

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Директор ООО СК «УралЭнергоСтрой»
_____ В.В. Дадаев
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018 г.

**РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ФИЛИАЛА АО МАКФА В Г. КУРГАНЕ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.125.13 ПЗ ВКР

Консультант
по разделу «Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ В.Ю. Шашкин
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы
студент группы ПЗ–579
_____ Д. К. Межуткин
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018.

АННОТАЦИЯ

Межуткин Д.К. Разработка источника теплоснабжения филиала АО Макфа в г. Кургане. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2018, 85 с., 16 ил., библиогр. список – 52 наим., 5 листов чертежей ф. А1, 1 лист плаката ф. А1.

Выпускная квалификационная работа рассматривает разработку источника теплоснабжения АО «Макфа» в г. Кургане мощностью 5,4 МВт. Работа состоит из введения, 9-ти глав, заключения и библиографического списка.

Во введении изложены особенности развития малой энергетики в России, поставлены задачи проектирования, установлен объект работы.

В первой главе дана характеристика объекта, описана необходимость строительства нового источника теплоснабжения, выявлены необходимые технические решения для данной котельной.

Во второй главе рассмотрены литературные источники, к которым необходимо обратиться при написании ВКР.

Третья глава приводит сравнение выбранного парового котла LOGANO SND615 фирмы «Buderus» с отечественными и зарубежными аналогами.

В четвертой части сделаны основные расчеты: определение мощности и расчет тепловой схемы котельной, тепловой и поверочный расчеты котла, выбрано вспомогательное оборудование

В пятой главе рассмотрены мероприятия по энергосбережению.

Шестая глава содержит выбор и расчет дымовой трубы с целью снижения негативного влияния на окружающую среду.

В седьмой главе приведено описание функциональной схемы автоматизации и контрольно-измерительных приборов котельной.

В восьмой главе произведен анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и предложены мероприятия по охране труда.

В девятой главе выполнен технико-экономический расчет, сделан SWOT-анализ вариантов технических решений, а также представлены дерево целей реализации проекта и график Ганта.

В заключении подведены итоги технических показателей и решений.

Графическая часть выполнена на 7-ми листах формата А1.

13.03.01.2018.125.13 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Межуткин Д.К.			Разработка источника теплоснабжения филиала АО Макфа в г. Кургане	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Шашкин В.Ю.					3	85
Н. Контр.		Алабугина Р.А.				ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики		
Утв.		Осинцев К.В.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ОБОСНОВАНИЕ СТОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	6
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	7
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГОРЕЛОК	9
4 РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	15
4.1 Расчет температурного графика и расходов сетевой воды	15
4.2 Расчет тепловой схемы котельной	22
4.3 Выбор парового котельного агрегата	27
4.4 Тепловой расчет котла КВ-2/95	28
4.5 Вспомогательное оборудование	40
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	42
5.1 Мероприятия по энергосбережению котельной	43
5.2 Теплообменник отработанных газов	43
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	45
6.1 Мероприятия по охране окружающей среды	45
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА	62
7.1 Автоматизация котельной АО «Макфа г. Курган	63
7.2 Построение схемы автоматики	65
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	68
8.1 Описание анализируемого производственного объекта	68
8.2 Описание опасных факторов	68
8.3 Мероприятия по уменьшению риска	70
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	72
9.1 Техничко-экономический расчет	72
9.1.1 Расчет капитальных затрат на строительство котельной АО «Макфа» г. Курган	72
9.1.2 Расчет текущих затрат обслуживания котельной АО «Макфа» г. Курган	74
9.1.3 Расчет экономической эффективности проекта	77
9.2 SWOT-анализ вариантов технических решений	78
9.3 Планирование целей предприятия и проекта	79
9.4 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	83

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в крупных городах теплоснабжение потребителей обеспечивается за счет тепловых электростанций. В небольших городах и районах нашей области потребность в тепловой энергии в основном обеспечивается за счет котельных. Главными направлениями развития промышленного комплекса Курганской области, которые должны противостоять негативным тенденциям, являются следующие: технологическое перевооружение производства; переход на принципиально новые технические процессы; обновление и структурный сдвиг в сторону наукоемких производств; замена природоэксплуатирующих технологий на природовзаимодействующие и экологически чистые.

Блочно-модульные котельные – это готовое комплексное решение по теплообеспечению объектов. Они представляют собой отдельностоящее здание, проект таких котельных разрабатывается исходя из принципа блочной и комплектной поставки на строительную площадку, поставляется в виде блок-модулей максимальной заводской готовности. Легко транспортируются и устанавливаются на другую площадку; при этом затраты на подготовительные работы (изготовление фундаментов и других конструкций) минимальны.

Для районов, где по каким-либо причинам нельзя строить котельные или очень затратно, есть выход – модульные котельные установки (передвижные блочные системы отопления полной готовности). Это транспортабельные котельные, производимые блоками, которые включают полный цикл котельного оборудования, требующегося для нормального функционирования котельной.

Для установки данной котельной требуется немного времени, к тому же она может быть абсолютно независимой. Модульная котельная установка может работать на любом виде топлива – твёрдое топливо, газ, дизтопливо, мазут. Также может использоваться одновременно несколько типов топлива. Модульная котельная полностью комплектуется необходимыми устройствами контроля, учёта и автоматизации процессов.

Преимущества модульных котельных установок: безопасность и надёжность; индивидуальные настройки параметров теплоснабжения; автономность работы; короткие сроки монтажа и ввод котельной в эксплуатацию; удобство транспортировки; экономичность, современный дизайн.

На сегодняшний день блочные и модульные котельные – наиболее надёжный и доступный источник тепла, поэтому производство котельных сегодня востребовано.

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						5
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Теплоснабжение фабрики АО «Макфа» в г. Кургане осуществлялось от отопительной котельной. В котельной было установлено два водогрейных котла КВ-2/95, работающих на мазуте.

Существующая котельная покрывает потребности в тепле, вентиляции и системы горячего водоснабжения цеха и административные помещения фабрики.

В котельной не была предусмотрена система регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха, узлы энергоучета, работа котельной в автономном режиме.

В связи с расширением производства фабрики и открытия новых цехов в которых необходим пар, принято решение о строительстве котельной.

Проект разработан на основании утвержденного технического задания на проектирование и выданными техническими условиями.

Проект разработан в соответствии с требованиями действующих технических регламентов, стандартов, сводов правил, других нормативных документов.

Проектом предусматривается автоматизированная газовая котельная мощностью 5,4 МВт для нужд АО «Макфа» в г. Кургане.

В котельной предусмотрена установка двух водогрейных котлов КВ-2/95: автоматизация, перевод на газовое топливо с установкой газовой горелкой R93A фирмы «Cibital Unigas» и установка парового котла LOGANO SND615 фирмы «Buderus» (Германия) мощностью 1250 кг/ч с газовой горелкой P71 фирмы «Cibital Unigas».

Работа котельной предусмотрена без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Аварийные сигналы из котельной выведены в помещение дежурного диспетчера АО «Макфа».

Помещение котельной оборудовано освещением, отоплением и вентиляцией, обеспечивающей трехкратный воздухообмен без учета забираемого на горение воздуха.

В соответствии с требованиями помещение котельной оборудовано датчиками по контролю за содержанием окиси углерода и метана и выполнена соответствующая сигнализация.

В котельной запроектирована охранно-пожарная сигнализация.

Для аварийной подпитки теплосети предусмотрена автоматическая установка умягчения и установка химической деаэрации. Питание парового котла осуществляется от установки частичной деаэрации ТЕА фирмы «Buderus» умягченной деаэрированной водой через питательные насосы CR фирмы «WILLO» (Германия), комплексно поставляемые с котлом.

Отвод дымовых газов предусмотрен через индивидуальные для каждого котла дымовые трубы Ду300 мм, Н=27 м (от отметки 0,000).

Выполнена антикоррозийная защита и изоляция оборудования и трубопроводов. Нанесение цветных опознавательных колец произвести согласно требованиям.

										Лист
										6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.125.13 ПЗ					

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

Основным источником для проектирования является задание на проектирование АО «Макфа», в котором указаны исходные параметры котельной (мощность, вид котлов, отопительный и производственный периоды), объем проектных работ и дополнительные условия.

Котельная на газообразном топливе является опасным промышленным объектом (сокращенно ОПО), поэтому на любой стадии – от проектирования до окончания эксплуатации вся документация, а также само оборудование подвергается регулярным проверкам и освидетельствованиям контролирующими органами исполнительной власти.

При проектировании ОПО такого рода в первую очередь следует руководствоваться официальными источниками, утвержденными специальными постановлениями Правительства РФ. Обязательно проверять актуальность изданий и статус: документ действующий или отменен.

В настоящее время действуют следующие основные нормативные документы, которые были использованы в настоящей работе:

1. Федеральный закон от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса, который устанавливает организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса в Российской Федерации, за исключением объектов атомной энергетики.

2. СП 56.13330.2011 «Котельные установки» содержит указания по нормам проектирования котельных и требования, предъявляемые к оборудованию.

3. СП 124.13330.2012 (СНиП 41-02-2003) «Тепловые сети» устанавливает правила проектирование теплопроводов.

4. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» определяет требования к типам и материалам изоляции технологического оборудования котельной и трубопроводов горячей воды и пара.

Для глубокого понимания механизмов работы такого сложного объекта как газовая котельная недостаточно знаний, почерпнутых только из нормативной литературы.

Территория Российской Федерации всегда отличалась суровым климатом, поэтому в отечественной литературе накоплено большое количество технических книг по тематике котельного оборудования, тепловых сетей и особенностям теплоснабжения объектов. Конечно, значение таких книг как «Теплоснабжение» и «Газоснабжение» под ред. А.А. Ионина, «Проектирование тепловых сетей» (Справочник проектировщика) под редакцией А.А. Николаева трудно переоценить.

Современные технологии котельных позволяют полностью автоматизировать производство тепловой энергией, управлять оборудованием дистанционно. Но-

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.125.13 ПЗ				

вейшие приборы безопасности также являются сложными устройствами. На второй план уходят умение производить расчеты вручную.

Среди ученых, разрабатывающих актуальную литературу для студентов можно отметить:

1. Клименко А.В. – выдающийся ученый, член-корреспондент РАН выпустил серию книг, как монографий так и в соавторстве. Справочная серия «Теплоэнергетика и теплотехника» в 4-х книгах, в частности «Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Книга 1» раскрывает общие вопросы в области теплоэнергетики и теплотехники.

2. Расчет тепловой схемы выполнен в соответствии с рекомендациями Кириллова В.В., которые он излагает в учебном пособии для студентов «Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий». В пособии рассмотрены вопросы расчета теплового потребления, регулирования тепловых нагрузок, проектирования и расчета тепловых схем источников теплоснабжения.

3. Соколов Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети» – изложены энергетические основы теплофикации. Даны классификация и методика расчета тепловой нагрузки городов и промышленных районов. Описаны системы централизованного теплоснабжения и режимы их регулирования. Приведены методика гидравлического и теплового расчетов тепловых сетей, схемы, конструкции и методы расчета теплофикационного оборудования ТЭЦ, тепловых сетей, групповых и местных тепловых подстанций. Рассмотрены основные задачи и структура организации эксплуатации систем централизованного теплоснабжения.

4. Липатников Г.А., Гузев М.С. «Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики» – приведены краткие сведения по теории автоматического регулирования, методам математического моделирования объектов и систем регулирования объектов теплоэнергетики; дано описание современных средств автоматизации, применяемых законов регулирования и их реализации; представлены схемы автоматического регулирования и защиты основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций, в том числе при блочной ее компоновке, а также отопительных и производственных котельных.

При разработке раздела по энергосбережению необходимо изучить книги Фокина В.М. У данного автора серия книг, посвященных энергосбережению в вопросах теплоснабжения и выработки тепловой энергии.

Для разработки данного проекта были использованы также многочисленные каталоги оборудования как российских, так и зарубежных производителей.

При написании отдельных разделов проекта были изучены статьи, опубликованные в сети Интернет.

Итоговый состав литературных источников, использованных при написании данной выпускной квалификационной работы представлен в библиографическом списке.

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГОРЕЛОК

Котельная промышленность России – одна из самых больших отраслей энергетической промышленности страны: более двадцати крупных котельных заводов. Российской промышленностью в 80-е годы освоено производство котлоагрегатов сверхкритических параметров, которые без существенных изменений выпускаются до настоящего времени.

Рассматриваемая котельная выполняется на базе котлоагрегатов КВ-2/95. Существует возможность оборудовать данный котел горелкой зарубежных производителей «Cibital Unigas», «Oilon» или отечественными горелками ГГ-1,0.

Финская горелка Oilon

Финские горелки Oilon серии 300-700 – крайне надежные в работе полностью автоматические устройства. Данная серия включает в себя газовые и жидкотопливные горелки, а также модели комбинированного типа, отличающиеся простотой в эксплуатации и обслуживании. Кроме того, модели данной серии очень экологичны и экономичны, так как эти характеристики были одними из главных при их конструировании.

Жидкотопливные горелки Oilon 300-700 отвечают стандартам EN-230 и EN-267, газовые соответствуют стандарту EN-676, а комбинированные соответствуют всем стандартам, приведенным выше.

Горелки Oilon серии 300-700 выпускаются мощностью 770-9700 кВт.

Все модели серии имеют стандартизацию согласно нормам и требованиям ЕС. Оборудование, которое поставляется в Россию, имеет сертификат соответствия требованиям Ростехнадзора и Госстандарта РФ.

Корпус горелки Oilon 300 700 изготавливается из листовой стали, покрытой качественной краской, устойчивой к воздействию высоких температур. В корпусе установлен трехфазный двигатель, приводящий в движение вентилятор, а также отдельный трехфазный двигатель, отвечающий за подачу топлива. Направление расположения горелки можно изменять влево или вправо, используя поворотный фланец на шарнирах, который оборудован концевыми выключателями. Данный поворотный фланец позволяет осуществлять обслуживание или ремонт форсунки, горелочной головки, а также системы зажигания прямо на месте, без демонтажа самой горелки 300 700. Диффузор и горелочная головка изготавливаются из нержавеющей стали и способны выдержать температуру нагрева до 1200 градусов. Для того чтобы параметры горения достигали своих оптимальных значений при любой мощности работы горелки, интенсивность потока нагнетаемого воздуха можно регулировать.

В корпусе горелки 300 700 имеется специальное смотровое стекло, позволяющее осуществлять контроль горения факела. Подача воздуха и топлива регулируется автоматически при помощи воздушной заслонки, соединенной с сервомотором и расположенной с засасывающей стороны нагнетающего вентилятора. Регу-

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.125.13 ПЗ				

лировка осуществляется в соответствии с необходимой мощностью горелки.

Горелки Oilon серии 300-700 разработаны для использования в калориферах, водогрейных котлах и других типах нагревательного оборудования. Данная серия подходит для топок с высокими показателями противодавления.

Горелка 300 700 может быть установлена в положении вертикально вниз, горизонтально или вертикально вверх. Конструкция моделей данной серии, класс защиты, а также материалы, используемые при производстве, позволяют эксплуатировать горелку при температуре окружающей среды не выше +50 градусов.

Регулировка мощности, в зависимости от модели горелки, может осуществляться одним из следующих вариантов: модулирующий или трехступенчатый.

Трехступенчатая горелка оборудована сервоприводом воздушной заслонки, интервал переключения которого составляет 5 сек. В зависимости от величины нагрузки, горелка может работать с тройной, двойной или одинарной мощностью.

Технические характеристики горелок Oilon 300 – 700 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные характеристики горелок Oilon G300M

Наименование параметра	Oilon G300M
Мощность, кВт	770 – 4000
Двигатель вентилятора: 3~ 400 В 50 Гц	
Мощность, кВт	5,5
Ток, А	11,0
Число оборотов, об/мин	2865
Вес, кг	305

По данным ООО «Энергоэффективные технологии» стоимость комплекта горелки Oilon G300M составляет 1 308,71 тыс. руб.

Газовая горелка ГГ-1,0

В горелки ГГ-1 весь воздух поступает для горения через завихритель. Газовая часть горелки выполнена в виде кольцевого коллектора с газоподводящим патрубком. Внутри коллектора имеется перегородка, предназначенная для равномерного распределения газа через 18 газовыпускных отверстий. [50]

Базовая комплектация горелки ГГ-1:

- корпус горелки ГГ-1;
- короб воздушный горелки ГГ-1;
- завихритель для горелки ГГ-1;
- шиберная заслонка горелки ГГ-1;
- воздухопровод к горелочному блоку для горелки ГГ-1.

Дополнительная комплектация для горелки ГГ-1:

- исполнительный механизм «Belimo» (служит для плавного или ступенчато-

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

го регулировании положения шиберной заслонки);

- автоматика для горелки ГГ-1;
- запально-регулирующая арматура горелки ГГ-1;
- запально-защитное устройство (ЗЗУ-МП2/350).

На рисунке 3.1 представлен чертеж горелки ГГ-1.

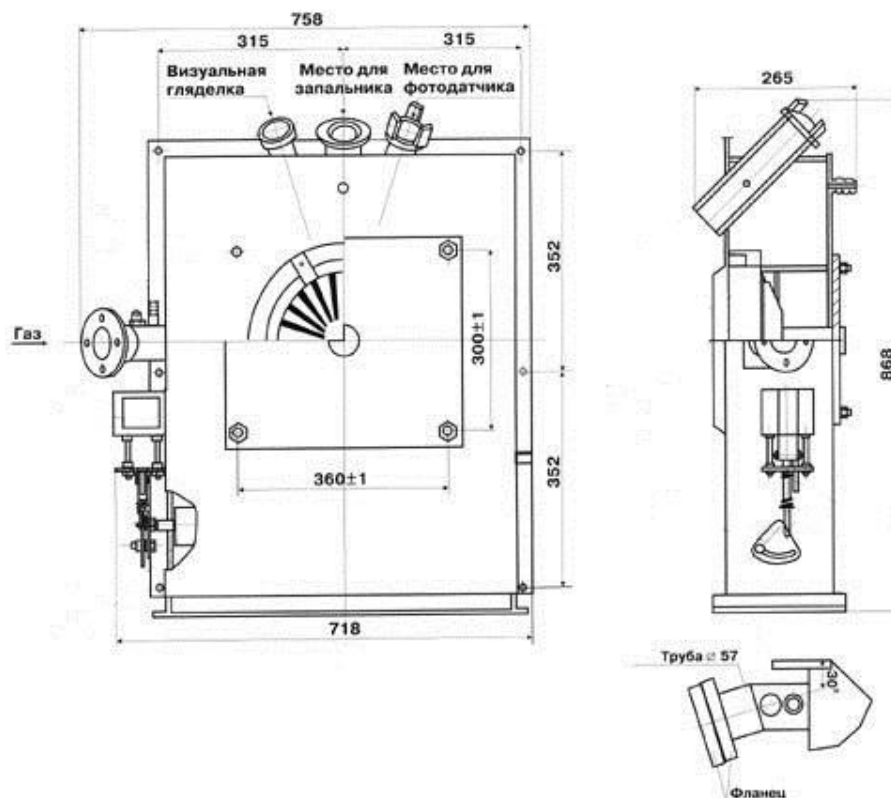


Рисунок 3.1 – Горелка ГГ-1

Основные технические характеристики горелки ГГ-1 представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные характеристики горелок ГГ-1

Наименование параметра	ГГ-1
Номинальная тепловая мощность горелки, МВт	1,1
Коэффициент рабочего регулирования горелки, не менее	3
Номинальное давление газа перед горелкой, кПа	1,22 ± 0,24
Номинальная температура воздуха перед горелкой, °С	20 ± 20
Температура газа перед горелкой, °С	0 – 40
Минимальный коэффициент избытка воздуха, не более (на газе)	1,05
Номинальный расход топлива: газа, м ³ /ч	119
Масса, кг, не более	60
Потребляемая мощность электродвигателя, кВт, не более	2,0
Номинальное напряжение питания, В	3N-380

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

13.03.01.2018.125.13 ПЗ

Лист

11

Газовые горелки обеспечивают стабильность горения и являются одной из важнейших частей котельного оборудования, так как они, собственно, и обеспечивают нагрев. Низкая стоимость газа, предельная простота и стопроцентная надежность газовых горелок обеспечивает их широкое распространение не только в быту, но и в промышленности.

