

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент  
начальник участка наладки  
и испытаний «Челябоблкоммунэнерго»  
\_\_\_\_\_ Е.И. Адищев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
промышленной теплоэнергетики,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ Г. КОПЕЙСКА  
С ЗАМЕНОЙ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2017.052.14.ПЗ ВКР

Консультант по разделу  
«Экономика и управление»,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ Т.Б. Жиргалова  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор работы,  
студент группы П-479  
\_\_\_\_\_ С.В. Сковородин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## АННОТАЦИЯ

Сковородин С.В. Техническое перевооружение котельной г. Копейска с заменой водогрейных котлов. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2017, 89 с., библиогр. список – 54 наим., 6 листов чертежей ф. А1, 1 лист плаката ф.А1.

В выпускной квалификационной работе предложен вариант модернизации котельной № 1 города Копейска путем замены водогрейных котлов КВ-ГМ-11,63-150 на КВ-ГМ-23,26-150.

Целью работы является обеспечение надежной и эффективной работы котельной № 1 города Копейска.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 9 глав, заключения и библиографического списка. Во введении рассмотрены вопросы энергоэффективности производства, цели и задачи бакалаврской работы. Первая глава посвящена обоснованию темы и актуальности работы. Вторая глава представляет собой обзор литературных источников. В третьей главе приводится сравнение отечественных и зарубежных технологий. Четвертая глава состоит из теплового расчета котла КВ-ГМ-23,26-150 и тепловой схемы котельной. В пятой главе рассмотрены пути энергосбережения. В шестой главе рассмотрены вопросы экологии и выполнен поверочный расчет дымовой трубы. В седьмой главе описаны системы автоматизации. В восьмой главе рассмотрена безопасности труда в котельной. Девятая глава посвящена экономическим аспектам работы. В заключении представлены развернутые выводы по теме работы.

Графическая часть работы включает в себя 6 листов формата А1: план котельной № 1 города Коркино, продольный разрез котла на КВ-ГМ-23,26-150, функциональную схему автоматики, тепловую схему котельной № 1 города Копейска, плакат по экономической части работы.

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил</i>	<i>Сковородин С.В.</i>				<i>Техническое перевооружение котельной г. Копейска с заменой водогрейных котлов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Жиргалова Т.Б.</i>					<i>ВКР</i>	<i>3</i>	<i>89</i>
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>					<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>					<i>Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ Г. КОПЕЙСКА С ЗАМЕНОЙ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ И ЕЕ АКТУАЛЬНОСТЬ.....	
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ.....	11
4 ЗАМЕНА КОТЛОВ КВ-ГМ-11,63-150 НА КВ-ГМ-23,26-150.....	15
4.1 Расчёт объёмов воздуха и продуктов сгорания.....	15
4.2 Расчёт энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	17
4.3 Тепловой расчет котельного агрегата КВГМ-23,26-150.....	26
4.3.1 Определение коэффициента полезного действия и расхода топлива котла.....	26
4.3.2 Тепловой расчет топочной камеры.....	32
4.3.3 Расчет конвективного пучка котла.....	39
4.3.4 Проверка теплового баланса.....	45
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	46
5.1 Разработка мероприятий по обеспечению энергосбережения.....	47
6 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	58
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	64
7.1 Расчет дымовой трубы котельной.....	65
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	72
8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при работе с водогрейным котлом.....	
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	76
9.1 Расчет капитальных и текущих затрат.....	76
9.2 Расчет стоимости единицы теплоты 1 Гкал.....	78
9.3 Расчет срока окупаемости проекта.....	79
9.4 SWOT-анализ проектных решений.....	81
9.5 Оценка движущих и сдерживающих сил ресурсов.....	82
9.6 Планирование целей отопительной котельной в дереве целей.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	85

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

## ВВЕДЕНИЕ

Историческое и социальное развитие общества неизбежно приводит к созданию социумов, укрупнению и концентрации людских сообществ. Формирование и рост городов наиболее очевиден в последние столетия. И в этой связи, неизбежно происходит концентрация ресурсо - и энергопотребления, централизация и рост производственных мощностей, и, как следствие, рост потребности в потребляемых энергоресурсах.

