по данным ПАО «Фортум» составил $\Phi_M = 342$ тыс. руб./год.

$$I_3 = \left(342 - \frac{342 \cdot 4}{10} \right) \cdot 12 = 2462,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

Отчисления на социальное страхование определяем по формуле (13.5):

$$I_c = 0,26 \cdot 2462,4 = 640,22 \text{ тыс. руб./год.}$$

Заработная плата с начислениями определяется по формуле (13.6):

$$I_{3П} = 2462,4 + 640,22 = 3102,62 \text{ тыс. руб./год.}$$

Отчисления на амортизацию определяются по формуле (13.7). Стоимость

оборудования при проведении реконструкции определена в таблице 13.1					Лист
13.03.01.2019.963.21 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	91

$$I_a = 4950 \cdot 0,07 = 346,50 \text{ тыс. руб./год.}$$

Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений) определим по формуле (9.8):

$$I_{тр} = 0,15 \cdot 346,50 = 51,98 \text{ тыс. руб./год.}$$

Прочие расходы (10% от суммы $I_{зп}$, I_a , $I_{тр}$) определим по формуле (13.9):

$$I_{проч} = 0,1 \cdot (3102,62 + 346,50 + 51,98) = 350,11 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_{пост} = 3102,62 + 346,50 + 51,98 + 350,11 = 3851,21 \text{ тыс. руб./год.}$$

После реконструкции котла экономия топлива составит 3 %, и затраты на топливо составят:

$$I_T = (30536891 - 30536891 \cdot 0,03) \cdot 2,01 \text{ руб./м}^3 = 59537,78 \text{ тыс. руб./год.}$$

Стоимость электроэнергии принимают по действующим тарифам, которые устанавливаются для каждой системы, определяем по формуле (9.11) Потребление электроэнергии котлом до реконструкции составляло 6240332 кВт. ч. После реконструкции позволило сократить эту величину на 10 % [16].

Расход электроэнергии после проведения реконструкции:

$$I_э = (6240332 - 6240332 \cdot 0,1) \cdot 2 = 11232,60 \text{ тыс. руб}$$

Затраты на воду после реконструкции котла находим по формуле (13.12). Расход воды на котел после реконструкции составляет $Q_{вод} = 212400 \text{ м}^3/\text{год}$ [18];

$$I_B = 212400 \cdot 3,8 = 807,10 \text{ тыс.руб./год.}$$

Переменные расход после реконструкции котла составят (13.4):

$$I_{пер} = 59537,78 + 11232,60 + 807,10 = 71577,48 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общие эксплуатационные расходы после реконструкции котла равны (13.2):

$$I_2 = 3851,21 + 71577,48 = 75428,69 \text{ тыс.руб./год.}$$

Определим себестоимость единицы вырабатываемого тепла, руб./Гкал, которая зависит от мощности котельной установки, числа часов использования оборудования в течении года, вида топлива, способа его сжигания и др. до и после реконструкции котла ПТВМ-100.

реконструкции котла ПТВМ-100.				13.03.01.2019.963.21 ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					92	

Теплопроизводительность котла составляет 100 Гкал/ч. Количество часов работы котла в год $n = 5000$ часов. Выработка тепла определяется по формуле (9.14):

$$Q = 100 \cdot n \quad (13.14)$$

$$Q = 100 \cdot 5000 = 500000 \text{ Гкал/год.}$$

Полезный отпуск тепла потребителям составляет 92 % и определяется по формуле (9.15):

$$Q_k = 0,92 \cdot Q \quad (13.15)$$

$$Q_k = 0,92 \cdot 500000 = 460000 \text{ Гкал/год.}$$

Себестоимость 1 Гкал определяется по формуле (9.16):

$$C = \frac{I}{Q_k} \quad (13.16)$$

Тогда себестоимость одной Гкал до реконструкции:

$$C_1 = \frac{80378,67 \cdot 1000}{460000} = 174,7 \text{ руб/Гкал.}$$

Себестоимость одной Гкал после проведения реконструкции:

$$C_2 = \frac{75428,69 \cdot 1000}{460000} = 163,9 \text{ руб/Гкал.}$$

13.1.3 Расчет срока окупаемости реконструкции котла ПТВМ-100

Экономическая эффективность принятых технических решений может быть определена таким показателем, как срок окупаемости. Для определения срока окупаемости – времени, в течение которого возмещаются дополнительные капитальные вложения за счет экономии на издержках производства, используют формулу 9.17:

$$T = \frac{K}{\Delta I}, \quad (13.17)$$

где K – капитальные затраты, тыс. руб.;