По типу смешивания топлива и воздуха различают два вида горелок: атмосферные и наддувные. Первые обладают более низким уровнем шума, просты и компактны, а вторые позволяют значительно увеличить КПД, но требуют дополнительных расходов электроэнергии.

Преимущества горелок ГГ-1:

- соответствие российским стандартам;
- экономичный расход топлива;
- сниженные выбросы в атмосферу;
- безопасность и долговечность;
- простота и точность настройки.

По данным ООО «НПО «Новоалтайский завод Энергетического Оборудования» стоимость горелки ГГ-1,0 составляет 1 395,00 тыс. руб.

Горелка Cibital Unigas R93A

Горелки Cibital Unigas R93A, выпускаемые на среднее и низкое давление газа, предназначены для установки в котлах, в установках для приготовления асфальтно-бетонных смесей, металлургических печах и других целей.

Горелки управляются автоматикой безопасности и не требуют постоянного присутствия оператора. По требованию заказчика горелки могут быть укомплектованы релейной или электронной автоматикой безопасности.

Пуск в работу и выключение горелки производится дистанционно.

Для экономии газа предусмотрены два режима работы горелки: «большое горение» с номинальным расходом газа и «малое горение» с расходом газа 50% от номинального.

Автоматика горелки обеспечивает: поддержание температуры теплоносителя в заданных пределах; пуск и выход на рабочий режим по заданной программе; работу горелки в рабочем режиме с установленными параметрами; отключение горелки в рабочем режиме с установленными параметрами; отключение горелки при возникновении аварийных ситуаций; звуковую и световую сигнализацию с указанием первопричины защитного отключения горелки.

Природный газ среднего давления поступает на вход газооборудования и через систему автоматических и ручных запорных и регулирующих органов подается на основную и запальную горелки. Воздух для сжигания природного газа подается в горелку через воздухозаборник, смонтированный на корпусе вентилятора. В горелке газ и воздух смешиваются до состояния горючей газозооной смеси, которая поджигается при помощи запальной горелки и сгорает в тепловом агрегате. Образовавшиеся после сгорания газозооной смеси продукты сгорания отдают тепло поверхностям нагрева теплового агрегата, после

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

чего удаляются в дымоотводящую систему через шибер. Управление горелкой и тепловым агрегатом в целом осуществляется со щита контроля и управления.

Преимущества:

- большой диапазон мощности и области применения;
- автоматический процесс работы;
- предварительная продувка топочной камеры;
- надежный контроль пламени;
- регулирование топлива и воздуха в зависимости от типа горелки осуществляется: двухступенчатое и плавно- двухступенчатое, что исключает возможность ударов давления в газовой сети и внутри топочного пространства;
- простота монтажа, регулирования и обслуживания, благодаря удобной для сервиса конструкции;

Комплект поставки:

- горелка газовая;
- газооборудование;
- вентилятор горелки;
- подающий вентилятор;
- щит управления;
- щит силовой;
- панель приборная;
- автоматика безопасности.

На рисунке 3.2 представлен общий вид горелки Cibital Unigas R93A.



Рисунок 3.2 – Горелка Cibital Unigas R93A

В таблице 3.3 представлены общие характеристики горелки Cibital Unigas R93A.

Таблица 3.3 – Основные характеристики горелки Cibital Unigas R93A

Наименование параметра	Cibital Unigas R93A
1	2
Номинальная мощность, МВт	4,1
Номинальный расход газа, м ³ /ч	58 – 434

Продолжение таблицы 3.3

1	2
Диапазон давлений в камере горения теплового агрегата, от/до, Па	-10/+600
Размеры горелки, ш/в/г, мм	1195/649/1338
Масса горелки, кг	115

По данным ООО «ЧИБ УНИГАЗ» стоимость горелки Cibital Unigas R93A составляет 564,00 тыс. руб.

На основании сравнения технических характеристик принято решение об установке горелки Cibital Unigas R93A как наиболее соответствующим условиям эксплуатации, отличающимся надежностью, длительным сроком службы и ценой, ниже, чем у аналогичных горелок других производителей.

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

4 РАЗРАБТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Котельная разработана на основании утвержденного заказчиком технического задания на проектирование и выданными техническими условиями. В качестве потребителя выступает макаронная фабрика АО «Макфа» в г. Кургане.

4.1 Расчет температурного графика и расходов сетевой воды

Исходные параметры нагрузок котельной представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Тепловая нагрузка

Расчетный режим	Теплопроизводительность котельной, МВт (Гкал/ч)			
	Расход теплоты на отопление и вентиляцию	Расход теплоты на горячее водоснабжение	Расход теплоты на технологические нужды	Общий расход теплоты
Максимально-зимний режим $t=-37\text{ }^{\circ}\text{C}$	3,33 (2,85)	1,28 (1,10)	0,795 (0,684)	5,495 (4,724)
При средней температуре наиболее холодного месяца $t=-17,7\text{ }^{\circ}\text{C}$	2,27 (1,95)	1,28 (1,03)	0,795 (0,684)	4,265 (3,664)
Летний режим $t=25,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	–	0,96 (0,825)	0,795 (0,684)	1,755 (1,509)

В таблице 4.2 приведены расчетные параметры температур.

Таблица 4.2 – Расчетные температуры

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Величина
1	2	3	4
Расчетная температура воздуха проектирования отопления	$t_{\text{HO}} = t_{\text{НВ}}$	$^{\circ}\text{C}$	– 37,0

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4
Средняя температура наиболее холодного месяца	$t_{\text{нхм}}$	°С	- 17,7
Средняя температура отопительного периода	$t_{\text{н}}^{\text{ср.о}}$	°С	- 8,7
Расчетная температура воздуха внутри помещений	$t_{\text{в}}$	°С	+ 18
Расчетная температура горячей воды у абонента	$t_{\text{г}}$	°С	+ 65
Расчетная температура холодной воды у абонента в летний период	$t_{\text{х}}^{\text{л}}$	°С	+ 15
Расчетная температура холодной воды у абонента в зимний период	$t_{\text{х}}^{\text{з}}$	°С	+ 5
Продолжительность работы системы отопления	n_0	ч/год	5280

Расчет годового расхода тепла

Расчет годового расхода тепла на отопление и вентиляцию (4.1):

$$Q_{\text{год}}^{\text{ОВ}} = n_0 \cdot Q_{\text{ОВ}}^{\text{ср}} = n_0 \cdot Q'_{\text{ОВ}} \cdot \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{но}}} \quad (4.1)$$

где n_0 – продолжительность работы системы отопления, ч/год;
 $Q_{\text{ОВ}}^{\text{ср}}$ – средний расход теплоты на отопление и вентиляцию, МВт;
 $Q'_{\text{ОВ}}$ – удельная норма теплоты на отопление и вентиляцию, МВт;
 $t_{\text{в}}$ – температура воздуха в помещении, °С;
 $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ – средняя температура наружного воздуха, °С;
 $t_{\text{но}}$ – температура наиболее холодной пятидневки, °С.

$$Q_{\text{год}}^{\text{ОВ}} = 5280 \cdot 3600 \cdot 3,3 \cdot \frac{18 + 8,7}{18 + 37} = 4,19 \cdot 10^7 \text{ МДж}$$

Расчет годового расхода тепла на горячее водоснабжение (4.2):

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}} \cdot \left[n_0 + \beta \frac{t_{\text{г}} - t_{\text{х}}^{\text{л}}}{t_{\text{г}} - t_{\text{х}}^{\text{з}}} (n_{\text{ГВС}} - n_0) \right], \quad (4.2)$$

где n_r – длительность работы систем ГВС, ч/год.

β – коэффициент, учитывающий изменение средненедельного расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному.

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 1,28 \cdot \left(1,88 + 0,8 \cdot \frac{55-15}{55-5} (3,03-1,88) \right) \cdot 10^7 = 3,35 \cdot 10^7 \text{ МДж}$$

Суммарный годовой расход (4.3):

$$Q_{\text{год}} = Q_0^{\text{год}} + Q_{\text{В}}^{\text{год}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} \quad (4.3)$$

где $Q_0^{\text{год}}$ – годовой расход теплоты на отопление, МВт;

$Q_{\text{В}}^{\text{год}}$ – годовой расход теплоты на вентиляцию, МВт;

$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}}$ – годовой расход теплоты на горячее водоснабжение, МВт.

$$Q_{\text{год}} = (4,19 + 3,35) \cdot 10^7 = 7,54 \cdot 10^7 \text{ МДж}$$

Для построения графика длительности тепловых нагрузок необходимы данные о состоянии температур, которые представлены в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Данные о состоянии температур

t	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
n, час	64	195	485	950	1660	2480	3310	4250	5280

График длительности тепловых нагрузок представлен на рисунке 4.1.

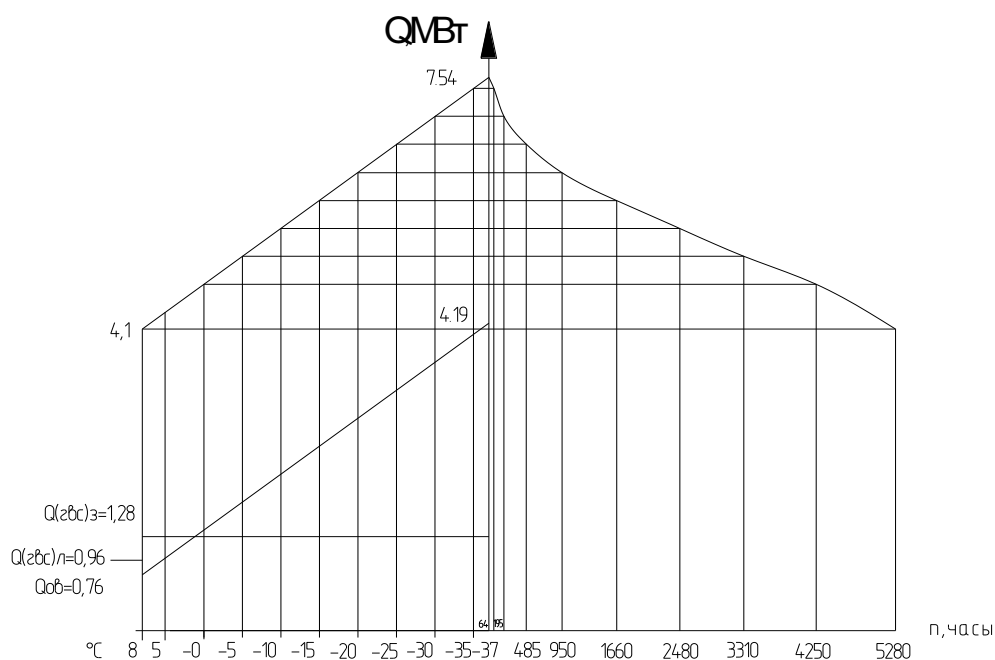


Рисунок 4.1 – График длительности тепловых нагрузок

Расчет температурного графика

Значения температур сетевой воды в зависимости от температур наружного воздуха определяются методом регулирования тепловых нагрузок и температурным графиком теплосети. В данном случае имеем качественное регулирование по совмещенной нагрузке ГВС и отопления в закрытых системах теплоснабжения при температурном графике теплосети 95/70 °С.

Рассчитаем перепад температур воды внутри тепловой сети (4.4):

$$\delta\tau'_0 = \tau'_{01} - \tau'_{02} \quad (4.4)$$

где τ'_{01} – температура воды в подающем трубопроводе, $\tau'_{01}=95$ °С ;

τ'_{02} – температура воды в обратном трубопроводе, $\tau'_{02}=70$ °С .

$$\delta\tau'_0 = 95 - 70 = 25 \text{ °С}$$

Температурный напор нагревательного прибора местной системы (4.5):

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} - t_B \quad (4.5)$$

где τ'_{03} – максимальная температура в отопительном приборе, $\tau'_{03}=95$ °С ;

$$\Delta t'_0 = \frac{95 + 70}{2} - 18 = 64,5 \text{ °С}$$

Перепад температур воды в местной системе (4.6):

$$\theta'_0 = \tau'_{03} - \tau'_{02} \quad (4.6)$$

$$\theta'_0 = 95 - 70 = 25 \text{ °С}$$

Относительная величина тепловой нагрузки отопления (4.7):

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q'_0} = \frac{t_B - t_H}{t_B - t_{HO}} \quad (4.7)$$

Температура сетевой воды перед отопительной установкой (4.8):

$$\tau_{01} = t_B + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0.8} + \bar{Q}_0 \cdot (\delta\tau'_0 - 0.5 \cdot \theta'_0) \quad (4.8)$$

Температура сетевой воды после отопительной установки (4.9):

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\tau_{02} = t_B + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0.8} - 0.5 \cdot \bar{Q}_0 \cdot \theta'_0 \quad (4.9)$$

Результаты расчета температур сетевой воды отображены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Температуры сетевой воды

t_H	τ_{01}	τ_{02}	\bar{Q}_0
8,00	65,00	40,00	0,33
5,00	65,00	40,00	0,42
0,00	65,00	40,30	0,51
-5,00	65,00	44,88	0,60
-10,00	65,00	49,22	0,69
-15,00	65,00	53,36	0,78
-16,30	70,00	54,41	0,48
-20,00	74,62	57,35	0,87
-25,00	80,74	61,20	1,00
-30,00	86,75	64,94	0,49
-37,00	95,00	70,00	0,33

График температур сетевой воды представлен на рисунке 4.2.

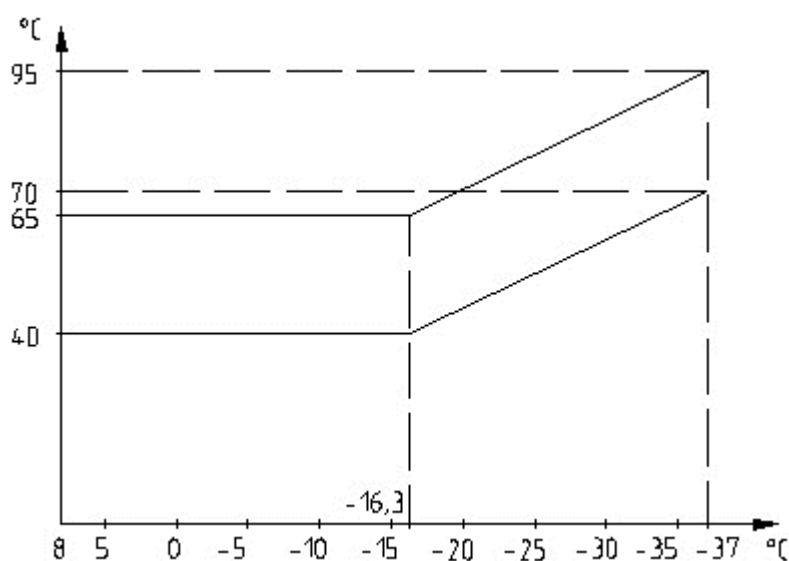


Рисунок 4.2 – График температур тепловой сети

Из графика видно, что при температуре $\tau_1=65$ °С температура наружного воздуха равна $t_{\text{ни}}=-16,3$ °С. При этой температуре необходимо сделать подрезку.

Расчет расходов сетевой воды

При качественном регулировании расход воды на абонентском вводе поддерживается постоянными.

Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию при $t_n = 8 \text{ }^\circ\text{C}$ (4.10):

$$G'_{\text{OB}} = \frac{Q'_{\text{OB}}}{c_p \cdot \delta\tau'_o} \quad (4.10)$$

$$G'_{\text{OB}} = \frac{0,76 \cdot 10^6}{4,19 \cdot (70-35)} = 5,18 \text{ кг/с}$$

Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию при $t_{\text{ни}} = -16,3 \text{ }^\circ\text{C}$ (4.11):

$$G'_{\text{OB}} = \frac{Q'_{\text{OB}}}{c_p \cdot \delta\tau'_o} \quad (4.11)$$

$$G'_{\text{OB}} = \frac{4,19 \cdot 10^6}{4,19 \cdot (95-60)} = 28,6 \text{ кг/с}$$

На рисунке 4.3 приведен график расхода сетевой воды на отопление и вентиляцию.

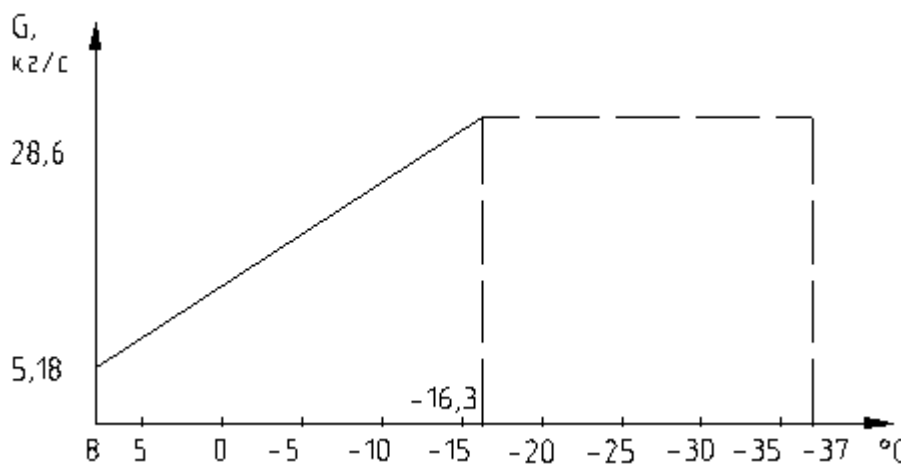


Рисунок 4.3 – График расхода сетевой воды на отопление и вентиляцию

Температуры сетевой воды τ_1 и τ_2 должны быть рассчитаны с учетом нагрузки отопления и ГВС при закрытой системе отопления (4.12) и (4.13):

$$\tau_1 = \tau_{o1} + \delta_1 \quad (4.12)$$

$$\tau_2 = \tau_{o2} - \delta_2 \quad (4.13)$$

где δ_1 и δ_2 – снижение температуры воды в подогревателях ГВС.

Для двух подогревателей $\delta = \delta_1 + \delta_2 = \text{const.}$

Величины δ , δ_1 и δ_2 найдем с помощью уравнений баланса тепла для системы в целом и подогревателей 1 и 2 (4.14), (4.15) и (4.16):

$$\delta = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\circ}}{c_p G_o'} = \frac{x_6 Q_{\text{ГВС}}}{Q'} \cdot \Delta\tau_0' \quad (4.14)$$

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 1,28}{3,69} \cdot 25 = 10,4 \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

$$\delta_2'' = \frac{x_6 Q_{\text{ГВС}}}{Q'} \cdot \Delta\tau_0' \cdot \frac{\tau_{02}'' - \Delta t_{\text{нед}}'' - t_x}{t_r - t_x} \quad (4.15)$$

$$\delta_2'' = \frac{1,2 \cdot 1,28}{3,69} \cdot 25 \cdot \frac{(35-5-5)}{(55-5)} = 5,2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

$$\delta_1'' = \delta - \delta_2'' \quad (4.16)$$

$$\delta_1'' = 10,4 - 5,2 = 6,22 \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

Задаем величину недогрева водопроводной воды в подогревателе второй ступени П₂ при $t_n = t_n'' - \Delta t_{\text{нед}}'' = \tau_{02}'' - t_n'' = 5 \dots 10 \text{ } ^{\circ}\text{C}$.