Особое место в процессе организации комфортных условий существования определено для систем теплоснабжения, создание которых в любом случае, как централизованной по принципу выработки теплоты, так и децентрализованной, базируется на системах централизованной поставки энергоносителя (будь то газопроводная сеть, электрическая сеть или централизованная поставка жидкого, твердого топлива).

Суть проблемы здесь состоит в месте выработки и способе распределения теплоносителя нужных параметров в требуемых количествах.

Одним из приоритетов энергетической стратегии России на период до 2020 года, утвержденной Правительством РФ, является снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет рационализации их потребления и применения энергосберегающих технологий и оборудования.

Развитие рыночных отношений в России коренным образом меняет принципиальные подходы к выработке и потреблению всех видов энергии. В условиях постоянного роста цен на энергоресурсы и их неизбежного сближения с мировыми ценами проблема энергосбережения становится по настоящему актуальной, во многом определяющей будущее отечественной экономике.

Вопросы разработки энергосберегающих технологий и оборудования всегда занимали значительное место в теоретических и прикладных исследованиях наших учёных и инженеров, но на практике в энергетике передовые технические решения внедрялись недостаточно активно.

Исходя из этого, можно достоверно утверждать, что тематика организации оптимальной работы объектов теплоснабжения является в высшей степени актуальной.

Среди факторов, увеличивающих расход топлива в котельных можно выделить:

- физический и моральный износ котельных установок;
- отсутствие или плохую работу системы автоматики;
- несвоевременную наладку теплового режима котлов;
- образование отложений на поверхностях нагрева;

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- плохую теплоизоляцию;
- неоптимальную тепловую схему;
- неплотности газопроводов.

Повышение эффективности работы котельных может быть достигнуто следующими мероприятиями:

- применение более современного и экономичного оборудования с высоким КПД;
- применение высокоэффективного тепловосприятия поверхностей нагрева (труб с малыми диаметрами, продольным и поперечным оребрениями, турбулизаторами газовой среды);
- разработка и освоение высокоэффективных способов очистки поверхностей нагрева от наружных отложений технологического уноса (акустическая, инфразвуковая ударно-волновая);
- расширение применения труб с покрытием поверхностного слоя элементами, надежно работающими в условиях воздействия коррозионно-эрозионных сред;
- применение систем автоматического проектирования;

Тема настоящей выпускной квалификационной работы – «Проект технического перевооружения котельной с заменой водогрейных котлов».

Объект исследования данной работы – районная котельная города Коркино Челябинской области.

Цель работы состоит в организации оптимального с точки зрения финансовых затрат и полученных результатов проекта технического перевооружения котельной с заменой водогрейных котлов.

Для достижения указанной цели выпускной квалификационной работы необходимо разрешение следующих задач:

- анализ объекта исследования, расчёт тепловой нагрузки района обслуживания котельной;
- обоснование необходимости технического перевооружения котельной;
- анализ теоретической базы исследования и литературных источников;
- исследование эффективности работы действующих водогрейных котлов;
- поиск аналогов для замены действующих водогрейных котлов;
- разработка мероприятий по обеспечению энергосбережения;
- внедрение систем автоматизации работы котельной;
- расчет технико–экономических показателей проекта;
- обеспечения безопасности жизнедеятельности сотрудников и экологичности проекта.

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы предполагается изучить большой объем теоретического материала, получить практические навыки в области проектирования объектов теплоснабжения, которые будут необходимы в процессе дальнейшей трудовой деятельности по специальности.

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

# 1 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРВООРУЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ ГОРОДА КОПЕЙСКА С ЗАМЕНОЙ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

В настоящей выпускной квалификационной работе исследуется микрорайон города Копейска Челябинской области. В микрорайоне функционирует районная котельная, на которой используется водогрейные котлы КВ-ГМ-11,63-150.