	ΔI – экономия текущих затрат, тыс. руб./год.	
	Рассчитаем срок окупаемости проекта: 13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.
	Подпись	Дата
		93

$$T = \frac{6700,00}{(80378,67 - 75428,69)} = 1,35 \text{ года.}$$

Годовой экономический эффект определяется по формуле (13.18):

$$\mathcal{E}_2 = \Delta I + E_n \cdot K. \quad (13.18)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности единовременных (капитальных) инвестиций (вложений), для методов реконструкции и технического перевооружения $E_n = 0,15$.

$$\mathcal{E}_2 = (80378,67 - 75428,69) + 0,15 \cdot 6700 = 5954,97 \text{ тыс.руб/ год}$$

В данном подразделе была рассчитана экономическая эффективность проекта реконструкции котельного агрегата №2 ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствование схемы тепловой автоматики. Были определены стоимости капитальных затрат на проведение реконструкции, а также стоимости текущих затрат до и после проведения.

Полученный срок окупаемости составил 1,35 года, что не превышает 5 лет и является очень благоприятным. Основная экономия текущих затрат достигается за счет сокращения численности персонала благодаря повышению автоматизации, а также за счет экономии топлива и электроэнергии.

Расчет экономического эффекта показал, что внедрение новых энергосберегающих 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

Была определена также себестоимость 1 МВт тепловой энергии до и после проведения реконструкции котла. Она сократилась приблизительно на 10 руб/Гкал.

13.2 SWOT – анализ для реализации проекта реконструкции водогрейного котла ПТВМ-100

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия, а также 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.

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

94

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 выпускной квалификационной работе бакалавра произведем SWOT-анализ для двух вариантов: «Мир с проектом» (Котел ПТВМ-100 после реконструкции путем усовершенствование схемы тепловой автоматики), и «Мир без проекта» (котел ПТВМ-100 без проведения реконструкции). SWOT-анализ для первого варианта представлен в таблице 9.3.

Таблица 13.3 – SWOT-анализ «Мир с проектом» (Котел ПТВМ-100 после реконструкции путем усовершенствование схемы тепловой автоматики)

<p>Сильные стороны (S):</p> <ul style="list-style-type: none"> – сокращение себестоимости тепловой энергии; – упрощенный технологический процесс; – накопленный опыт в реконструкции и эксплуатации котлов; – высокий уровень автоматизации производства; – большой межремонтный период; – новое современное оборудование. 	<p>Слабые стороны (W):</p> <ul style="list-style-type: none"> – большие капитальные вложения на реконструкцию; – сокращение обслуживающего персонала.
<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; –возможные задержки с поставкой оборудования.

SWOT-анализ для второго варианта представлен в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – SWOT-анализ «Мир без проекта» (котел ПТВМ-100 без проведения реконструкции).

<p>Сильные стороны(S):</p> <ul style="list-style-type: none"> – нет сокращения обслуживающего персонала; – опыт в эксплуатации водогрейных котельных. 	<p>Слабые стороны (W):</p> <ul style="list-style-type: none"> – небезопасное обслуживание оборудования; – пожаро-взрывоопасность газа; – большие затраты на заработную плату персонала; – частые отказы оборудования; – негативное воздействие на окружающую среду.
<p>Возможности (O):</p> <ul style="list-style-type: none"> – устойчивый спрос на тепловую энергию. 	<p>Угрозы (T):</p> <ul style="list-style-type: none"> – возможные штрафы за несвоевременное выполнения теплового графика; – возможные проблемы с поставкой запасных частей для устаревшего оборудования.

Проведя SWOT-анализ, мы выяснили сильные и слабые стороны, можно сделать вывод о том, что наиболее выгодным вариантом является реконструкция водогрейного котла, так как она имеет больше возможностей и сильных сторон по сравнению с вариантами без проведения реконструкции котла ПТВМ-100 и позволит более эффективно использовать имеющиеся ресурсы.

13.3 Организационно-плановый инструментарий реализации проекта реконструкции водогрейного котла

13.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания

Модель пирамиды необходима для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия. Она может быть построена по логической схеме: идеальное видение будущего состояния предприятия – миссия (реальное предназначение в настоящем времени) – иерархия целей по уровням системы управления, организованная по принципу SMART – стратегии реализации целей – планы осуществления стратегий – задачи и действия. Формулировки целевых установок должны быть направлены на снижение остроты проблем, учитывать сильные стороны выбранного варианта технического решения, выявленные возможности и угрозы при его реализации.

Определение цели проекта соответствует начальной части формулировки темы по объектам: реконструкция водогрейного котла №2 ПТВМ-100 путем усовершенствования тепловой автоматики. Определение предмета исследования (завершающая часть формулировки темы): водогрейный котел ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1.