Принимем $\Delta t_{\text{нед}}'' = 5 \text{ } ^{\circ}\text{C}$.

Рассчитаем для необходимых температур наружного воздуха δ_2 и δ_1 (4.17):

$$\delta_2 = \delta_2'' \cdot \frac{\tau_{02}'' - t_x}{\tau_{02}'' - t_x} \quad (4.17)$$

Полученные результаты внесены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Температура сетевой воды

t, °C	τ_{01}	τ_{02}	δ_2	δ_1
1	2	3	4	5
8,00	70,19	34,79	5,22	5,19
5,00	70,19	34,79	5,22	5,19
0,00	70,14	35,04	5,26	5,14
-5,00	69,46	38,94	5,94	4,46
-10,00	68,81	42,63	6,59	3,81
-15,00	68,19	46,16	7,21	3,19
-16,30	73,04	47,05	7,36	3,04
-20,00	77,22	49,55	7,80	2,60
-25,00	82,77	52,83	8,37	2,03
-30,00	88,22	56,01	8,93	1,47
-37,00	95,72	60,32	9,69	0,72

Построим температурный график теплосети (рисунок 4.4).

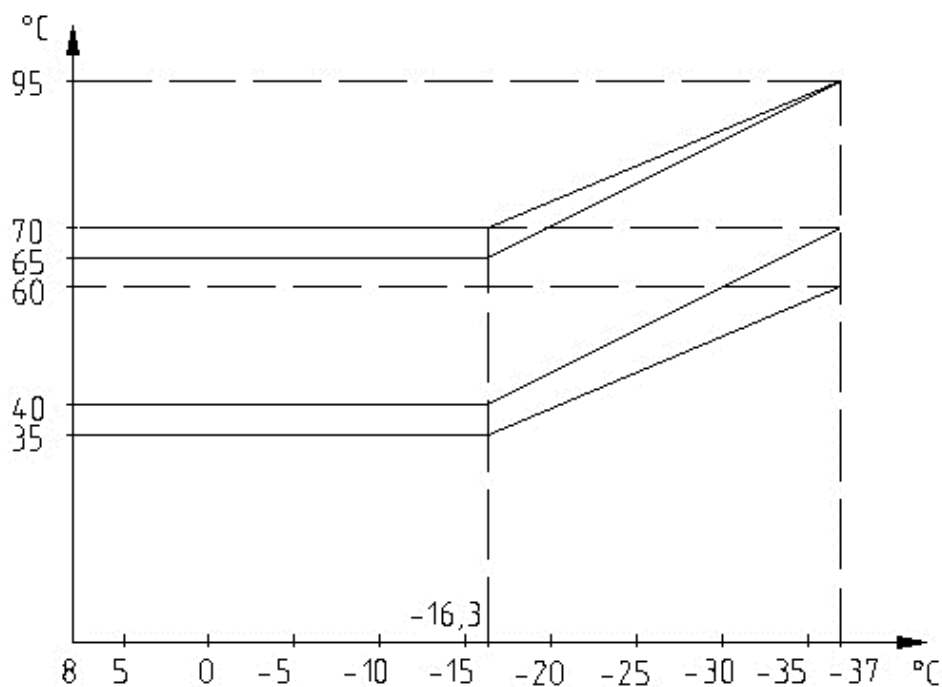


Рисунок 4.4 – Температурный график тепловой сети

4.2 Расчет тепловой схемы котельной

Последовательность разработки тепловой схемы котельной состоит из этапов составления принципиальной тепловой схемы, ее расчета и на его основании подбора всего вспомогательного оборудования – насосов и др., а затем составления развернутой и монтажной тепловых схем.

Принципиальная тепловая схема, являющаяся первым этапом проектирования, включает в себя только главное оборудование (котельный агрегат, насосы) и соединяющие его трубопроводы без вспомогательных устройств, запорно-регулирующей арматуры и второстепенных трубопроводов, без указания количества и расположения оборудования.

Основной целью расчета тепловой схемы котельной является:

- определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и расходов тепла на собственные нужды;
- определение всех тепловых и массовых потоков, необходимых для выбора вспомогательного оборудования;
- определение исходных данных для дальнейших технико-экономических расчетов (годовых выработок тепла, годовых расходов топлива и др.).

Расчет тепловой схемы позволяет определить суммарную теплопроизводительность котельной установки.

Котельная спроектирована на двухтрубную закрытую систему теплоснабжения.

Результаты расчета тепловой схемы котельной приведены в таблице 4.6.

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 4.6 – Расчет тепловой схемы котельной производственная часть

Расчетная величина	Обозначение	Размерность	Расчетная формула или метод определения	Температура наружного воздуха				
				$t_{но}$	$t_{нхм}$	$t_{ни}$	+8	Летний режим
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Исходные данные								
Расчетная температура наружного воздуха	$t_{н.в.}$	°С		-37	-8,7	-16,3	8	>8
Параметры технологического пара – давление	$P_{тех}$	МПа	По заданию	1				
Продолжение Технологическая нагрузка	$D_{тех}$	кг/с	По заданию	0,33				
Возврат конденсата	μ	%	По заданию	40				
Температура конденсата от технологического потребителя	$t_{тех}$	°С	По заданию	80				
Солесодержание исходной воды	S_x	мг/л	принимается	300				
Солесодержание котловой воды	S_k	мг/л	По заданию	3000				
Энтальпия насыщенного пара при давлении, МПа: 1,4 0,6 0,12 0,11	$i''_{1,4}$ $i''_{0,6}$ $i''_{0,12}$ i''_d	кДж/кг	[9]	2788,4 2772,2 2683,8 2680				
Энтальпия питательной воды	$i_{п.в.}$	кДж/кг	4,19·90	377,1				
Энтальпия воды в деаэраторе	i_d	кДж/кг		428,4				
Энтальпия исходной воды	$i_{и.в.}$	кДж/кг	4,19· $t_{и.в.}$	20,95				62,9
Энтальпия насыщенной воды при $P=0,12$ МПа	$i'_{0,12}$	кДж/кг	[9]	439,36				
Энтальпия котловой воды при $P=1,4$ МПа	$i'_{1,4}$	кДж/кг	[9]	830,1				
Энтальпия конденсата	i_k	кДж/кг	4,19·80	335,2				
Результат расчета								
Расход технологического конденсата	$G_{тех}$	кг/с	$\mu \cdot D_{тех}$	0,132				

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5
Потери технологического конденсата	$G_{\text{тех}}^{\text{пот}}$	кг/с	$D_{\text{тех}} - G_{\text{тех}}$	0,132
Потери пара в тепловой схеме	$D_{\text{пот}}$	кг/с	$0,03 \cdot D_{\text{тех}}$	0,01
Расход пара на собственные нужды	$D_{\text{с.н.}}$	кг/с	$0,125 \cdot D_{\text{тех}}$ 0,1	0,033
Паропроизводительность	$D_{\text{к}}^{0,6}$	кг/с	$D_{\text{тех}} + D_{\text{пот}} + D_{\text{с.н.}}$	0,37
Сумма потерь пара и конденсата без учета потерь с выпаром и водой из сепаратора	$G_{\text{пот}}$	кг/с	$D_{\text{пот}} + G_{\text{тех}}^{\text{пот}}$	0,21
Доля потерь теплоносителя	$\Pi_{\text{х}}$	—	$\frac{G_{\text{пот}}}{D_{\text{к}}^1}$	0,56
% продувки	$P_{\text{п}}$	%	$\frac{S_{\text{х}} \cdot \Pi_{\text{х}}}{S_{\text{к}} - S_{\text{х}} \cdot \Pi_{\text{х}}} \times 100$	5,9
Расход питательной воды на РОУ	$G_{\text{роу}}$	кг/с	$\frac{D_{\text{к}}^{0,6} \cdot (i_{1,4}'' - i_{0,6}'')}{i_{1,4}'' - i_{\text{п.в.}}''}$	0,002
Паропроизводительность ТГУ при P=1,4 МПа	$D_{\text{к}}^{1,4}$	кг/с	$D_{\text{к}}^{0,6} - G_{\text{роу}}$	0,37
Расход продувочной воды	$G_{\text{пр}}$	кг/с	$\frac{P_{\text{п}} \cdot D_{\text{к}}^{1,4}}{100}$	0,022
Расход пара из сепаратора	$D_{\text{с}}^{0,12}$	кг/с	$\frac{G_{\text{пр}} \cdot (i_{1,4}' - i_{0,12}')}{i_{0,12}' - i_{0,12}'}$	0,004
Расход воды из сепаратора	$G_{\text{снп}}$	кг/с	$G_{\text{пр}} - D_{\text{с}}^{0,12}$	0,018
Расход воды из деаэратора	$G_{\text{д}}$	кг/с	$D_{\text{к}}^{0,6} + G_{\text{пр}}$	0,395
Расход выпара из деаэратора	$D_{\text{вып}}$	кг/с	$0,002 \cdot G_{\text{д}}$	0,0009
Суммарные потери пара и конденсата	$G_{\text{пот}}$	кг/с	$G_{\text{тех}}^{\text{пот}} + D_{\text{пот}} + G_{\text{сеп}} + D_{\text{вып}}$	0,227
Расход химобработанной воды после II ступени	$G_{\text{хов}}^{\text{II}}$	кг/с	$G_{\text{пот}}$	0,227
Расход исходной воды	$G_{\text{и.в.}}$	кг/с	$1,15 \cdot (G_{\text{хов}}^{\text{II}})$	0,261

Окончание таблицы 4.6

1	2	3	4	5
Расход пара на деаэрацию	D_d	кг/с	$\frac{(G_d \cdot i'_d + D_{\text{вып}} \cdot i''_d - G_{\text{хво}} \cdot i'_{52} - D_c \cdot i''_{0,12})}{i''_{0,6}} - \frac{-G_{\text{тех}} \cdot i'_{\text{тех}} - i_k \cdot (D_2 + D_3)}{i''_{0,6}}$	0,04
Расчетный расход пара на собственные нужды	$D_{\text{сн}}^p$	кг/с	$D_d + D_2 + D_3$	0,04
Расчетная паропроизводительность ТГУ $p=0,6$ МПа	$D_{\text{кр}}^{0,6}$	кг/с	$D_{\text{тех}} + D_{\text{сн}}^p + D_{\text{пот}}$	0,38
Невязка расчета	Δ	%	$\frac{D_{\text{кр}}^{0,6} - D_{\text{к}}^{0,6}}{D_{\text{кр}}^{0,6}} \times 100$	0,02

Полученная погрешность удовлетворяет допустимой (2%), значит расчет проведен верно.

Расчет тепловой схемы водогрейной части котельной

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

Подпиточная сетевая вода забирается из баков-аккумуляторов и вводится за водогрейными котлами. После котлов сетевая вода отпускается потребителю.

Для расчета тепловой схемы данной части котельной необходимо выбрать котельные агрегаты. Максимальное число работающих котлов будет в максимально зимнем режиме (таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Исходные данные к расчету водогрейной части котельной

Наименование параметра	$t_{\text{но}} = -37$	$t_{\text{нхм}} = -17,7$	$t_{\text{ни}} = -16,3$	$t_{\text{н}} = +8^\circ\text{C}$	летний
1	2	3	4	5	6
Тепловая нагрузка на ГВС, МВт	1,28	1,28	1,28	1,28	0,96
Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, МВт	3,33	2,72	2,61	0,76	0

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6
Температура в подающем трубопроводе, τ_1 , °С	95,72	74,63	73,14	70,9	65
Температура воды в обратном трубопроводе, τ_2 , °С	60,32	48	47,05	34,79	40

Расчет водогрейной части котельной представлен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет водогрейной части котельной

Расчетная величина	Обозначение	Расчетная формула	Ед. измерения	Расчетные режимы				
				$t_{\text{HO}} = -37$	$t_{\text{НХМ}} = -17,7$	$t_{\text{НИ}} = -16,3$	$t_{\text{Н}} = +8$ °С	летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производительность котельной	$Q_{\text{к}}$	$Q_{\text{о}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{ГВ}}$	МВт	7,54	6,5	3,89	4,1	0,96
Расход тепла на собственные нужды	$Q_{\text{сн}}$	$0,01 \cdot Q_{\text{к}}$	МВт	0,08	0,065	0,06	0,041	0,01
Суммарная производительность котельной	$Q_{\text{кот}}$	$Q_{\text{к}} + Q_{\text{сн}}$	МВт	7,6	6,565	5,858	4,141	0,97
Расход воды через кот. агрегаты	$G_{\text{к}}$	$\frac{Q_{\text{кот}}}{(t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}') \cdot c_{\text{p}}}$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	51,93	44,77	53,8	27,4	9,26
Температура воды на выходе из КА при $t_{\text{к}}' = 70^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{к}}''$	$t_{\text{к}}' + \frac{Q_{\text{кот}}}{c_{\text{p}} \cdot G_{\text{к}}}$	°С	95	95	95	95	95
Расход воды на собственные нужды, при $t_{\text{к}}' = 70^{\circ}\text{C} = \text{const}$	$G_{\text{сн}}$	$\frac{Q_{\text{сн}}}{c_{\text{p}} (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}')}$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	0,5	0,23	0,3	0,16	0,04
Расход воды на линии рециркуляции	$G_{\text{рец}}$	$\frac{G_{\text{к}} (t_{\text{к}}' - \tau_2)}{t_{\text{к}}'' - \tau_2}$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	14,9	25,83	25,2	16,2	5,05
Расход воды на перекачке	$G_{\text{пм}}$	$\frac{G_{\text{с}} (t_{\text{к}}'' - \tau_1)}{t_{\text{к}}'' - \tau_2}$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	0	2,53	2,4	3,06	2,8
Расход исходной воды	$G_{\text{исх}}$	$1,2G_{\text{хов}} = 1,2G_{\text{подп}}$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	0,004	0,003	0,003	0,002	0,0005
Расход воды на собственные нужды	$G_{\text{сн}}^{\text{р}}$	$G_{\text{гд}} + D6$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	0,3	0,3	0,46	0,3	0,48

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расход воды через котельный агрегат	G_k^p	$\frac{Q_k}{[c_p(t_k''-t_k')] + G_{сн}^p}$	$\frac{\kappa \varepsilon}{c}$	51,76	23,1	28,71	16,4	4,6
Относительная погрешность		$\Delta = \left \frac{(G_k^p - G_k)}{G_k^p} \right $		-0,003	-0,9	-0,87	-0,68	-0,99

Полученная погрешность удовлетворяет допустимой 2%.

4.3 Выбор парового котельного агрегата

Исходные данные для выбора типа котла: пар с температурой $t = 183^\circ \text{C}$, давлением до $P = 0,6 \text{ МПа}$ (6 кгс/см^2);

Выбираю паровой котел LOGANO SND615 фирмы «Buderus» (Германия) мощностью 1250кг/ч с газовой горелкой P71 фирмы «Cibital Unigas»

Питательный насос проталкивает питательную воду через нагревательный змеевик. При этом вода нагревается и превращается затем в пар от теплового излучения пламени горелки и теплопередачи дымовых газов. Горелка и насос питательной воды работают полностью автоматически. Мощности горелки и питательного насоса (при двухступенчатом режиме работы обеих ступеней) точно согласованы с соответствующей производительностью пара котла, чтобы избежать высокой остаточной влажности или перегрева. Если между расходом питательной воды и топлива возникают разногласия, два предохранительных устройства ограничителя температуры служат в качестве гарантии срабатывания отключения по неисправности и блокировки горелки, как только будет достигнута установлена предохранительная температура.

Мощность горелки и нужное количество пара регулируется через установленное среднее рабочее избыточное давление. Если давление пара в котле снижается ниже установленного значения, включается горелка или увеличивается мощность горелки. Если давление пара в котле достигает установленного максимального значения, горелка отключается. Если отказывает эта система регулирования, электрический ограничитель давления запускает отключение по неисправности и блокировку горелки. Если отказывает также и ограничитель давления, срабатывает предохранительная арматура защиты от избыточного давления и пар по паропроводу выбрасывается наружу.

Паровая дроссельная заслонка, которая установлена перед запорной паровой арматурой, делает возможным плавную и тем самым наиболее щадящую эксплуатацию котла в неблагоприятных рабочих ситуациях, как, например, кратковременные высокие запросы на пар.

В теплообменнике отработанных газов из дымовых газов котла извлекается тепло, которые в противном случае без пользы уходят через дымовую трубу. Извлеченное таким образом тепло повышает коэффициент полезного действия котла

и одновременно снижает расход топлива с улучшением показателей эмиссий отработанных газов.

Для понижения остаточной влажности можно установить водоотделитель. Пар разгоняется по принципу центрифуги. Из-за большей плотности воды и связанных с этим центробежных сил происходит отделение воды. Дополнительно водоотделитель даёт возможность отбора проб котловой воды.

4.4 Тепловой расчет котла КВ-2/95

Целью теплового расчета является определение конструктивных размеров расчетной площади теплопередающих поверхностей нагрева, обеспечивающих требуемую паропроизводительность при заданных параметрах питательной воды и топлива. Одновременно с этим в задачу расчета входит определение расхода топлива, воздуха и продуктов сгорания.