Данные водогрейные котлы предназначены для получения горячей воды с температурой 150°C, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей. Топочная камера, имеющая горизонтальную компоновку, экранирована трубами Ø60x3мм с шагом 64 мм., входящими в коллекторы Ø219x10 мм. Конфигурация камеры в поперечном разрезе имеет профиль железнодорожного габарита. Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной, полностью экранированной шахте и набирается из U-образных шпирм из труб Ø28x3мм с шагом S1=64мм и S2=40 мм. Для обоснования необходимости технического перевооружения исследуемой котельной, необходимо произвести расчет тепловой нагрузки района [11].

Для расчета тепловой нагрузки района необходимы климатические сведения по городу Копейску. Они приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические параметры холодного периода года

Город	Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	Средняя месячная температура наиболее холодного месяца, °С	Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха			
			<8°C		<10°C	
			Продолжительность	Средняя температура	Продолжительность	Средняя температура
1	2	3	4	5	6	7
Коркино	-31	-14,8	202	-6,3	215	-5,4

Расчет будет производиться по нормативным укрупненным формулам согласно СНиП 41-02-2003.

Максимальный тепловой поток на отопление жилых зданий (1.1):

$$Q_{ож}^3 = q \cdot F \cdot 10^{-6} \text{ МВт/час}, \quad (1.1)$$

где  $q$  – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на  $1\text{ м}^2$  общей площади. Этажность зданий составляет 5 этажей и более;

$F$  – жилая площадь,  $\text{м}^2$ .

С учетом двух новых домов, сданных в эксплуатацию в 2016 г, жилая площадь исследуемого района составила  $179200 \text{ м}^2$ . Рассчитаем максимальный тепловой поток по формуле (1.1).

$$Q_{ож}^3 = 80 \cdot 179200 \cdot 10^{-6} = 14,4 \text{ МВт/час}$$

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение жилых зданий (1.2):

$$Q_{ср ГВ}^3 = \frac{1,2 N_{жс} (a + в) \cdot (55 - t_x^3)}{n_c} C_v$$

где  $N_{ж}$  – число жителей в исследуемом районе;

$a$  – норма расхода горячей воды на одного жителя, л/сут, в соответствии со СНиП 2.04.01- 85;

$n_c$  – длительность подачи теплоты. Организуем круглосуточную подачу, то есть  $n_c = 24 \text{ часа} \cdot 60 \text{ мин} \cdot 60 \text{ сек} = 86400 \text{ с/сут}$ ;

$в$  – норма расхода горячей воды, потребляемой в общественных зданиях при температуре  $55^\circ\text{C}$ , принимаемой в размере  $25 \text{ л/сут}$  на одного человека или по укрупненному показателю среднего теплового потока на горячее водоснабжение на одного человека  $q_{ГВ}$ , Вт/чел;

$t_x^3$  – температура холодной воды,  $^\circ\text{C}$ , при отсутствии данных принимаем равной  $5^\circ\text{C}$ ;

Тогда тепловые нагрузки на систему горячего водоснабжения, в соответствии с формулой (1.2):

$$Q_{ср ГВ}^3 = \frac{1,2 \cdot 10500 \cdot (105 + 25) \cdot (55 - 5)}{86400} \cdot 4200 = 3,9 \text{ МВт/час}$$

Тепловые нагрузки по району при расчетной температуре (1.3):

$$Q_{общ}^3 = Q_{ож}^3 + Q_{ср ГВ}^3 \quad (1.3)$$

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					



Получим, по формуле (1.3):

$$Q_{\text{общ}}^3 = 14,4 + 3,9 = 18,3 \frac{\text{МВт}}{\text{час}}$$

После расчета тепловой нагрузки района, выявлено, что после ввода в эксплуатацию двух новых многоквартирных домов, тепловая нагрузка микрорайона увеличилась до 18,3 МВт. Мощности эксплуатируемых котлов КВ-ГМ-11,63-150 не достаточно для полноценного обеспечения потребностей микрорайона. Именно поэтому решено произвести модернизацию районной котельной по средствам замены водогрейного котла.

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Рассмотрим основные, наиболее важные нормативные аспекты проектирования и реконструкции котельных.