В формулировках целей и стратегий следует использовать названия методов и выбранных технических решений. В определении видения целесообразно учесть

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

основополагающую идею совершенствования процессов энергосбережения при использовании моделей и методов, выбранных технических решений.

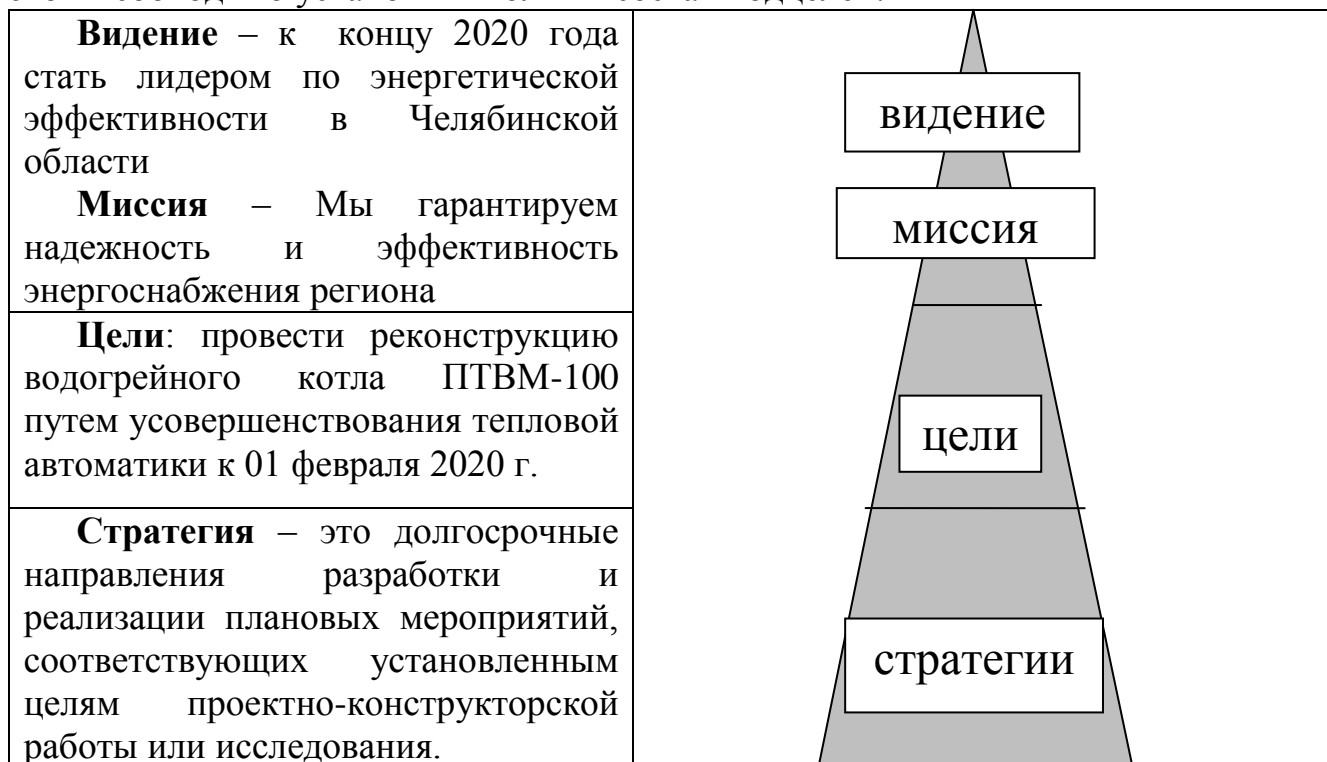
Пирамида целеполагания ЧТЭЦ-1 представлена на рисунке 9.1.

13.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

Формулировки целей должны соответствовать принципам SMART, то есть отражать специфику темы проекта, иметь измеримость по величине, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по времени.

Построение дерева целей начинается с формирования главной цели. Каждую цель более высокого уровня можно представить как самостоятельную систему, включающую в себя цели более низкого уровня (подцели) как ее элементы. При этом необходимо установить полный состав подцелей.



<p>1. Установка новейшего программно-технического комплекса.</p> <p>2. Применение программируемых контроллеров на нижнем уровне и на верхнем уровне компьютеров (ПК), объединяющих друг с другом продублированной объединяющей вычислительной сетью ЛВС(Ethernet).</p> <p>3. Выполнение АСУ ТП способность поддерживать высокую жизнеспособность системы при возможных неисправностях оборудования, ошибках персонала и надежность ее функционирования.</p>	
---	--

Рисунок 13.1 – Модель пирамиды целеполагания ЧТЭЦ-1

Цель второго уровня может быть расчленена на цели третьего и последующих уровней. Признаком завершения построения дерева целей является формулировка таких целей, которые дальше не расчленяются и дают конечные результаты, определенные главной целью [41].