Расчет конструктивных характеристик

Два вида топочной камеры (рисунок 4.5):

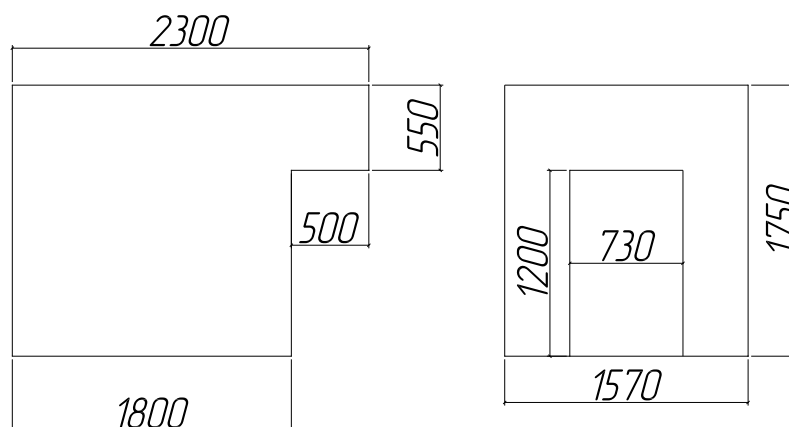


Рисунок 4.5 – Топочная камера

Поверхность стен топочной камеры (4.18), (4.19), (4.20), (4.21), (4.22),:

$$F_{\text{фр}}^T = 1,57 \cdot 1,75 = 2,75 \text{ м}^2 \quad (4.18)$$

$$F_{3, \text{ст}}^T = 1,57 \cdot (1,75 - 0,34) + 0,34 \cdot 1,57 = 2,75 \text{ м}^2 \quad (4.19)$$

$$F_{\text{бок}}^T = 2 \cdot (1,8 \cdot 1,57 + 0,5 \cdot 0,34) = 6,0 \text{ м}^2 \quad (4.20)$$

$$F_{\text{под}}^T = 1,8 \cdot 1,57 = 2,83 \text{ м}^2 \quad (4.21)$$

$$F_{\text{пот}}^T = 2,3 \cdot 1,57 = 3,61 \text{ м}^2 \quad (4.22)$$

Суммарная поверхность стен топочной камеры (4.23):

$$F_{СТ}^T = F_{ФР}^T + F_{3.ст}^T + F_{бок}^T + F_{под}^T + F_{пот}^T \quad (4.23)$$

где $F_{ФР}^T$ – площадь стен фронтальной части топочной камеры, м²;

$F_{3.ст}^T$ – площадь стен задней части топочной камеры, м²;

$F_{бок}^T$ – площадь стен боковой части топочной камеры, м²;

$F_{под}^T$ – площадь стен подовой части топочной камеры, м²;

$F_{пот}^T$ – площадь потолочной части топочной камеры, м².

$$F_{СТ}^T = 2,75 + 2,75 + 6 + 2,83 + 3,61 = 17,94 \text{ м}^2$$

Лучевоспринимающая поверхность стен топочной камеры (4.24), (4.25):

– диаметр труб: Ø60×3 мм

– шаг труб: 90 мм

Для газоплотных экранов угловой коэффициент $\chi=1$ (4.24):

$$H_{ФР}^Л = F_{ФР}^T - F_{амб} \quad (4.24)$$

$$H_{ФР}^Л = 2,75 - (1,2 \cdot 0,73) = 1,87 \text{ м}^2$$

$$H_{3.СТ}^Л = 0,34 \cdot 1,57 = 0,534 \text{ м}^2$$

$$H_6^Л = F_{бок}^T = 6 \text{ м}^2$$

$$H_{пот}^Л = F_{пот}^T = 3,61 \text{ м}^2$$

$$H_{под}^Л = F_{под}^T = 2,83 \text{ м}^2$$

$$\sum H_{л} = 1,87 + 0,534 + 6 + 3,61 + 2,83 = 14,8 \text{ м}^2 \quad (4.25)$$

Коэффициент тепловой эффективности (4.26):

$$\Psi_{ср} = \chi \xi \quad (4.26)$$

где χ – угловой коэффициент;

ξ – коэффициент, учитывающий загрязнение.

$$\Psi_{ср} = 1 \cdot 0,55 = 0,55,$$

Объем топочной камеры:

$$V_{т} = \frac{6}{2} \cdot 1,57 = 4,71 \text{ м}^3$$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Эффективная толщина излучающего слоя (4.27):

$$S = 3,6 \frac{V_{\tau}}{F_{\text{сн}}} \quad (4.27)$$

$$S = 3,6 \frac{4,71}{17,94} = 0,945 \text{ м}$$

Конвективный газоход

Два вида конвективного газохода (рисунок 4.6):

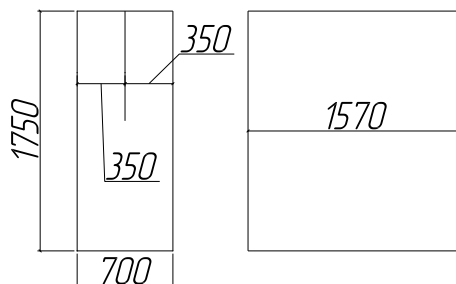


Рисунок 4.6 – Конвективный газоход

Компоновка трубочек (рисунок 4.7):

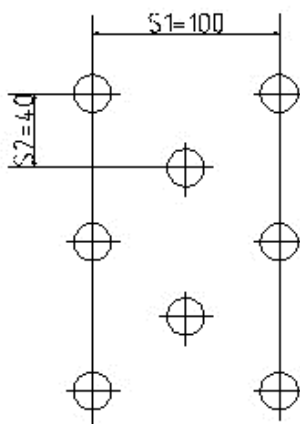


Рисунок 4.7 – Компоновка трубок

Отношение шага трубок к их диаметру (4.28) и (4.29):

$$\sigma_1 = \frac{S_1}{d} \quad (4.28)$$

где S_1 – шаг трубок, мм;

d – внутренний диаметр трубок, мм.

$$\sigma_1 = \frac{100}{28} = 3,57$$

$$\sigma_2 = \frac{S_2}{d} \quad (4.29)$$

где S_2 – шаг трубок, мм;

d – внутренний диаметр трубок, мм.

$$\sigma_1 = \frac{40}{28} = 1,428$$

Число рядов по ширине газохода: $Z_1=3$. Количество рядов походу газов: $Z_2=64$.

Поверхность нагрева змеевиков: длинна одного змеевика: 3,66 мм.

Количество змеевиков в шести секциях (4.30):

$$n = 6 \cdot 16 = 96 \text{ шт} \quad (4.30)$$

$$H_{\text{зн}} = n d_{\text{н}} l \cdot n \quad (4.31)$$

$$H_{\text{зн}} = 3,14 \cdot 0,028 \cdot 3,66 \cdot 96 = 30,88 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева стояков (4.32): труба $\varnothing 108 \times 4,5$ мм; длина трубы: 1648 мм.

$$H_{\text{ст}} = \Pi \frac{d_{\text{н}}}{2} \cdot l \cdot n \quad (4.32)$$

$$H_{\text{ст}} = 3,14 \frac{0,108}{2} \cdot 1648 \cdot 6 = 1,675 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева разделительного экрана (4.33), (4.34) и (4.35): труба $\varnothing 60 \times 3$ мм; длина трубы: 1200 мм.

$$H_{\text{экп}}^{\text{тр}} = \Pi d_{\text{н}} \cdot l \cdot n \quad (4.33)$$

$$H_{\text{экп}}^{\text{тр}} = 3,14 \cdot 0,06 \cdot 1,2 \cdot 1,6 = 3,62 \text{ м}^2$$

$$H_{\text{кол}} = \Pi d_{\text{н}} \cdot l \cdot n \quad (4.34)$$

$$H_{\text{кол}} = 3,14 \cdot 0,108 \cdot 1,49 = 0,51 \text{ м}^2$$

$$H_{\text{кол}} = H^{\text{тр}} + H_{\text{кол}} \quad (4.35)$$

$$H_{\text{кол}} = 3,62 + 0,51 = 4,13 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева разделительного экрана заднего (4.36), (4.37), (4.38): труба $\varnothing 60 \times 3$ мм; длина трубы: 1155 мм.

$$H_{\text{экp.з.}}^{\text{тp}} = \Pi \frac{d_{\text{н}}}{2} \cdot l \cdot n \quad (4.36)$$

$$H_{\text{экp}}^{\text{тp}} = 3,14 \cdot \frac{0,06}{2} \cdot 1,55 \cdot 1,6 = 2,375 \text{ м}^2$$

$$H_{\text{кол}} = \Pi d_{\text{н}} \cdot l \cdot n \quad (4.37)$$

$$H_{\text{кол}} = 3,14 \cdot \frac{0,108}{2} \cdot 1,49 \cdot 2 = 0,51 \text{ м}^2$$

$$H_{\text{кол}} = H^{\text{тp}} + H_{\text{кол}} \quad (4.38)$$

$$H_{\text{кол}} = 2,375 + 0,51 = 2,885 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева пода (4.39): труба Ø 60x3 мм; длина трубы: 750 мм.

$$H_{\text{под}} = \Pi \frac{d_{\text{н}}}{2} \cdot l \cdot n \quad (4.39)$$

$$H_{\text{кол}} = 3,14 \cdot \frac{0,06}{2} \cdot 0,75 \cdot 16 = 1,13 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева потолочного экрана (4.40) и (4.41): труба Ø 60x3 мм; длина трубы: 322 мм.

$$H_{\text{пот}}^{\text{тp}} = \Pi \frac{d_{\text{н}}}{2} \cdot l \cdot n \quad (4.40)$$

$$H_{\text{кол}} = 3,14 \cdot \frac{0,108}{2} \cdot 1,49 \cdot 2 = 0,51 \text{ м}^2$$

$$H_{\text{кол}} = H_{\text{пот}}^{\text{тp}} + H_{\text{кол}} \quad (4.41)$$

$$H_{\text{кол}} = 0,486 + 0,51 = 996 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева перепускных труб (4.42): Ø 108 мм.

$$H_{\text{пот}}^{\text{тp}} = \Pi \frac{d_{\text{н}}}{2} \cdot l \cdot n \quad (4.42)$$

$$H_{\text{кол}} = 3,14 \cdot \frac{0,108}{2} \cdot 0,3 \cdot 2 = 0,102 \text{ м}^2$$

Суммарная поверхность конвективной части (4.43):

$$H_{\text{к.ч.}} = H_{\text{зм}} + H_{\text{ст}} + H_{\text{экp}}^{\text{п}} + H_{\text{экp}}^{\text{з}} + H_{\text{под}} + H_{\text{под}}^{\text{пот}} + H_{\text{п.тp}} \quad (4.43)$$

$$H_{\text{к.ч.}} = 30,88 + 1,675 + 4,13 + 2,885 + 1,13 + 0,996 + 0,102 = 41,8 \text{ м}^2$$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.44):

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$S = 0,9d_H \left(\frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d_H^2} - 1 \right) \quad (4.44)$$

$$S = 0,9 \cdot 0,028 \left(\frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,1 \cdot 0,04}{0,028^2} - 1 \right) = 0,138 \text{ м}$$

Сечение для прохода газов:

$$F_r = 1,57 \cdot 0,35 - (0,785 \cdot 0,108^2 \cdot \frac{6}{2} + 0,785 \cdot 0,06^2 \cdot 16 + 0,028 \cdot 1,57 \cdot 3) = 0,344 \text{ м}^2$$

Тепловой расчет котла при сжигании природного газа

Параметр воды:

$$t_{\text{ВХ}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t_{\text{ВЫХ}} = 95 \text{ }^\circ\text{C}$$

Подвод воды к трубам конвективной части, выход – из экранов топки

Топливо – природный газ.

Расчетный состав топлива: $\text{CH}_4=93,8\%$, $\text{C}_2\text{H}_4=20\%$, $\text{C}_3\text{H}_8=0,8\%$, $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,3\%$, $\text{C}_5\text{H}_{12}=0,1\%$, $\text{N}_2=2,6\%$, $\text{CO}_2=0,4\%$, $Q_H^c=8620 \text{ ккал/м}^3$.

Теплосодержание продуктов сгорания приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Теплосодержание продуктов сгорания

$\vartheta, \text{ }^\circ\text{C}$	$J_r^p, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	$J_B^o, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	$J = J_B^o + (\alpha - 1)J_B^o, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$			
			$\alpha_T = 1,05$		$\alpha_{\text{к.ч.}} = 1,1$	
			J	ΔJ	J	ΔJ
1	2	3	4	5	6	7
100	354	303			384	
200	715	610			776	392401
300	1085	922			1177	
800	3083	2588	3212			
900	3513	2933	3660	448		
1000	3951	3287	4115	455		
1100	4390	3652	4573	458		
1200	4830	4010	5030	457		
1700	7144	5875	7438			
1800	7616	6249	7928			
1900	8096	6632	8428			
2000	8573	7016	8924			
2100	9056	7399	9426			

Расчет выполняется по разным формулам в зависимости от коэффициента избытка воздуха. При $\alpha < 1$ (недостаток воздуха) имеет место неполное окисление (сгорание) топлива и продукты сгорания в основном состоят из CO_2 , H_2O , N_2 , CO и H_2 . При $\alpha > 1$ (избыток воздуха) имеет место полное окисление (сгорание) топлива. В этом случае основной состав продуктов сгорания следующий: CO_2 , H_2O , N_2 , и O_2 . Средние характеристики продуктов сгорания приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Средние характеристики продуктов сгорания

Обозначение величин	$V^o = 9,58, \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3}; V_{\text{RO}_2} = 1,02, \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3}; \vartheta_{\text{N}}^o = 7,6, \frac{\text{M}^3}{\text{кг}};$	
	$V_{\text{H}_2\text{O}}^o = 2,14, \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3}; V_{\Gamma}^o = 10,76, \frac{\text{M}^3}{\text{кг}};$	
	топка	Конвективный пакет
Коэффициент избытка воздуха, α	1,05	1,1
Коэффициент избытка воздуха средний, C_{cp}	1,05	1,075
$V_{\text{H}_2\text{O}}^o = V_{\text{H}_2\text{O}}^o + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V^o, \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3};$	2,148	2,152
$V_{\Gamma} = V_{\Gamma}^o + (\alpha_{cp} - 1)V^o, \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3};$	11,24	11,48
$v_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{\Gamma}}$	0,091	0,089
$v_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\Gamma}}$	0,191	0,187
$v_{\Gamma} = v_{\text{RO}_2} + v_{\text{H}_2\text{O}}$	0,282	0,276

В таблице 4.11 представлен расчет теплового баланса и расхода топлива.

Таблица 4.11 – Тепловой баланс и расход топлива

Наименование величин	Формула или обоснование	Расчет
1	2	3
Теплопроизводительность, $Q, \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	Задано	2
Располагаемое тепло, Q_p^p	п.5 – 02 $Q_p^p = Q_n^c$	8620
Температура уходящих газов, $\vartheta_{yx}, ^\circ\text{C}$	Принимаем	180
Энтальпия уходящих газов	[6]	698

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3
Температура холодного воздуха, $t_{х.в.}, ^\circ\text{C}$	[6]	30
Энтальпия холодного воздуха, $J_{х.в.}^{\circ}, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	[6]	91
Потеря тепла от химнедожога, $q_3, \%$	[6]	0,5
Потеря тепла в окружающую среду, $q_5, \%$	[6]	2,6
Потеря тепла с уходящими газами, $q, \%$	$\frac{(J_{yx} - \alpha_{yx} \cdot J_{х.в.}^{\circ})(100 - q_4)}{Q_p^p}$	$\frac{(698 - 1,1 \cdot 91)100}{8620} = 6,94$
Сумма потерь, $\sum q, \%$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	6,94- 0,5+0+2,6=10,04
к.п.д., $\eta_{ка}, \%$	$100 - \sum q$	100-10,04=89,96
Коэффициент сохранения тепла, φ	$1 - \frac{q_5}{\eta_{к.а.} + q_5}$	$1 - \frac{2,6}{89,96 + 2,6} = 0,975$
Полный расход топлива, $B, \text{м}^3/\text{ч}$	$\frac{Q_{к.а.} \cdot 100}{Q_{к.а.} \cdot \eta_{к.а.}}$	$\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 100}{8620 \cdot 89,96} = 258$
Расчетный расход топлива, $B_p, \text{м}^3/\text{ч}$	$B \frac{100 - q_4}{100}$	$258 \frac{100 - 0}{100} = 258$
Расход воды через котел, $D, \text{т}/\text{ч}$	$\frac{Q}{(i'' - i')1000}$	$\frac{2 \cdot 10^6}{(95,1 - 70,1)1000} = 80$

В таблице 4.12 представлен расчет топочной камеры.

Таблица 4.12 – Расчет топки

Наименование величин	Формула или обоснование	Расчет
1	2	3
Объем топки, $V_t, \text{м}^3$	Из раздела 4.4	4,71
Полная поверхность стен топки, $F_{ст}, \text{м}^2$	То же	17,94
Лучевоспринимающая поверхность, $H_{л}, \text{м}^2$	То же	14,8

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3
Коэффициент тепловой эффективности, $\Psi_{\text{ср}}$	То же	0,55
Эффективная толщина излучающего слоя, δ , м	То же	0,945
Коэффициент избытка воздуха, α_m	[5]	1,05
Тепло вносимое в топку воздухом, $Q_{\text{в}}$ $\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	$\alpha_{\text{т}} \cdot J_{\text{х.в.}}^{\circ}$	$1,05 \cdot 91 = 96$
Полезное тепловыделение в топке, $Q_{\text{т}}$ $\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	$Q_{\text{п}} \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4} + Q_{\text{в}}$	$8620 \frac{100 - 0,5 - 0}{100} + 96 = 8673$
Теоретическая температура горения, ϑ , °С	[9]	1949
Относительное положение максимума температур, $X_{\text{т}}$, %	Конструктивно $x_{\text{т}} = x_{\text{г}} = \frac{h_{\text{г}}}{H_{\text{т}}} + \Delta x$	$\frac{0,85}{1,55} + 0,15 = 0,698$
Коэффициент М	$0,54 - 0,2x_{\text{т}}$	$0,54 - 0,2 \cdot 0,698 = 0,4$
Температура газов на выходе из топки, $\vartheta_{\text{т}}''$, °С	принимаем	1100
Энтальпия газов на входе из топки, $J_{\text{т}}''$ $\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	[9]	4573
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания, $V_{\text{ср}}$ $\frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot \text{°С}}$	$\frac{Q_{\text{т}} - J_{\text{т}}''}{\vartheta_{\text{а}} - \vartheta_{\text{т}}''}$	$\frac{8673 - 4573}{1949 - 1100} = 4,83$
Произведение, $p_n \delta$, м · МПа	$p \cdot v_n \cdot \delta$	$1 \cdot 0,282 \cdot 0,0945 = 0,0266$
Коэффициент ослабления лучей трехатом. газами, $K_{\text{г}}$, $\frac{1}{\text{м} \cdot \text{кгс} / \text{см}^2}$	[5]	1,05

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3
То же золовыми частицами	[5]	0
То же коксом, $K_{\text{кокс}}$	[5]	0
То же сажистыми частицами, $\frac{1}{K_c, \text{ м} \cdot \text{МПа}}$	$0,03(2 - \alpha_r)(1,6 \frac{T''_r}{1000} - 0,5) \frac{C^p}{H^p}$	$0,03(2 - 1,05)(1,6 \frac{1113}{1000} - 0,5) \frac{C^p}{H^p}$
Соотношение, $\frac{C^p}{H^p}$	$0,12 \sum \frac{m}{n} C_m H_n$	$(0,12 (\frac{1}{4} \cdot 93,8 + \frac{2}{6} \cdot 2 + \frac{3}{8} \cdot 0,8 + \frac{4}{10} \cdot 0,3 + \dots))$
Оптическая толщина, $kr\delta$	$(K_r v_n + K_c) p\delta$	$(1,05 \cdot 0,282 + 0,16) \cdot 1 \cdot 0,$
Степень черноты факела при светящимся пламени, $\alpha_{\text{св}}$	[5] $1 - e^{-kr\delta}$	$1 - 2,72^{-0,389} = 0,324$
Степень черноты факела при несветящемся факеле, α_r	[5] $1 - e^{-K_r v_n p\delta}$	$1 - 2,72^{-1,05 \cdot 0,282 \cdot 1 \cdot 0,945} = 0,247$
Степень черноты факела, α_ϕ	$m\alpha_{\text{св}} + (1 - m)\alpha_r$	$0,18 \cdot 0,324 + (1 - 0,18) \cdot 0,$
Коэффициент усреднения, m	[5]	0,18
Степень черноты топки, α_t	[5]	0,4
Температура газов на выходе из топки	$\frac{T_a}{M \left(\frac{4,9 \cdot \psi_{\text{cp}} \cdot \psi_{\text{cp}} \cdot F_{\text{сн}} \cdot T_{\text{ср}}^3}{10^8 \cdot \phi \cdot B_p \cdot \nu_{\text{ср}}} \right)^{0,6} + 1} - 273$ $0,4 \left(\frac{4,9 \cdot 0,55 \cdot 17,94 \cdot 0,4 \cdot 2222^3}{10^8 \cdot 0,972 \cdot 258 \cdot 4,83} \right)^{0,6} + 1 - 273 = 1151$	
Энтальпия газов на выходе из топки, $J''_t, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}^\circ\text{С}}$	[6]	4806
Количества тепла восприня- тое топкой, $Q_l, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}^\circ\text{С}}$	$\phi(Q_t - J''_t)$	$0,972(8673 - 4806) = 3759$
Тепловая нагрузка лучевос- принимающей поверхности, $\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$	$\frac{B_p \cdot Q_l}{H_l}$	$\frac{258 \cdot 3759}{14,80} = 65,5 \cdot 10^3$

Окончание таблицы 4.12

1	2	3
Теплонапряжение топочного объема, q_v , $\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$	$\frac{B_p \cdot Q_p}{V_T}$	$\frac{258 \cdot 8620}{4,71} = 472 \cdot 10^3$

В таблице 4.13 приведен расчет конвективной части котла КВ-2/95.

Таблица 4.13 – Расчет конвективной части

Наименование величин	Формула или обоснование	Расчет
1	2	3
Поверхность нагрева, $H_{к.ч.}$, м^2	По конструкторской характеристики	41,8
Сечение для проходов газов, F_r , м^2	То же	0,344
Относительный поперечный шаг, σ_1	$\frac{S_1}{d}$	$\frac{100}{28} = 3.57$
Относительный продольный шаг, σ_1	$\frac{S_2}{d}$	$\frac{40}{28} = 1.428$
Число рядов по ходу газов, z_2 , шт	Конструктивно	64
Число рядов по ширине газов, z_1 , шт	Конструктивно	3
Эффективная толщина излучающего слоя, δ , м	Конструктивно	0,138
Температура газов за конвективной частью, ϑ_{yx} , $^{\circ}\text{C}$	Принята	180
Энтальпия уходящих газов, J''_{yx} , $^{\circ}\text{C}$	[6]	698
Температура газов перед конвективной частью, $\vartheta_{к.ч.}$, %	Из расчета топки	1151
Энтальпия газов перед к.ч., J' , $\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	Из расчета топки	4806

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3
Тепловосприятие по балансу $g_{к.ч.}^{\delta}, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	$\varphi(J'-J''+\Delta\alpha \cdot J_{x.B.})$	0,972(4806 – 698 + 0,05
Температура воды на входе в к.ч., $t, ^{\circ}\text{C}$	задано	70
Энтальпия воды на выходе $i'', \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	$70,1 + \frac{Q_{к.ч.}^B \cdot B_p}{D \cdot 10^3}$	$70,1 + \frac{3997 \cdot 258}{80 \cdot 103} = 83$
Температура воды на выходе из конвективной части, $t, ^{\circ}\text{C}$	[6]	83
Средняя температура воды, $t_{cp}, ^{\circ}\text{C}$	$\frac{t'+t''}{2}$	$\frac{70 + 83}{2} = 76,5$
Температурный напор на входе в конвективный пучок, $\Delta t_{\delta}, ^{\circ}\text{C}$	$g'-t''$	151-83=1068
Температурный напор на выходе из конвективного пучка, $\Delta t_{\delta}, ^{\circ}\text{C}$	$''-t'$	180-70=110
Средний температурный напор, $\Delta t, ^{\circ}\text{C}$	$\frac{\Delta t_B - \Delta t_M}{2,31 \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_M}}$	$\frac{1068 - 110}{231 \lg \frac{1068}{110}} = 422^{\circ}\text{C}$
Средняя температура газов, $g_{cp}, ^{\circ}\text{C}$	$\Delta t + t_{cp}$	4,22 + 76,5 = 498,5
Секундный объем газов, $v_{сек}, \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	$\frac{B_p \cdot V_T}{3600} \cdot \frac{498,5 + 273}{273}$	$\frac{258 \cdot 11,48}{3600} \cdot \frac{498,5 + 273}{273}$
Скорость газа, $W, \frac{\text{м}}{\text{с}}$	$\frac{V_{сек}}{F_r}$	$\frac{2,33}{0,344} = 6,77$
Коэффициент теплопередачи конвекцией $\alpha_k, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	[5]	6,75 · 1 · 1,04 · 1,02 = 71,6
Произведение $\rho n \delta$	$\rho \cdot v_n \cdot \delta$	1 · 0,276 · 0,138 = 0,038
Ослабление лучей трехатомными газами, V_2	[5]	3,95

Окончание таблицы 4.13

1	2	3
Оптическая толщина, $K_r P_n \delta$	$K_r P_n \delta$	$3.95 \cdot 0.038 = 0.15$
Степень черноты продуктов сгорания, α	[5]	0,138
Температура загрязненной стенки трубы, $^{\circ}C$	$t_{cp} + 60$	$76,5 + 60 = 136,5$
Коэффициент теплоотдачи излучением, $\alpha, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}C}$	$\psi(\alpha_k + \alpha_n)$	$0,75(71,6 + 5,6) = 57,9$
Тепловосприятие по уравнению теплопередачи, $Q_{\text{к.ч.}}^T, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B}$	$\frac{257.9 \cdot 41.8 \cdot 4.22}{258} = 3959$
Небаланс, $\frac{Q_{\text{к.ч.}}^T - Q_{\text{к.ч.}}^6}{Q_{\text{к.ч.}}^6} \cdot 100$	$\frac{3959 - 3997}{3997} \cdot 100 = 0,95\% < 2\%$	

Невязка теплового баланса:

$$Q_p^p \cdot \eta_{\text{к.а.}} - (Q_{\text{л}}^T + Q_{\text{к.ч.}}^6) = 8620 \cdot 0.8996 - (3759 + 3997) = 7755 - 7756 = -1$$

4.5 Вспомогательное оборудование

Выберем состав вспомогательного оборудования для котельной.

Водогрейная часть:

1. CIBITAL UNIGAS R93A – Горелка газовая, двухступенчатая
2. TOP-S 80/7 3~ – Насос рециркуляционный $G=34,4 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=2$ м.в.ст.
3. REFLEX N200 – Мембранный расширительный, бак $V=200$ л
4. IL 80/150-7,5/2 – Насос сетевой воды $G=86 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=23$ м.в.ст.
5. HydroTech STF 1865-9500 SEM – Установка умягчения воды непрерывного действия $G=3,6 \text{ м}^3/\text{ч}$
6. Aquatech 3000 – Бак подпиточной воды, $V= 3000$ л
7. MP 305 3~ – насос подпиточной воды, $G=2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=35$ м.в.ст., бак 50 л
8. HydroTech Ds 6E25N1 – Комплекс пропорционального дозирования реагента с насосом дозатором; счетчиком $G=2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ с импульсным выходом и баком
9. НМР 303 1~ – Насосная станция в составе:

Паровая часть:

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

1. CIBITAL UNIGAS P71M – Горелка газовая моделируемая
2. TEA – Установка частичной, деаэрации в составе:
3. CD – Дозирующая установка
4. WPK – Холодильник отбора проб
5. НМР 304 3~ – Насосная станция химочищенной воды:
6. HydroTech STF 1044-9100 SEM – Автоматическая установка умягчения воды (II ступень) $G=1,1 \text{ м}^3/\text{ч}$
7. CR 1-23 – Насос питательной воды $G=1,2 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=110 \text{ м.в.ст.}$
8. OL231 – Модель компрессорной головки $G=230 \text{ л/мин}$, $P_{\text{раб}}=8 \text{ бар}$

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

5.1 Мероприятия по энергосбережению в котельной

В соответствии с приказом №-61 Министерства Экономического Развития РФ от 17 февраля 2010 г. Об Утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, основными мероприятиями по энергосбережению в котельной [10]:

1. работа по режимной карте, температурному графику, с наименьшим коэффициентом избытка воздуха: 1,05...1,1 – для природного газа;

2. автоматизация процессов горения топлива и питания котельных агрегатов водой обеспечивает экономию топлива до 1,7 %;

3. снижение присосов в топку и газоходы котельных агрегатов за счет плотной и качественной обмуровки. Снижение присоса воздуха на 0,1 позволяет экономить до 0,5 % сжигаемого топлива и до 20 % электроэнергии на привод дымососа за счет снижения объема уходящих топочных газов;

4. снижение накипи с внутренней поверхности нагрева радиационных и конвективных труб за счет умягчения питательной воды. Наличие каждого миллиметра накипи вызывает перерасход топлива до 2 % в зависимости от качества котловой и питательной воды;

5. проведение режимно-наладочных испытаний котельных агрегатов, выбор оптимальных режимов работы основного и вспомогательного оборудования, составление режимной карты для обслуживающего персонала, разработка рекомендаций, направленных на повышение экономичности работы котельной установки позволяет экономить топливо в размере 3...5%;

6. при проектировании котельных следует производить сравнение технико-экономических показателей, вариантов выбора основного и вспомогательного оборудования;

7. строительство котельных с использованием энергоэффективных технологий с высоким коэффициентом полезного действия;

8. снижение энергопотребления на собственные нужды котельных;

9. строительство и модернизация тепловых сетей с использованием энергоэффективных технологий;

10. установка регулируемого привода в системах водоснабжения и водоотведения;

11. внедрение частотно-регулируемого привода электродвигателей тягодутьевых машин и насосного оборудования, работающего с переменной нагрузкой.

5.2 Теплообменник отработанных газов

Целесообразность и эффективность использования ВЭР определяется тепловой мощностью энергоисточника, непрерывностью выдачи теплоты и температурным уровнем.

Теплообменник отработанных газов (далее экономайзер) служит для экономии энергии путём снижения температуры дымовых газов посредством подогрева питательной воды (рисунок 5.1).

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Охраной окружающей среды называется комплекс мер, направленных на предупреждение отрицательного влияния человеческой деятельности на природу, обеспечение благоприятных и безопасных условий жизнедеятельности человека.

В данном разделе рассматриваются вопросы охраны окружающей среды, а именно разработка мероприятий по снижению вредных выбросов в атмосферу, расчет выбросов (NO_x) и определение высоты дымовой трубы. Для каждого котла в котельной ОАО «Макфа» в г. Кургане предусмотрена собственная дымовая труба.

6.1 Мероприятия по охране окружающей среды

При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O , NO_2) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа). Все продукты неполного сгорания являются вредными (CO , CH_4 , C_2H_6). Предельно допустимая концентрация (ПДК) атмосферных загрязнений устанавливается в двух показателях: максимально-разовая и среднесуточная.

Двуокись азота действует на верхние дыхательные пути и на глаза, в тяжелых случаях вызывает отек легких и смерть. Для двуокиси азота (NO_2) – основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе, предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна $0,085 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная – $0,04 \text{ мг/м}^3$.

Расчет концентрации загрязняющего вещества (NO_2) для летнего режима

Расход топлива на котел для летнего режима для водогрейного котла КВ-2/95 ($t=+25,2 \text{ }^\circ\text{C}$): $V=0,039 \text{ м}^3/\text{с}$

Выброс окислов азота (6.1):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot V \cdot Q_n^p \cdot K_{\text{NO}_2} (1 - \beta), \text{ г/с} \quad (6.1)$$

где $K_{\text{NO}_2} = 0,12 \text{ кг/МДж}$ – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на МДж теплоты.

$\beta = 0$ – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применяемых технических решений.

$$M_{\text{NO}_2} = 0,039 \cdot 33,520 \cdot 0,1 = 0,13 \text{ г/с}$$

Объем продуктов сгорания при нормальных условиях для котла: $V_r = 10,76 \text{ м}^3/\text{с}$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Приведенный объем (6.2):

$$V_{\text{пр}} = \frac{p_n \cdot V_r \cdot T_r}{p_r \cdot T_n}, \text{ м}^3 / \text{ м}^3 \quad (6.2)$$

где V_r – реальный объем продуктов сгорания, $\text{м}^3 / \text{ м}^3$;
 $p = 760$ мм.рт.ст, $T = 273$ К – нормальные физические условия;
 $T_2 = 185$ °С – температура уходящих газов.

$$V_{\text{пр}} = \frac{760 \cdot 10,76 \cdot 458}{740 \cdot 273} = 18,54 \text{ м}^3 / \text{ м}^3.$$

Объемный расход выбрасываемых газов (6.3):

$$V = B \cdot V_{\text{пр}}, \text{ м}^3 / \text{ м}^3 \quad (6.3)$$
$$V = 0,039 \cdot 18,54 = 0,72 \text{ м}^3 / \text{ с}.$$

Расход топлива на котел для парового котла Logano SHD615L ($t=+25,2$ °С):
 $B=0,024$ $\text{м}^3 / \text{ с}$.

$$M_{NO_2} = 0,024 \cdot 33,520 \cdot 0,1 = 0,08 \text{ г / с}$$

Объем продуктов сгорания при нормальных условиях для котла: $V_r=10,4$ $\text{м}^3 / \text{ м}^3$
Приведенный объем:

$$V_{\text{пр}} = \frac{760 \cdot 10,4 \cdot 458}{740 \cdot 273} = 17,9 \text{ м}^3 / \text{ м}^3.$$

$$V = 0,024 \cdot 17,9 = 0,43 \text{ м}^3 / \text{ с}.$$

Расчет концентрации загрязняющего вещества (NO_2) для зимнего режима

Расход топлива на котел для зимнего режима для водогрейного котла KB-2/95
($t=-37$ °С): $B=0,05$ $\text{м}^3 / \text{ с}$.

Выброс окислов азота:

$$M_{NO_2} = 0,05 \cdot 33,520 \cdot 0,1 = 0,17 \text{ г / с}$$

Объем продуктов сгорания при нормальных условиях для котла: $V_r=10,76$ $\text{м}^3 / \text{ м}^3$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Приведенный объем:

$$V_{\text{пр}} = \frac{760 \cdot 10,76 \cdot 458}{740 \cdot 273} = 18,54 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

Объемный расход выбрасываемых газов:

$$V = 0,05 \cdot 18,54 = 0,927 \text{ м}^3 / \text{м}^3;$$

Расчет высоты дымовой трубы для летних условий для водогрейного котла

Задаем скорость газов на выходе из трубы: $w = 20 \text{ м/с}$.

Диаметр трубы (6.4):

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{w \cdot \pi}} \quad (6.4)$$

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,72}{20 \cdot \pi}} = 0,21 \text{ м}.$$

Принимаем диаметр $D_o = 0,3 \text{ м}$, тогда скорость газов:

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

$$w = \frac{4 \cdot 0,72}{\pi \cdot 0,3^2} = 10,2 \text{ м/с}$$

Принимаем параметр $A = 160$, параметр $F = 1$.

Задаем высоту трубы $H^3_1 = 10 \text{ м}$, тогда (6.6), (6.7), (6.8), (6.9):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,72 \cdot \Delta T}{H}} \quad (6.6)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,72 \cdot (185 - 25,2)}{10}} = 1,47.$$

$$n = 0,532 \cdot 1,47^2 - 2,13 \cdot 1,47 + 3,13 = 1,15 \quad (6.7)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_o}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (6.8)$$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$n = 0.532 \cdot 1.85^2 - 2.13 \cdot 1.85 + 3.13 = 1,01$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,2^2 \cdot 0,3}{5^2 \cdot (185 - 25,2)} = 7,8 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{7,8} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{7,8}} = 0,62$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,01 \cdot 0,62 \cdot \frac{0,13}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,72 \cdot (185 - 25,2)}}} = 5,59 \text{ м}$$

На рисунке 6.1 представлено определение графическим способом минимальной высоты дымовой трубы.

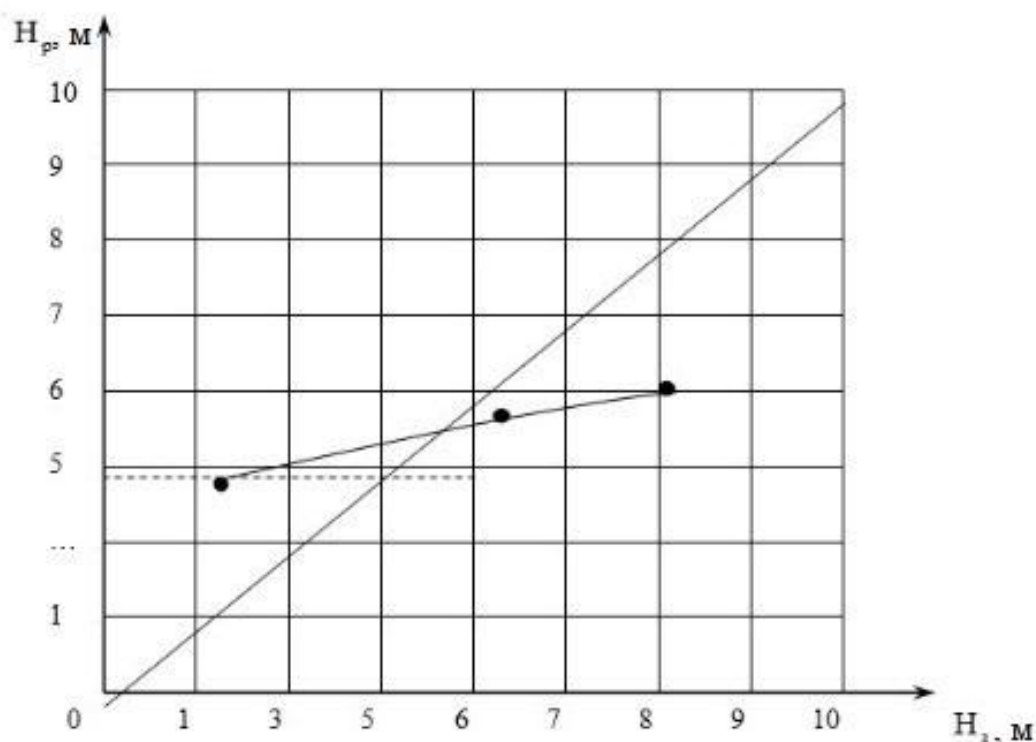


Рисунок 6.1 – Определение минимальной высоты дымовой трубы

Минимальная высота дымовой трубы $H = 5,9 \text{ м.}$

Для минимальной высоты дымовой трубы проверим концентрацию C_{NO_2} (6.11):

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

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

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

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

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

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

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

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

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,72 \cdot (185 - 25,2)}{5,9}} = 1,75.$$

$$n = 0,532 \cdot 1,75^2 - 2,13 \cdot 1,75 + 3,13 = 1,03$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,2^2 \cdot 0,3}{5,09^2 \cdot (185 - 25,2)} = 7,5 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{7,5} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{7,5}} = 0,62$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,13 \cdot 1 \cdot 0,62 \cdot 1,03 \cdot \sqrt[3]{1}}{5,9^2 \cdot \sqrt[3]{0,72 \cdot (185 - 25,2)}} = 0,07 \text{ мг/м}^3$$

При минимальной высоте дымовой трубы $H = 5,9 \text{ м}$, $C_{\text{NO}_2} = 0,07 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК_{NO2} = 0,085 мг/м³, значит расчет высоты дымовой трубы проведен верно.

Расчет высоты дымовой трубы для летних условий для парового котла

Задаем скорость газов на выходе из трубы: $w = 20 \text{ м/с}$.

Диаметр трубы:

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,43}{20 \cdot \pi}} = 0,17 \text{ м.}$$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Принимаем диаметр $D_0 = 0,3$ м, тогда скорость газов:

$$w = \frac{4 \cdot 0,43}{\pi \cdot 0,3^2} = 6,1 \text{ м/с}$$

Принимаем параметр $A = 160$, параметр $F = 1$.