На рисунке 13.2 представлена модель дерева целей проекта, реконструкции водогрейного котла ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствования тепловой автоматики.





Рисунок 13. 2 – Дерево целей проекта

13.3.3 Модель поля сил эффективности реализации проекта

Соотношение воздействия движущих сил реализации цели проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих, необходимо показать на схеме их дисбаланса. Для этого формулируются силы как действия внешних и внутренних факторов, отдельных заинтересованных лиц, способствующие или препятствующие достижению цели проекта.

Конкретное соотношение сил характеризует дисбаланс интересов лиц, внешних и внутренних факторов, оказывающих воздействие на стабильность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития при реализации проекта.

Основной движущей силой для проведения реконструкции котла ПТВМ-100 является возможность наладить надежную работу котельного агрегата. Конструкция котла имеет недостатки, которые вызывают нарушение нормальной эксплуатации, требующее значительных затрат материалов и труда на поддержание котла в рабочем состоянии. А это подрывает миссию предприятия ТЭЦ-1 о надежности и эффективности энергосбережения.

Важным стимулом для производства тепловой энергии является постоянный рост цен. При рассмотрении влияния движущих сил наиболее важным фактором

современного Российского оборудования и базы подготовленного персонала. Еще одной важной движущей силой является хорошее финансирование на покупку оборудования тепловой автоматики.

Сдерживающим силами можно принять низкую мотивацию персонала в связи с сокращением рабочих мест, в задержке времени при реконструкции из-за разногласия между подрядными строительными организациями, сбой с поставками оборудования. Реконструкция котла также ведет к увеличению теплопроизводительности котельного агрегата, что является немаловажным фактором для резерва тепловых мощностей.

По данному полю сил можно сделать вывод о том, что движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими. Это значит, что проект может быть реализован.

Соотношение влияния движущих сил и сдерживающих сил представлено на рисунке 9.3.

13.3.4 Ленточный график Ганта

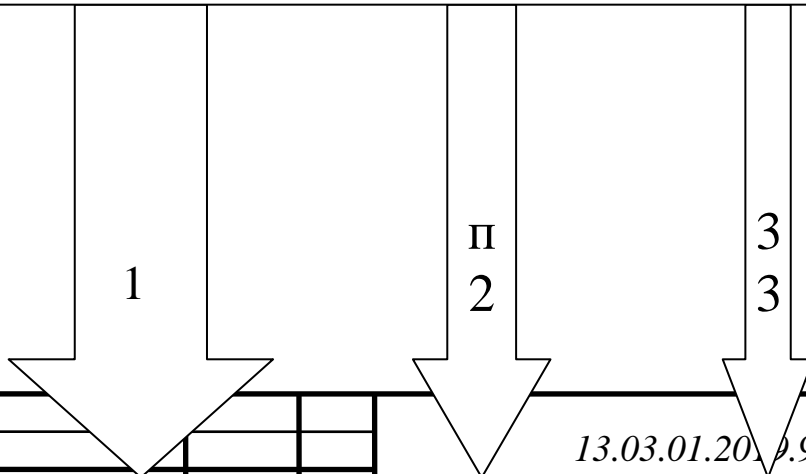
Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность, должен быть скорректирован и дополнен при детальной проработке проекта изменений.

По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

График Ганта позволяет:

- визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом;
- сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач;
- детально проанализировать реальный ход выполнения задач. На графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д.

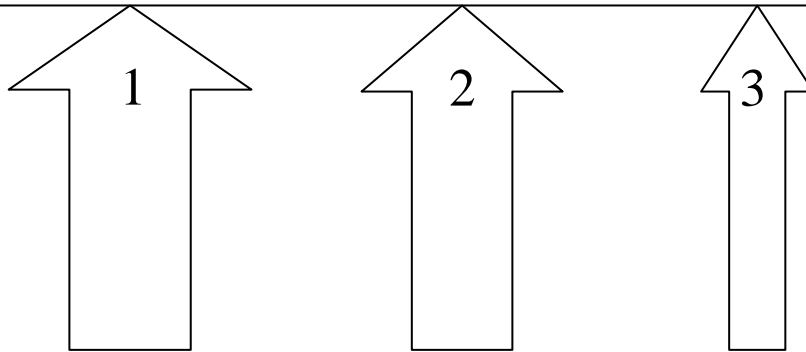
ДВИЖУЩИЕ СИЛЫ



Потенциал изменений:
грамотные
опытные
управляющие

						13.03.01.20	9.963.21 ПЗ		ст
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					100