Задаем высоту трубы $H_1^3 = 10$ м, тогда (6.12):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot \Delta T}{H}} \quad (6.12)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 - 25,2)}{10}} = 1,23$$

$$n = 0,532 \cdot 1,23^2 - 2,13 \cdot 1,23 + 3,13 = 1,31$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{10^2 \cdot (185 - 25,2)} = 0,7 \text{ м.}$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,31 \cdot 0,95 \cdot \frac{0,08}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,43 \cdot (185 - 25,2)}}} = 6,76 \text{ м}$$

Задаем высоту трубы $H_2^3 = 8$ м, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 - 25,2)}{8}} = 1,33$$

$$n = 0,532 \cdot 1,33^2 - 2,13 \cdot 1,33 + 3,13 = 1,24$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{8^2 \cdot (185 - 25,2)} = 1,09 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,09} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,09}} = 0,89$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1,24 \cdot \frac{0,08}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,43 \cdot (185 - 25,2)}}} = 6,4 \text{ м}$$

Задаем высоту трубы $H_3^3 = 5 \text{ м}$, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 - 25,2)}{5}} = 1,56$$

$$n = 0,532 \cdot 1,56^2 - 2,13 \cdot 1,56 + 3,13 = 1,1$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{8^2 \cdot (185 - 25,2)} = 1,09 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,09} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,09}} = 0,76$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 0,76 \cdot \frac{0,08}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,43 \cdot (185 - 25,2)}}} = 5,55 \text{ м}$$

На рисунке 6.2 приведено определение минимальной высоты дымовой трубы.

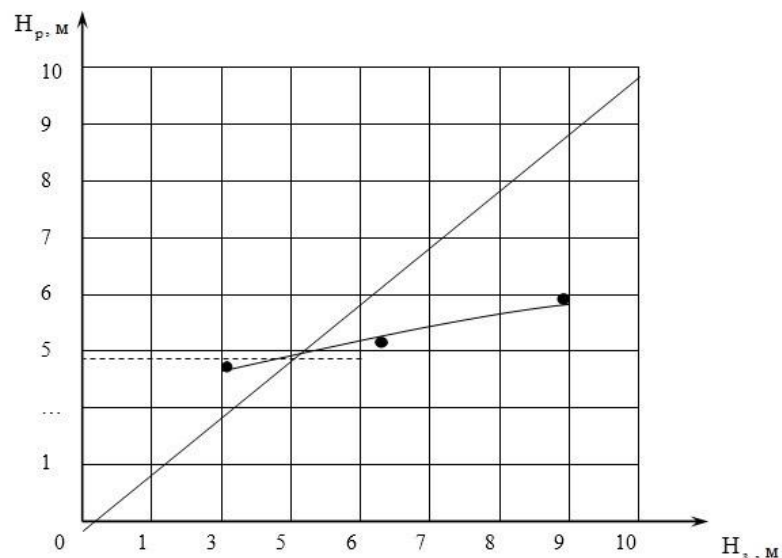


Рисунок 6.2 – Определение минимальной высоты дымовой трубы

Минимальная высота дымовой трубы $H = 5,9 \text{ м}$.

Для минимальной высоты дымовой трубы проверим концентрацию C_{NO_2} :

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 - 25,2)}{5,9}} = 1,47$$

$$n = 0,532 \cdot 1,47^2 - 2,13 \cdot 1,47 + 3,13 = 1,15$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{5,9^2 \cdot (185 - 25,2)} = 2 м.$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2}} = 0,8$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,08 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1,15 \cdot \sqrt[3]{1}}{5,9^2 \cdot \sqrt[3]{0,43 \cdot (185 - 25,2)}} = 0,082 \text{ мг/м}^3$$

При минимальной высоте дымовой трубы $H = 5,9 \text{ м}$, $C_{NO_2} = 0,082 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК $_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$, значит расчет высоты дымовой трубы проведен верно.

Расчет высоты дымовой трубы для зимних условий для водогрейного котла

Задаемся скоростью газов на выходе из трубы: $w = 20 \text{ м/с}$.
Диаметр трубы:

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,927}{20 \cdot \pi}} = 0,24 \text{ м.}$$

Принимаю диаметр $D_o = 0,3 \text{ м}$, тогда скорость газов:

$$w = \frac{4 \cdot 0,927}{\pi \cdot 0,3^2} = 13,1 \text{ м/с}$$

Принимаю параметр $A = 160$, параметр $F = 1$.
Задаем высоту трубы $H_1^3 = 10 \text{ м}$, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,927 \cdot (185 + 37)}{10}} = 1,8$$

$$n = 0,532 \cdot 1,8^2 - 2,13 \cdot 1,8 + 3,13 = 1,02$$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$f = \frac{10^3 \cdot 13,1^2 \cdot 0,3}{10^2 \cdot (185 + 37)} = 3,22 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,22} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,22}} = 0,74$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,02 \cdot 0,74 \cdot \frac{0,17}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,927 \cdot (185 + 37)}}} = 6,4 \text{ м}$$

Задаем высоту трубы $H_2^3 = 8$ м, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,17 \cdot (185 + 37)}{8}} = 1,9$$

$$n = 0,532 \cdot 1,8^2 - 2,13 \cdot 1,8 + 3,13 = 1,02$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 13,1^2 \cdot 0,3}{8^2 \cdot (185 + 37)} = 5,03 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{5,03} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{5,03}} = 0,68$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_2^p = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,02 \cdot 0,68 \cdot \frac{0,17}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,927 \cdot (185 + 37)}}} = 6,06 \text{ м}$$

Задаем высоту трубы $H_2^3 = 5$ м, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,17 \cdot (185 + 37)}{5}} = 1,9$$

$$n = 0,532 \cdot 1,8^2 - 2,13 \cdot 1,8 + 3,13 = 2,24$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 13,1^2 \cdot 0,3}{5^2 \cdot (185 + 37)} = 12,9 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{12,9} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{12,9}} = 0,55$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_2^p = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 2,24 \cdot 0,55 \cdot \frac{0,17}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,927 \cdot (185 + 37)}}} = 5,52 \text{ м}$$

На рисунке 6.3 представлено определение графическим способом минимальной высоты дымовой трубы.

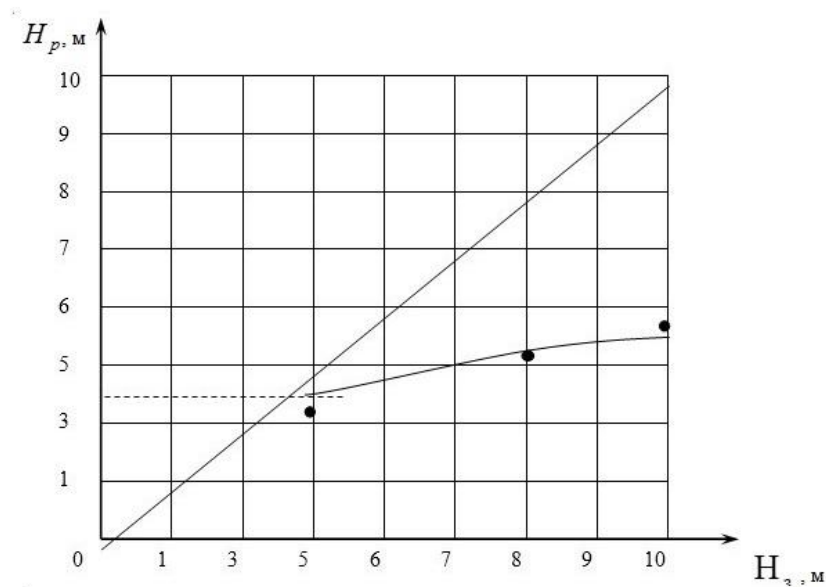


Рисунок 6.3 – Определение минимальной высоты дымовой трубы

Минимальная высота дымовой трубы $H = 5,8 \text{ м}$.

Для минимальной высоты дымовой трубы проверим концентрацию C_{NO_2} :

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,927 \cdot (185 + 37)}{5,5}} = 2,17$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 13,1^2 \cdot 0,3}{5,5^2 \cdot (185 + 37)} = 7,7 \text{ м}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{7,7} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{7,7}} = 0,62$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,17 \cdot 1 \cdot 0,62 \cdot 1 \cdot \sqrt[3]{1}}{5,8^2 \cdot \sqrt[3]{0,927 \cdot (185 + 37)}} = 0,084 \text{ мг/м}^3$$

При минимальной высоте дымовой трубы $H = 5,8 \text{ м}$, $C_{\text{NO}_2} = 0,084 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК_{NO2} = 0,085 мг/м³, значит расчет высоты дымовой трубы проведен верно.

Расчет высоты дымовой трубы для зимних условий для парового котла

Задаем высоту трубы $H_1^3 = 10 \text{ м}$, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 + 37)}{10}} = 1,38$$

$$n = 0,532 \cdot 1,38^2 - 2,13 \cdot 1,38 + 3,13 = 1,2$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{10^2 \cdot (185 + 37)} = 0,5 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,5} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,5}} = 0,99$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 0,99 \cdot \frac{0,08}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,43 \cdot (185 + 37)}}} = 6,3$$

М

Задаю высоту трубы $H_2^3 = 8 \text{ м}$, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 + 37)}{8}} = 1,49$$

$$n = 0,532 \cdot 1,49^2 - 2,13 \cdot 1,49 + 3,13 = 1,14$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{8^2 \cdot (185 - 25,2)} = 0,79 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,79} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,79}} = 0,89$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,89 \cdot \frac{0,08}{0,085} \cdot \sqrt{\frac{1}{0,43 \cdot (185 + 37)}}} = 5,9 \text{ м}$$

Задаю высоту трубы $H_3 = 5 \text{ м}$, тогда:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 + 37)}{5}} = 1,49$$

$$n = 0,532 \cdot 1,49^2 - 2,13 \cdot 1,49 + 3,13 = 1,74$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{5^2 \cdot (185 - 25,2)} = 2,01 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,01} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,01}} = 0,8$$

Расчетная минимальная высота дымовой трубы:

$$H_1^p = \sqrt{160 \cdot 1,74 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot \frac{0,08}{0,085} \cdot \sqrt{\frac{1}{0,43 \cdot (185 + 37)}}} = 5,24 \text{ м}$$

На рисунке 6.4 представлено определение минимальной высоты дымовой трубы.

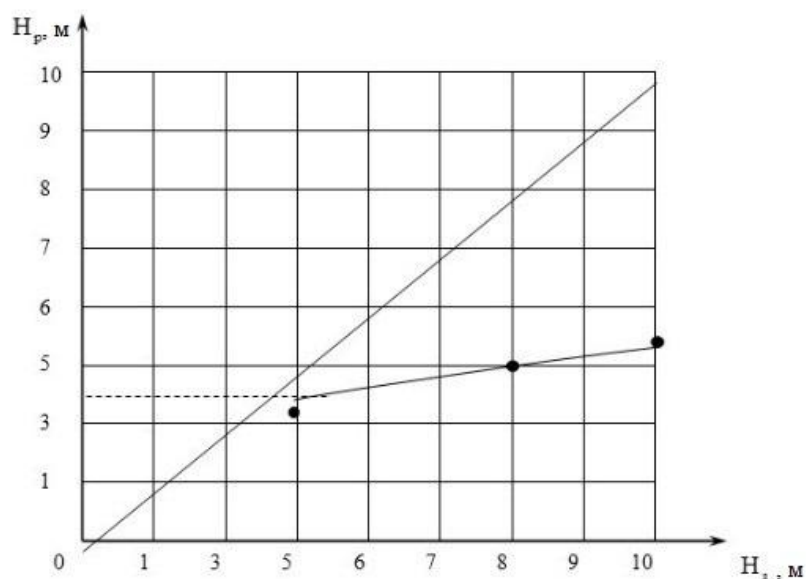


Рисунок 6.4 – Определение минимальной высоты дымовой трубы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.125.13 ПЗ

Лист

57

Минимальная высота дымовой трубы $H = 5,4$ м.

Для минимальной высоты дымовой трубы проверим концентрацию C_{NO_2} :

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 + 37)}{5,4}} = 1,7$$

$$n = 0,532 \cdot 1,7^2 - 2,13 \cdot 1,7 + 3,13 = 1,05$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{5,4^2 \cdot (185 + 37)} = 1,86 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,86} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,86}} = 0,82$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,08 \cdot 1 \cdot 0,82 \cdot 1,05 \cdot \sqrt[3]{1}}{5,4^2 \cdot \sqrt[3]{0,43 \cdot (185 + 37)}} = 0,082 \text{ мг/м}^3$$

При минимальной высоте дымовой трубы $H = 5,4 \text{ м}^3$, $C_{NO_2} = 0,082 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК $_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$, значит расчет высоты дымовой трубы проведен верно.

Выбор дымовой трубы для водогрейного котла КВ-2/95

Согласно расчетам высоты дымовой трубы при летних и зимних режимах ее высота должна быть не менее 5,8 м. Выбираю трубу $H = 27$ м.

Для высоты дымовой трубы $H = 27$ м проверим концентрацию C_{NO_2} для летних условий:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,72 \cdot (185 - 25,2)}{27}} = 1,05$$

$$n = 0,532 \cdot 1,05^2 - 2,13 \cdot 1,05 + 3,13 = 1,48$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,2^2 \cdot 0,3}{27^2 \cdot (185 - 25,2)} = 0,27 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,27} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,27}} = 1,06$$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,13 \cdot 1 \cdot 1,48 \cdot 1,06 \cdot \sqrt[3]{1}}{27^2 \cdot \sqrt[3]{0,72 \cdot (185 - 25,2)}} = 0,009 \text{ мг/м}^3$$

При выбранной высоте дымовой трубы $H = 27 \text{ м}$, $C_{\text{NO}_2} = 0,009 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК $_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$.

Для высоты дымовой трубы $H = 27 \text{ м}$ проверим концентрацию C_{NO_2} для летних условий:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,927 \cdot (185 + 37)}{27}} = 1,28$$

$$n = 0,532 \cdot 1,28^2 - 2,13 \cdot 1,28 + 3,13 = 1,28$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 13,1^2 \cdot 0,3}{27^2 \cdot (185 + 37)} = 0,32 \text{ м.}$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,32} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,32}} = 1,04$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,17 \cdot 1,28 \cdot 1,04 \cdot 1 \cdot \sqrt[3]{1}}{27^2 \cdot \sqrt[3]{0,927 \cdot (185 + 37)}} = 0,008 \text{ мг/м}^3$$

При выбранной высоте дымовой трубы $H = 27 \text{ м}$, $C_{\text{NO}_2} = 0,008 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК $_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$.

Выбор дымовой трубы для парового котла Logano SHD615L

Согласно расчетам высоты дымовой трубы при летних и зимних режимах ее высота должна быть не менее 5,8 м. Выбираю трубу $H = 27 \text{ м}$.

Для высоты дымовой трубы $H = 27 \text{ м}$ проверим концентрацию C_{NO_2} для летних условий:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 - 25,2)}{27}} = 0,89$$

$$n = 0,532 \cdot 0,89^2 - 2,13 \cdot 0,89 + 3,13 = 1,66$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{27^2 \cdot (185 - 25,2)} = 0,096 \text{ м.}$$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,096} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,096}} = 0,86$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,08 \cdot 1 \cdot 0,86 \cdot 1,66 \cdot \sqrt[3]{1}}{27^2 \cdot \sqrt[3]{0,43 \cdot (185 - 25,2)}} = 0,006 \text{ мг/м}^3$$

При выбранной высоте дымовой трубы $H = 27 \text{ м}^3$, $C_{NO_2} = 0,006 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК_{NO2} = 0,085 мг/м³.

Для высоты дымовой трубы $H = 27 \text{ м}$ проверим концентрацию C_{NO_2} для зимних условий:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,43 \cdot (185 + 37)}{27}} = 0,99$$

$$n = 0,532 \cdot 0,99^2 - 2,13 \cdot 0,99 + 3,13 = 1,55$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 6,1^2 \cdot 0,3}{27^2 \cdot (185 + 37)} = 0,069 \text{ м}.$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,069} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,069}} = 1,2$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,08 \cdot 1 \cdot 1,55 \cdot 1,2 \cdot \sqrt[3]{1}}{27^2 \cdot \sqrt[3]{0,43 \cdot (185 + 37)}} = 0,008 \text{ мг/м}^3$$

При выбранной высоте дымовой трубы $H = 27 \text{ м}^3$, $C_{NO_2} = 0,008 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК_{NO2} = 0,085 мг/м³.

Сточные воды

В котельной предусмотрена система производственной и бытовой канализации, что при нормальном режиме эксплуатации исключает возможность загрязнения почвы или грунтовых вод.

В систему КЗ подаются стоки от котлов, которые при нормальной эксплуатации и плановом выводе оборудования в ремонт не должны иметь температуру выше 45 °С. Стоки системы КЗ от котлов подаются в систему канализации через барботеры и охлаждающие колодцы. Стоки водоподготовки подаются в систему производственной канализации самотеком через систему дренажных каналов и

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

лотков. Для системы хозяйственно-бытовых стоков предусмотрены самостоятельные выпуски в систему городской канализации.

В котельной образуются отходы первого класса опасности (перегоревшие люминесцентные лампы). Помещения для их хранения не предусмотрено, поэтому вывоз для утилизации должен производиться по мере образования. Перед вводом котельной в эксплуатацию должен быть заключен договор на утилизацию отработанных ламп со специализированной организацией.

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>61</i>

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА

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

Аппаратура управления и регулирования котлами размещена в щите ЩАС, установленном непосредственно возле котлов.

В качестве объекта автоматизации рассматривается водогрейный котел КВ-2/95

В настоящем разделе предусматривается теплотехнический контроль, автоматическое управление, автоматика безопасности для автономной газовой котельной АО «Макфа» в г. Кургане. Проектом предусматривается автоматическое регулирование двух водогрейных котлоагрегатов «КВ-2/95», парового котлоагрегата «Logano SHD615» фирмы «Buderus», погодозависимое управление отопительным контуром, автоматическая подпитка системы, автоматика безопасности, автоматическая работа насосов, учет потребляемого топлива и выработанной тепловой энергии сигнализация рабочих и аварийных режимов.

Функциональная схема автоматизации является основным техническим документом, определяющим функциональную структуру и объем автоматизации технологического процесса.

Система автоматизации и контроля должна обеспечивать [12]:

1. технологический контроль, служащий для получения информации о текущих значениях параметров характеризующих технологический процесс;
2. технологическую защиту – предотвращает аварийные ситуации, позволяющие отключить агрегат полностью или перевести на другой режим работы;
3. сигнализацию – службу для привлечения внимания персонала об отклонениях параметров от требуемых значений; бывает световой и звуковой;
4. автоматическую блокировку – взаимосвязь различных агрегатов или участков технологического процесса, которая позволяет при нарушениях состоянии одного из них перевести в другое состояние другой участок или агрегат;
5. автоматическое регулирование – процесс поддержания параметров на заданном значении, либо изменения этого параметра во времени по определенной программе.

Показателем совершенства применяемых систем автоматизации является их самоконтроль, т.е. подача сигнала об аварийном выключении котельной или одного из котлов и автоматическая фиксация причины, вызвавшей аварийное отключение.

Одна из особенностей систем автоматизации газифицированных котельных - полный контроль за безопасностью работы оборудования и агрегатов. Поэтому современные системы автоматизации состоят из приборов и оборудования, обеспечивающих комплексное регулирования режима и безопасность их работы. Осуществление комплексной автоматизации предусматривает сокращение обслуживающего персонала в зависимости от степени автоматизации. Некоторые из

										Лист
										62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.125.13 ПЗ					

применяемых систем автоматики способствуют автоматизации всех технологических процессов в котельных, включая дистанционный режим котлов, что позволяет контролировать работу котельных непосредственно из диспетчерского пункта, при этом персонал полностью выведен из котельных. Однако для диспетчеризации котельных необходима высокая степень надежности работы исполнительных органов и датчиков систем автоматики.

7.1 Автоматизация котельной АО «Макфа» в г. Кургане

Проектом предусматривается автоматизация основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая работу котельной без присутствия дежурного персонала.

Контроль за технологическими параметрами котельной, достижение предельных значений которых может привести к аварии, осуществляется электроконтактными датчиками, датчиками с унифицированным выходом и датчиками-реле. Контроль за остальными параметрами осуществляется местными показывающими приборами.

Организация теплового контроля и выбор приборов произведен в соответствии со следующими принципами:

- параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения установленных режимов, измеряются показывающими приборами;
- параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию, контролируются сигнализирующими приборами;
- параметры, учет которых необходим для хозяйственных расчетов или анализа работы оборудования, контролируются суммирующими приборами.

Для учета тепла, отпускаемого потребителю, в проекте предусмотрена установка теплосчетчика «ЭЛЬФ-03» в комплекте с расходомерами – счетчиками турбинными ВСТ. Учет расхода газа осуществляется комплексом учета природного газа на СГ-16МТ-100 на базе ротационного счетчика RVG-G16 и эл. корректора ТЭКОН-19. Поагрегатный учет природного газа осуществляется газовыми ротационными счетчиками RVG-G100. Для учета расхода топлива, потребляемого котельной предусмотрена установка счетчиков жидкого топлива ВМДи.

В проекте предусмотрен отсечной клапан на общем газопроводе, автоматически прекращающий подачу топлива к горелке котлов при возникновении в котельной:

- пожара;
- аварийной загазованности;
- при отключении электроэнергии.

Для обнаружения недопустимой концентрации метана В воздухе в зоне расположения ГРУ установлен газоанализатор непрерывного действия «Seitron». Газоанализатор метана установить на стене над ГРУ на высоте +1800. выносной датчик установить на стене над ГРУ на высоте 400 мм ниже перекрытия. Газоанализатор монооксида углерода установить на: стене у Входа на Высоте +1500. Под-

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

ключение прибора и установку датчика произвести согласно инструкции завода-изготовителя

При превышении предельно- допустимой концентрации оксида углерода рабочих зонах кроме сигнализации на щите диспетчера, перед входом в котельную загорается табло с надписью «ОПАСНАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ СО». Работоспособность светильника проверяется Выключателем у входа.

Котлы оснащены автоматическими газо-дизельными горелками «Sib Unigas», Италия. Автоматика безопасности горелок обеспечивает прекращение подачи топлива при:

- погасании пламени;
- понижении давления топлива перед горелкой;
- понижении давления воздуха у горелки;
- неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

В схему автоматики безопасности введены защиты котла при нарушении параметров:

- повышении температуры воды на выходе из котла;
- повышении давления воды на выходе из котла;
- повышении давления воды на входе в котел.

Работой водогрейных котлоагрегатов КВ-2/95 управляет система управления в составе «Logomatos 4321» для ведущего котла и «Logomatic 4322» для ведомого. Её функции:

- поддержание заданной температуры котла посредством управления двух ступенчатой горелкой в погодозависимом режиме;
- отключение горелки при достижении предельно допустимых параметров (давление, уровень и температура в котле);
- формирование сигнала аварии на общий щит автоматизации;
- поддержание заданной температуры ГВС на выходе из котельной посредством управления трехходовым клапаном, установленном на греющем контуре теплообменников ГВС;
- регулирование температуры отопительного контура посредством управления трехходовым клапаном в погодозависимом режиме;
- ротация котлов по времени.

Управление и защита насосов осуществлено с помощью логического контроллера «Logo» фирмы «Siemens». На контроллер поступают управляющие и аварийные сигналы. С помощью ключей управления выбирается режим работы насосов: ручной или автоматический. В автоматическом режиме рабочий и резервный насосы переключаются по времени или по аварии одного из них.

Защитные цепи насосов составлены из последовательно включенных контактов тепловой защиты насосов и датчиков сухого хода (реле минимального давления KPI-35 фирмы «Danfoss»).

Также предусмотрена автоматика водоснабжения. водогрейной части. Давление воды перед 1-й ступенью водоподготовки поддерживается регулятором прямого действия Don foss AVD Ду=32. Регулятор настроить на 0,1 МПа. При недос-

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

татке давления сирой вода на входе, включается насосная станция K10 WILO HMP 303 со встроенным прессостатом. Включение насоса настроить на 0,09МПа, включение – на 0,12 МПа.

Статическое давление в котловом контуре поддерживается насосной подпиточной станцией K8 WILO HMP 305 со встроенным прессостатом. Включение насоса настроить на 0,32МПа, включение – на 0,35 МПа.

Сигнализация уровня в подпиточном баке выполнено с помощью прибора САУ М6. При аварийном нижнем уровне происходит блокировка включения подпиточного насоса К8. Сигнал о нижнем уровне выведен на щит сигнализации.

Водоподготовительная установка непрерывного действия управляется, комплектным блоком управления. Его функции: периодическая регенерация фильтров согласно установленной программы.

Аварийная и предупредительная сигнализация в котельном зале исполнена на местном щите автоматизации, щите диспетчера, а также в блоке котловой автоматики на щите автоматизации и сигнализации котельной:

- о наличии напряжения В схемах управления и сигнализации котельной;
- об аварийном срабатывании отсечного клапана;
- о пожаре в котельном зале;
- об аварийной концентрации оксида углерода в воздухе котельного зала;
- об аварии и котлоагрегатов
- об аварии насосов;
- общий сигнал аварии в котельном зале;
- об аварии приточной вентиляции.

Сигнал о возникновении пожара подается с прибора пожарной сигнализации котельного зала.

Текущие и аварийные параметры работа котлов выводятся посредством линии «есо-bus» на компьютер.

Щит диспетчера установлен в комнате оператора. Для подачи звукового сигнала, предусмотрен звонок звуковой сигнал снимается оператором, а световой горит до устранения причина аварийной ситуации.

На щите диспетчера отображается информация:

- об аварийном срабатывании. отсечного клапана;
- о пожаре в котельном зале;
- о несанкционированном входе в котельную;
- аварийной концентрации оксида углерода в воздухе котельного зала;
- аварийной концентрации метана в воздухе котельного зала;
- общий сигнал аварии в котельном зале.

7.2 Построение схемы автоматики

Функциональная схема автоматики предназначена для отображения в виде основных технических решений по оснащению объектов управления приборами и средствами автоматизации. В процессе разработки данной схемы формируется

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

структура созданной системы и функциональные связи между объектом управления и аппаратом, который обеспечивает автоматизацию этого процесса. Функциональная схема представляет собой чертеж, на котором в упрощённом виде изображается технологическая схема автоматизированных установок и средства автоматизации.

При построении схемы автоматики будем руководствоваться развернутым методом. В данном методе каждый прибор или блок, входящий в единый измерительный, регулирующий или управляющий комплект средств автоматизации, на схеме указывается отдельным условным обозначением.

Обозначение приборов на схеме согласно ГОСТ 21.404-85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

Описание функциональной схемы автоматизации котла КВ-2/95

В водогрейных котлах существует три контура регулирования:

1 – топливо – с датчика температуры (позиция 10) сигнал передается в логический контроллер (позиция 16) и с него на клапаны, регулирующие расход топлива (позиция 12,13);

2 – воздух – заслонки на воздуховоде (позиция 14) и газопроводе (позиция 15) управляются логическим контроллером (позиция 16).

3 – разряжение - отсутствует.

Аварийный останов котла при:

- повышении температуры воды на выходе из котла (позиция 10);
- повышении давления теплоносителя (позиция 4);
- понижении давления теплоносителя (позиция 2);
- исчезновении напряжения.

Датчик минимального давления (позиция 2) служит для привлечения внимания при понижении значений давления газа до аварийного минимального значения.

Датчик максимального давления (позиция 4) служит для привлечения внимания при повышении значений давления газа до аварийного максимального значения.

Датчик давления воздуха (позиция 3) служит для привлечения внимания при понижении значений давления воздуха до аварийного минимального значения.

Термостат включения насоса рециркуляции (позиция 9) служит для контроля текущих значений температуры, насос рециркуляции должен обеспечивать поддержание температуры на входе в котел 70С.

Манометр показывающий (позиция 1) необходим для слежения за величиной давления газа при его поступлении в котел.

Защиты по снижению давления газа в горелке, понижению давления воздуха к горелке, погасанию пламени заложены в автоматике горелки.

Состав оборудования представлен в таблице 7.1.

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 7.1 – Перечень оборудования КИПиА

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во
1	PI	Манометр показывающий 0...0,4 МПа	1
2,3	PS	Датчик минимального давления DSA-140	2
4,5	PS	Датчик максимального давления DSA-143	2
6,7	TS	Термостат рабочий	2
8	TS	Термостат аварийный	1
9	TS	Термостат включения насоса	1
10	TE	Датчик температуры	1
11	BE	Датчик пламени	1
12,13		Клапан котловой регулирующий	2
14		Сервопривод заслонки подачи воздуха	1
15		Сервопривод заслонки подачи газа	1
16	TKCA	Контроллер Logomstic	1

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Анализ риска аварий на опасных производственных объектах является частью управления промышленной безопасностью. Анализ риска заключается в систематическом использовании всей доступной информации для идентификации опасностей и оценки риска возможных нежелательных событий.

Объектом анализа являются котельная, площадка узла улавливания конденсата и сети газоснабжения.

Необходимость проведения анализа диктуется пожаровзрывоопасностью указанного объекта.

Целью и задачами анализа риска проектируемого объекта является:

- выявление опасностей и априорная количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, имущество и окружающую природную среду;
- обеспечение информацией для разработки инструкций, технологического регламента и планов ликвидации (локализации) аварийных ситуаций.

8.1 Описание анализируемого производственного объекта

В выпускной квалификационной работе рассматривается паровая часть котельной АО «Макфа» г. Курган, в которой установлено котел Logano, предназначенные для снабжения цеха по изделию макаронной продукции паром на технологические нужды. Расход пара с параметрами 0,6 МПа и 183°С составляет 1250 кг/ч. Котлы работают на природном газе. Кроме того, в котельной установлены два водогрейных котла KB-2/95, насосы «WILCO», атмосферный деаэратор ДА-5 ОАО «БИКЗ», пластинчатые теплообменники «Alfa Laval», охладитель выпара ОВА-2, установки умягчения воды «Pentair Water», трубопроводы с паром и горячей водой, газораспределительное оборудование, рампа с регулятором давления газа и другое вспомогательное оборудование, к которым эксплуатационный и ремонтный персонал имеет непосредственное отношение.

8.2 Описание опасных факторов

Для того чтобы уметь разрабатывать мероприятия по предупреждению опасного влияния производственных факторов необходимо знать основы состав опасных производственных факторов.

Пожароопасные факторы

Проектируемый объект является взрывопожароопасным производством [10]. Опасность проектируемого объекта определяется способностью газа образовывать взрывоопасные смеси с воздухом. Нормативными документами в области пожароопасных факторов являются:

1. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

2. ГОСТ 12.1.044-89 «Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»

В вышеуказанных документах указаны категории помещений и зданий, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, представлены методы оценки риска.

На проектируемых объектах может возникнуть опасность, связанная с разгерметизацией системы с выбросом углеводородов, пожаром, взрывом или иными явлениями, опасными для эксплуатации объекта и ее персонала.

В результате возникновения аварий возможно образование «огненного шара» (например, при полном разрушении аппарата, обьятого пламенем), воспламенение с последующим горением или взрывом парогазового облака топливовоздушной смеси углеводородов.

Основные поражающие факторы аварии – открытое пламя, тепловое излучение и ударная волна. Кроме этого возможно поражение людей осколками оборудования, обломками сооружений и конструкций при их обрушении под действием ударной волны.

Химические факторы

Наиболее вероятными причинами возникновения и развития аварийных ситуаций могут быть следующие [3, 5]:

- коррозионное разрушение оборудования и трубопроводов;
- нарушение регламентированных параметров технологического процесса;
- нарушение техники безопасности при выполнении ремонтных работ;
- негерметичность фланцевых соединений и затвора запорной арматуры;
- механическое разрушение оборудования и трубопроводов.

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» вредные вещества делятся на 4 класса опасности: чрезвычайно опасные, высокоопасные, умеренно-опасные, малоопасные.

Вероятность нарушения регламентированных параметров технологического процесса, которые могут привести к чрезвычайным аварийным ситуациям на площадке котельной, маловероятна при выполнении проектных решений по автоматизации технологических процессов (регулирование параметров, предупредительная и аварийная сигнализация).

Вероятность коррозионного разрушения трубопроводов, выполненных в соответствии с проектом, также мала. Наибольшую опасность представляют механические разрушения трубопроводов, являющиеся результатом наезда техники или производства земляных работ с нарушениями требований безопасности. Для взрыва паро-воздушной смеси внутри оборудования должны быть соблюдены три условия: наличие парогазовой смеси горючих веществ, окисли-

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

теля и источника зажигания. Такая ситуация возможна только при нарушении регламента ремонтных работ.

Серьезная аварийная ситуация, которая может возникнуть, на площадке котельной связана с выбросом газообразных углеводородов, который происходит в результате разрушения газопроводов, при этом образуется облако ТВС. Взрыв облака ТВС приводит к различной степени разрушения трубопроводов, сепаратора, ГРП, оборудования в котельной и самого здания котельной.

При анализе риска имеется ряд неопределенностей (исходных параметров и предложений), которые влияют на результаты анализа риска. Основные источники неопределенностей это:

- «человеческий фактор» (информация по человеческим ошибкам);
- информация по надежности оборудования;
- допущения применяемых моделей аварийного процесса.

Неправильные действия обслуживающего персонала, несоблюдение ими правил и инструкций по эксплуатации, нарушение режима эксплуатации установки, недостаточная профессиональная подготовка могут привести к изменению параметров установки (давления, температуры, уровня) до критического значения, что ведет к созданию аварийной ситуации.

Недостаточная противоаварийная подготовка обслуживающего персонала может привести к увеличению «коллективного риска».

Факторы электробезопасности

В данной работе в качестве поражающих факторов аварий рассматриваются действие ударной волны при взрыве облака ТВС, тепловое излучение и действие избыточного давления в помещении котельной [7, 9].

Время, необходимое для автоматического срабатывания запорно-отключающих устройств принято равным 120 сек, для ручного 300 сек.

Масса веществ, способных участвовать в аварии, определялась исходя из объема оборудования и трубопроводов, питающих данный участок. Оценка осуществляется по ГОСТ 12.1.038-82* ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».

8.3 Мероприятия по уменьшению риска

Для обеспечения безопасной работы производства предусмотрены следующие мероприятия:

1. Аппараты, трубопроводы, арматура выполнены герметичными.
2. Система автоматизации обеспечивает контроль и сигнализацию основных параметров, а также автоматическое отключение при аварийных режимах.
3. Для продувки оборудования перед пуском и остановкой котельной предусмотрена свеча, оборудованная огнепреградителем.
4. На трубопроводах для продувки предусмотрены продувочные свечи.

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

5. Система автоматизации обеспечивает контроль и сигнализацию основных параметров, а также автоматическое отключение котельной при аварийных режимах работы.

6. Установки оснащены датчиками ДВК, обеспечивающими подачу предупреждающего сигнала при концентрации газов 20% от нижнего концентрационного предела.

7. Оборудование снабжено площадками и лестницами для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала и ремонтных рабочих к арматуре и приборам КИП.

8. Трубопроводы сырого газа, углеводородного конденсата и дренажные трубопроводы обогреваются и теплоизолируются.

Анализируя данные расчетов количественных характеристик вредного воздействия источников опасности всех рассматриваемых объектов, можно отметить, что возможные аварии не считаются крупными, поскольку ожидаемые безвозвратные людские потери составляют менее 10 человек.

Исходя из того, что абсолютную безопасность достичь невозможно, необходимо, чтобы обслуживающий персонал владел вопросами безопасности, спецификой решений проблем в аварийных ситуациях, методами локализации аварий, навыками оказания медицинской помощи пострадавшим. Необходимые соблюдение норм безопасности жизнедеятельности приведены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Анализ факторов БЖД котельной

Наименование фактора	Нормы	Факт
Пожароопасный	<ul style="list-style-type: none"> – Газопровод на вводе в котельную оборудуют электромагнитным запорным клапаном; – Оборудование внутреннего пожарного водопровода и пожарного щита; – Разрабатывается план ликвидации аварий; – Инструктажи; – Организация проходов между оборудованием; – Сигнализация; 	Организовано
Химический	<ul style="list-style-type: none"> – Средства защиты (респираторы, противогазы, перчатки); – Естественная и механическая вентиляция; 	Организовано
Электробезопасный	<ul style="list-style-type: none"> – Устройство аварийного освещения, молниезащиты и заземления; – Инструктажи; – Средства защиты (диэлектрическая обувь, перчатки, очки, негорючая одежда); – Сигнализация 	Организовано

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Экономическая часть проекта включает в себя оценку вариантов технических решений и выбора лучшего на основе ряда показателей экономической эффективности. Управленческая часть проекта выполняется для создания структуры реализации проекта.

9.1 Техничко-экономический расчет

В технико-экономическом расчете сравниваются два варианта строительства котельной.

Первый вариант – строительство котельной с установкой парового котла Logano SND615.

Второй вариант – строительство котельной с установкой котла Ivar ВНР5000.

9.1.1 Расчет капитальных затрат на строительство котельной

I вариант – Установка парового котла Logano SND615

Стоимость оборудования и монтажных работ определяется по прейскуранту ООО «Импульс-Урал» и сведена в таблицу 9.1. [52]

Таблица 9.1 – Стоимость оборудования и монтажных работ

Наименование оборудования	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
		Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
Горелка Cib Unigas R93A	2	564,00	170,00	1128,00	340,00
Котел Logano SND615	1	1100,00	250,00	1100,00	250,00
Горелка Cib Unigas P71	1	350,00	80,00	350,00	80,00
Комплект автоматики	1	334,00	280,00	934,00	280,00
Комплект запорно-регулирующей арматуры	1	458,00	137,00	458,00	137,00
Комплект ХВО	1	630,00	189,00	630,00	189,00
ИТОГО:				4600,00	1276,00

Определим остальные составляющие капитальных затрат:

– транспортные расходы на доставку и складирование оборудования (9.1):

$$K_{\partial} = 0,05 \cdot K_{об} \quad (9.1)$$

где $K_{об}$ – итоговая стоимость оборудования, тыс. руб.;

0,05 – расходы на грузовые перевозки 5 % (по данным ООО «Деловые линии»).

$$K_{\partial} = 0,05 \cdot 4600,00 = 230,00 \text{ тыс.руб.}$$

– расходы на проектирование составят 630,00 тыс. руб. (по данным ООО «Южуралкотлопроект»).