К 01 февраля 2020 г. провести реконструкцию водогрейного котла ПТВМ-100 путем усовершенствования тепловой автоматики



СДЕРЖИВАЮЩИЕ СИЛЫ

Факторы движущих сил:

1. Хорошее финансирование проекта
2. Наличие современного оборудования на рынке
3. Опытный и грамотный производственный персонал

Факторы сдерживающих сил:

1. Низкая мотивация персонала
2. Разногласия между подрядными строительными организациями
3. Сбои с поставками оборудования

Рисунок 13.3 – Поле сил К. Левина

График Ганта по реконструкции котлоагрегата ПТВМ-100 путем усовершенствования схемы тепловой автоматики представлен в таблице 13.5.

Таблица 13.5 – План графика Ганта

Наименование работы	2019											2020
	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь
Разработка проекта автоматизации												
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.963.21 ПЗ							Лист
											101	

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												■

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.963.21 ПЗ

Лист

102

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Квалификационная выпускная работа по теме «Реконструкция водогрейного котельного агрегата № 2 ПТВМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем 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 с 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 котле, весь цикл производства теплофикационной воды будет автоматизирован.

Библиографический список

1. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

2. Фокин С.В. Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха: устройство, монтаж и эксплуатация [Текст]: учебное пособие для студентов образовательных учреждений профессионального образования / С. В. Фокин, О. Н. Шпортько. - М. : Альфа-М : ИНФРА-М, 2011. - 368 с.

3. Киселев, Н.А. Котельные установка / Н.А. Киселев. - М.: Высшая школа, 2015. - 270 с. Дорогобушкотломаш. - <http://www.dkm.ru/default.php?rubrica=650>

4. Карауш, С. А. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / С.А.Карауш, А.Н. Хуторной. – Томск, 2010.

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

5. Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара/А. А. Александров, Б. А. Григорьев. – М.: Изд-во МЭИ, 2012.
6. Соколов, Б. А. Котельные установки и их эксплуатация / Б.А. Соколов. - М.: Академия, 2011. - 432 с.
7. Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 2010. – 256 с.
8. Трушаков, Роман Промышленная теплоэнергетика / Роман Трушаков. - М.: 2011. - 164 с
9. Фокин, В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика» / В.М. Фокин. – Волгоград: ВолГАСУ, 2011
10. Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4) / Клименко А.В., Зорина В.М. – М.: Издательство МЭИ, 2010.
11. Горелки «Saacke». - <http://www.saacke.com/ru/produkcija/gorelki/>
12. СП 42-102-96. Свод правил по применению стальных труб для строительства систем газоснабжения.- М.: Изд-во стандартов, 2004. - 99 с.
13. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. - М.: изд ДЕАН, 2015.
14. Соколов, Б. А. Контрольно-измерительные приборы и автоматика котлов / Б.А. Соколов. - М.: Академия, 2012. - 929 с.
15. Энергофлекс, теплоизоляция для труб. – <http://www.elit-teplo.ru/energoflex.html>
16. Насосы для отопления.- <http://www.evromash.ru/catalog/nasos/grundfos/>
17. Основы автоматизации технологических процессов и производств. Евгений Георгий Борисович, Гаврюшин Сергей Сергеевич, Грошев Александр Владимирович. Издательство: Издательство МГТУ им. Н.Э.Баумана. Год: 2015.
18. Алабугин, А. А. Производственный менеджмент в энергетике предприятия: учебное пособие для студентов вузов/ А. А. Алабугин, Р. А. Алабугина- Челябинск, 2013
19. Программно-технический комплекс «КВИНТ» – АО «НИИТеплоприбор». – <http://niiteplopribor.ru/ptk-kvint/>.
20. Построение ПТК АСУ ТП на базе решений GE и Siemens для ОАО «Холдинг МРСК». – <http://oldcpd.mrsksevzap.ru/162.pdf-t=esoft.pdf>.
21. Рециркуляция дымовых газов. – <https://poznayka.org/s62981t1.html>.
<https://www.energyret.ru/jour/article/viewFile/282/241>.
22. Тарифы на газ, электроэнергию и воду за 2019 г для предприятий. – <http://www.forexcity.ru/information/zhkh/%D1%81helyabinsk.html>.
23. Модернизация водогрейного котла ВК №1 ПТВМ-100. Локальный сметный расчет / ПАО «Фортум» филиал ЧТЭЦ-1. – 2018.

					13.03.01.2019.963.21 ПЗ	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		