Общие капитальные вложения в строительство котельной (9.2):

$$K_1 = K_{об} + K_m + K_{\partial} + K_{пр} \quad (9.2)$$

где K_m – итоговая стоимость монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{пр}$ – стоимость проектных работ, тыс. руб.

$$K_1 = 4600,00 + 1276,00 + 230,00 + 630,00 = 6736,00 \text{ тыс.руб.}$$

II вариант – Установка парового котла Ivar ВНР5000

Стоимость оборудования и монтажных работ определяется по прейскуранту ООО «Импульс-Урал» и сведена в таблицу 9.2. [52]

Таблица 9.2 – Стоимость оборудования и монтажных работ

Наименование оборудования	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
		Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
1	2	3	4	5	6
Горелка Cib Unigas R93A	,2	564,00	170,00	1128,00	340,00
Котел Ivar ВНР5000	1	1738,00	300,00	1738,00	300,00
Горелка Cib Unigas P71	1	350,00	80,00	350,00	80,00
Комплект автоматики	1	334,00	280,00	934,00	280,00

Продолжение таблицы 9.2

1	2	3	4	5	6
Комплект запорно-регулирующей арматуры	1	458,00	137,00	458,00	137,00
Комплект ХВО	1	630,00	189,00	630,00	189,00
ИТОГО:				5238,00	1326,00

Определим остальные составляющие капитальных затрат:

– транспортные расходы на доставку и складирование оборудования:

$$K_0 = 0,05 \cdot 5238,00 = 262,00 \text{ тыс.руб.}$$

– расходы на проектирование составят 630,00 тыс. руб. (по данным ООО «Южуралкотлопроект»).

Общие капитальные вложения в строительство котельной:

$$K_2 = 5238,00 + 1326,00 + 262,00 + 630,00 = 7456,00 \text{ тыс.руб.}$$

9.1.2 Расчет текущих затрат обслуживания котельной

I вариант – Установка парового котла Logano SND615

Годовые затраты на природный газ (9.3):

$$I_T = C_T \cdot B_{год} \quad (9.3)$$

где C_T – тариф на природный газ, руб./м³ ($C_T = 3592$ руб./1000 м³ – по данным ПАО «Новатэк»);

$B_{год}$ – годовой расход газа, млн.м³/год, по расчету главы 4.

$$I_T = \frac{3592 \cdot 1,32 \cdot 10^6}{1000} = 4741,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты всех категорий персонала составит 1635,4 тыс. руб./год (по данным бухгалтерии АО «Макфа»).

Отчисления на социальные нужды (9.4):

$$I_{соц} = H_C \cdot \text{годовой фонд} \quad (9.4)$$

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

где N_C – процент отчислений на социальные нужды, % (34%).

$$I_{соц} = 0,34 \cdot 1635,4 = 452,2 \text{ тыс.руб./год}$$

Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (9.5):

$$I_э = 0,01 \cdot C + 0,1 \cdot K_{об} \quad (9.5)$$

где 0,01 – 1% на содержание и эксплуатацию энергооборудования; [24]

0,1 – 10% на амортизацию энергооборудования; [24]

$K_{об}$ – общая стоимость оборудования всей котельной, тыс.руб.

$$I_э = 0,01 \cdot 4600,0 + 0,1 \cdot 4600,0 = 506,0 \text{ тыс.руб./год}$$

Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (9.6):

$$I_p = 0,0025 \cdot K_{об} \quad (9.6)$$

где 0,0025 – 0,25% на цеховые расходы; [24]

$K_{об}$ – общая стоимость оборудования всей котельной, тыс. руб..

$$I_p = 0,0025 \cdot 4600,0 = 11,5 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие производственные расходы (9.7):

$$I_{пр} = 0,1 \cdot \Sigma I_з \quad (9.7)$$

где 0,1 – 10% на прочие производственные расходы;

$\Sigma I_з$ – сумма зарплат всех категорий персонала, тыс.руб./год.

$$I_{пр} = 0,1 \cdot 1635,4 = 163,5 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма всех затрат (9.8):

$$I_{\Sigma} = \Sigma I_i = I_m + I_з + I_{соц} + I_э + I_p + I_{пр} \quad (9.8)$$

где ΣI_i – сумма всех затрат, тыс.руб./год;

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_1 = 4741,0 + 1635,4 + 452,2 + 506,0 + 11,5 + 163,5 = 7509,6 \text{ тыс.руб./год}$$

Сводная таблица результатов расчетов калькуляции текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной АО «Макфа» при установке котла Logano SND615 представлена в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Сводная таблица результатов расчетов калькуляции текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной при установке котла Logano SND615

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
1. Годовые затраты на природный газ	тыс.руб./год	4741,0
2. Основная и дополнительная зарплата всех категорий персонала	тыс.руб./год	1635,4
3. Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	425,2
4. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт, амортизацию оборудования	тыс.руб./год	506,0
5. Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений	тыс.руб./год	11,5
6. Прочие производственные расходы	тыс.руб./год	163,5
7. Итого затрат	тыс.руб./год	7509,6

II вариант – Установка парового котла Ivar ВНР5000

Годовые затраты на природный газ:

$$I_T = \frac{3592 \cdot 1,42 \cdot 10^6}{1000} = 5100,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт:

$$I_s = 0,01 \cdot 5238,0 + 0,1 \cdot 5238,0 = 576,2 \text{ тыс.руб./год}$$

Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений:

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$I_p = 0,0025 \cdot 5238,0 = 13,1 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма всех затрат:

$$I_2 = 5100,0 + 1635,4 + 452,2 + 576,2 + 13,1 + 163,5 = 7940,4 \text{ тыс.руб./год}$$

Сводная таблица результатов расчетов калькуляции текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной АО «Макфа» при установке котла Ivar ВНР5000 представлена в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Сводная таблица результатов расчетов калькуляции текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной при установке котла Ivar ВНР5000

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
1. Годовые затраты на природный газ	тыс.руб./год	5100,0
2. Основная и дополнительная зарплата всех категорий персонала	тыс.руб./год	1635,4
3. Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	425,2
4. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт, амортизацию оборудования	тыс.руб./год	576,2
5. Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений	тыс.руб./год	13,1
6. Прочие производственные расходы	тыс.руб./год	163,5
7. Итого затрат	тыс.руб./год	7940,4

9.1.3 Расчет экономической эффективности проекта

Приведенные затрат рассчитываем по выражению (9.9):

$$Z_i = E_n K_i + I_i \rightarrow \min \quad (9.9)$$

где Z_i – приведенные затраты, тыс.руб./год;

K_i – единовременные (капитальные) затраты по i -му варианту технического решения, руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год;

I_i – годовые (текущие) затраты по i -му варианту технического решения, руб./год.

I вариант – Установка парового котла Logano SND615

$$Z_1 = 0,15 \cdot 6736,0 + 7509,6 = 8520,00 \text{ тыс.руб./год}$$

II вариант – Установка парового котла Ivar BHP5000

$$Z_2 = 0,15 \cdot 7456,0 + 7940,60 = 9059,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Вывод: на основе сравнения приведенных затрат получили, что I вариант – установка парового котла Logano SND615 экономически выгоднее. Основная экономия приведенных затрат достигается за счет снижения затрат на стоимости приобретаемого оборудования, а также его обслуживания (меньшие расходы на топливо).

9.2 SWOT-анализ вариантов технических решений

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

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

Так как выпускная квалификационная работа посвящена строительству котельной с установкой парового котла, то производится SWOT-анализ для двух вариантов. «Установка парового котла Logano SND615» представлена в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Установка парового котла Logano SND615

Strengths:	Weaknesses:
1) Опыт работы с аналогичным оборудованием; 2) Отсутствие затрат на переобучение персонала; 3) Отсутствие затрат строительство здания;	1) Менее надежная автоматизация оборудования;

Продолжение таблицы 9.5

Opportunities:	Threats:
1) Устойчивый спрос на потребляемую тепловую энергию;	1) Увеличение цен на природный газ;

А для варианта «Установка парового котла Ivar ВНР5000» – в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Установка парового котла Ivar ВНР5000

Strengths:	Weaknesses:
1) Повышение уровня автоматизации производства; 2) Увеличение межремонтного периода; 3) Бесперебойная работа оборудования;	1) Поиск новых поставщиков оборудования; 2) Затраты на переоборудование и цеха КИПиА;
Opportunities:	Threats:
1) Устойчивый спрос на потребляемую тепловую энергию; 2) Существование новых технологий в сфере АСУ ТП;	1) Отсутствие сервисной организации для ремонта оборудования в регионе;

Установка парового котла Logano SND615 является лучшим вариантом так как мы получим больше преимуществ, сможем использовать больше возможностей, но при этом недостатки проекта решаются проведением данного проекта.

9.3 Планирование целей предприятия и проекта

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

В элементах схемы следует приводятся конкретные формулировки целей соответствующие теме выпускной квалификационной работе и выбранному варианту технического решения. Формулировки целей соответствуют принципам SMART, то есть отражают специфику темы работы, измеримость по величине, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по времени. Цели распределяются по уровням управления (между службами предприятия, проектными группами и специалистами) и по направлениям реализации проекта строительства котельной.

На рисунке 9.1 изображено дерево целей [24] проекта строительства котельной АО «Макфа» г. Курган.

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

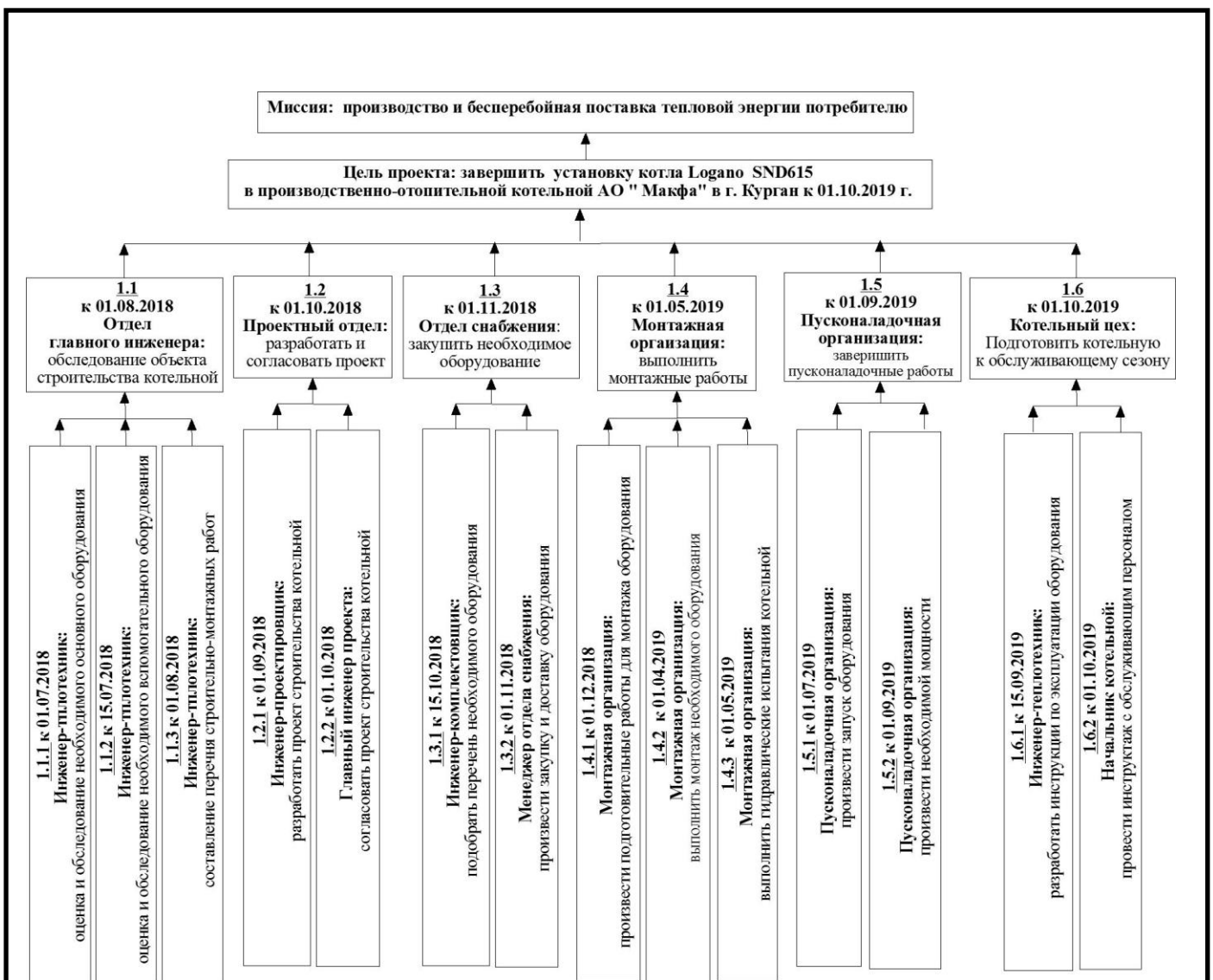


Рисунок 9.1 – Дерево целей проекта

9.4 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)

График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность. График отображен в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – График Ганта

Этап реализации проекта	Исполнитель	Продолжительность этапов с 01.06.2018 по 01.10.2019																
		Июнь 2018	Июль 2018	Август 2018	Сентябрь 2018	Октябрь 2018	Ноябрь 2018	Декабрь 2018	Январь 2019	Февраль 2019	Март 2019	Апрель 2019	Май 2019	Июнь 2019	Июль 2019	Август 2019	Сентябрь 2019	
Оценка и обследование необходимого основного и вспомогательного оборудования	Инженер-теплотехник																	

Продолжение таблицы 9.6

Этап реализации проекта	Исполнитель	Продолжительность этапов с 01.06.2018 по 01.10.2019															
		Июнь 2018	Июль 2018	Август 2018	Сентябрь 2018	Октябрь 2018	Ноябрь 2018	Декабрь 2018	Январь 2019	Февраль 2019	Март 2019	Апрель 2019	Май 2019	Июнь 2019	Июль 2019	Август 2019	Сентябрь 2019
Составление перечня строительно-монтажных работ	Инженер-теплотехник																
Разработка проекта	Инженер-проектировщик																
Согласование проекта	Главный инженер проекта																
Подбор необходимого оборудования	Инженер-комплектовщик																
Закупка и доставка оборудования	Менеджер снабжения																
Монтаж оборудования	Монтажная организация																
Гидравлические испытания																	
Запуск оборудования	Пусконаладочная организация																
Набор необходимой мощности	Пусконаладочная организация																
Подготовка котельной к обслуживающему сезону	Начальник котельной																

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании анализа проделанной работы можно сделать следующие выводы:

1. Строительство котельной АО «Макфа» г. Курган» с установкой парового котла Logano SND615 повысит её надёжность, качество и экономичность её функционирования.
2. Значительно снизятся выбросы вредных веществ в атмосферу, снизятся затраты на оплату выбросов и, как следствие, улучшится экологическая обстановка в посёлке.
3. При выборе основного оборудования для перевода котельной на работу на газообразном топливе, мною рассматривалось оборудование российских и зарубежных фирм.
4. При хороших технических характеристиках импортное котельное и горелочное оборудование отлично совмещается с существующим оборудованием.
5. Выбрано блочное горелочное устройство Cib Unigas R93A для существующих водогрейных котлов, паровой котел Logano SNB615 с горелкой Cib Unigas P71, а также ряд вспомогательного оборудования.
6. Согласно расчету приведенных затрат проект с установкой выбранного оборудования является экономически выгодным вариантом. Разработаны цели и мероприятия по реализации проекта.
7. В проекте произведён расчёт тепловой схемы котельной, водогрейного котла КВ-2/95.

В заключении хочется отметить, что проект показал, что строительство котельной для производственной мощности АО «Макфа» своевременно, экономично и экологически эффективно.

					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;
- 2 Федеральный закон РФ от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса;
- 3 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением;
- 4 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок;
- 5 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- 6 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;
- 7 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. М.: Государственный стандарт СССР, 1991. – 8 с.;
- 8 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. М.: Государственный стандарт СССР, 1981. – 21 с.;
- 9 ГОСТ 12.1.038-82* ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». М.: Издательство стандартов, 2001. – 32 с.
- 10 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: Издательство стандартов, 2015. – 44 с.;
- 11 ГОСТ 31532-2012. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2012. – 64 с.;
- 12 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013. – 28 с.;
- 13 СН 423-71. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительстве. М.: Минрегион России, 2013. – 37 с.;
- 14 СНиП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. М.: Минрегион России, 2012. – 75 с.;
- 15 СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 31 с.;
- 16 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. М.: Минрегион России, 2012. – 113 с.;
- 17 СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М.: Минрегион России, 2012. – 43 с.;

					13.03.01.2018.125.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

- 18 СП 89.13330.2012. Котельные установки. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 38 с.;
- 19 Стандарт НП АВОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения. М.: Москва, АВОК-пресс, 2012. – 24 с.;
- 20 СТО 024947335.4-02-2006. Стандарт организации. Расчет тепловых схем котельных. М.: СантехНИИпроект, 2006. – 84 с.;
- 21 СТО ЮУрГУ 04-2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 57 с.;
- 22 МДК 4-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения. М.: Госстрой России, 2004. – 51 с.;
- 23 МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. М.: Госстрой России, 2004. – 48 с.;
- 24 Алабугин, А.А. Экономика-управленческая часть выпускных квалификационных работ: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2018. – 44 с.;
- 25 Алабугина Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.;
- 26 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. М.: Издательство МЭИ, 2004. – 98 с.;
- 27 Артунян, А.А. Основы энергосбережения / А.А. Артунян. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2007. – 600 с.;
- 28 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.И. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.
- 29 Бухмиров, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности энергосберегающих мероприятий / В.В. Бухмиров, Н.Н. Нурахов, П.Г. Косарев. – М.: Институт качества высшего образования НИТУ «МИСиС», 2014. – 96 с.;
- 30 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И. Грибанов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 22 с.;
- 31 Делягин, Г.Н. Теплогенерирующие установки: учебник для вузов / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков, П.А. Хаванов. – М.: Бастет, 2010. – 624 с.;
- 32 Зайцев, Н.Л. Экономика, организация и управление предприятием: учебное пособие / Н.Л. Зайцев. – М.: Инфра-М, 2008. – 455 с.;
- 33 Камфер, Г.М. Теплотехника: учебник для вузов / Г.М. Камфер, М.Г. Шатров, К.А. Морозов. – М.: Высшая школа, 2009. – 671 с.;
- 34 Кириллов, В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Кириллов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2004. – 67 с.;

- 35 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 327 с.;
- 36 Колесников, А.И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях / А.И. Колесников, Ю.М. Варфоломеев, М.Н. Федоров. – М.: Инфра-М, 2010. – 160 с.;
- 37 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.
- 38 Лумми, А.П. Расчет водогрейного котла / А.П. Лумми, В.А. Мунц. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 41 с.;
- 39 Манюк, В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Манюк, Каплинский Я.И., Хиж Э.Б. – М.: Либроком, 2009 г. – 432с.;
- 40 Палей, Е.Л. Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных / Е.Л. Палей. – СПб.: Питер, 2014. – 144 с.;
- 41 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.;
- 42 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007. – 336 с.;
- 43 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов / Л.Н. Сидельковский, Ю.Б. Юренв. – Издательство Бастет, 2009. – 528 с.;
- 44 Соколов, Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой мощности / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2008, – 64 с.;
- 45 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация оборудования котельных, работающих на твердом топливе: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2010. – 288 с.;
- 46 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.;
- 47 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики / А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 472 с.;
- 48 Фокин, В.М. Энергосбережение в производственных и отопительных котельных / В.М. Фокин. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 288 с.;
- 49 Официальный сайт Oilon – <http://www.oilon.com/main/ru/>;
- 50 Официальный сайт ООО «Каменский завод газоиспользующего оборудования» – <http://www.kzgo.ru>;
- 51 Официальный сайт ООО НПП «ПРОМА» – <http://www.promav.ru>;
- 52 Официальный сайт ООО «Импульс-Урал» – <http://ural-impuls.ru>.

						<i>Лист</i>
					<i>13.03.01.2018.125.13 ПЗ</i>	85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		