Разработку проектов новых, а также реконструкцию действующих котельных необходимо осуществлять в соответствии с рабочими схемами теплоснабжения.

В случае отсутствия утвержденных схем теплоснабжения разработка проектов котельных возможна на основе соответствующих технико-экономических обоснований, которые согласованы в установленном порядке.

Вид используемого топлива для котельных установок определяется при согласовании с топливосодержащими организациями.

Стоит отметить, что применение твердого либо жидкого видов топлива на крышных котельных не возможно.

Котельные относительно назначения классифицируются на:

- отопительные, выполняют функцию обеспечения теплом систем отопления, горячего водоснабжения, вентиляции;

- отопительно-производственные, выполняют функцию обеспечения теплом систем отопления, горячего водоснабжения, вентиляции для технологического теплоснабжения;

- производственные, предназначены только для технологического снабжения.

Относительно размещения котельные классифицируются на:

- отдельностоящие;

- пристроенные к каким-либо зданиям иного назначения;

- встроенные в здания иного назначения, независимо от этажей размещения;

- расположенные на крышах;

- отопительно – производственные, выполняют функцию обеспечения теплом систем отопления, горячего водоснабжения.

В производственных зданиях промышленных предприятий возможно проектирование встроенных, пристроенных, а также крышных котельных. Для котельных, которые пристроены к зданиям, общая производительность используемых котлов, производительность каждого котла, а так же параметры теплоносителя не стандартизируются. Котельные, в данном случае, должны находиться у стен, расстояние от стены котельной до ближайшего проема не должно быть меньше 2 м по горизонтали, а расстояние от перекрытия котельной до ближайшего проема по вертикали – не менее 8 м. Для котельных, которые встроены в производственные здания, в случае применения котлов с параметрами давления до 1,7 кгс/см<sup>2</sup> и температурой воды до 115° С.

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ				

Производительность водогрейных котлов с параметрами давления пара более  $1,7 \text{ кгс/см}^2$ , а также температурой воды более  $115^\circ\text{C}$ , не должна быть больше величин, которые установлены «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, утвержденными Госгортехнадзором России».

Котельные, расположенные на крышах производственных зданий, возможно проектировать с использованием котлов с параметрами давления пара до  $0,07 \text{ Мпа}$ , а также температурой воды до  $115^\circ \text{C}$ .

Тепловая мощность данных котельных, при этом, не может превышать потребностей в теплоте для данного здания, теплоснабжение которого она обеспечивает, но не более  $5 \text{ МВт}$ .

Не допускается размещение крышных котельных над производственными или складскими помещениями категорий А и Б по взрывопожарной опасности.

Размещение котельных, которые встроены в многоквартирные жилые дома, не допускается.

Для жилых домов допускается применение пристроенных, а так же крышных котельных.

Данные котельные разрешено проектировать с использованием водогрейных котлов с параметрами температуры воды до  $115^\circ \text{C}$ . Тепловая мощность данных котельных, при этом, не может превышать потребностей в теплоте для данного здания, теплоснабжение которого она обеспечивает, но не более  $3 \text{ МВт}$ .

Не разрешается разработка проектов пристроенных котельных, которые непосредственно примыкают к жилым домам со стороны входных подъездов, а так же участков стен с расположенными на них оконными проемами, где при этом расстояние от стены котельной до ближнего окна жилого дома по горизонтали меньше  $4 \text{ м}$ , а расстояние от перекрытия котельной до ближнего окна жилого дома по вертикали – менее  $8 \text{ м}$ .

Не разрешено размещать крышные котельные на перекрытиях жилых домов (перекрытие жилого дома не может являться основанием для пола котельной) и смежно с жилыми домами.

В котельных, которые располагаются в подвалах, не разрешается размещать котельные агрегаты, работающие на газовом и жидком видах топлива с параметрами температуры вспышки паров менее  $45^\circ\text{C}$ .

Тепловая мощность котельных, не может превышать потребностей в теплоте для данного здания, теплоснабжение которого она обеспечивает, кроме этого, тепловая мощность котельных не должна быть больше:

- $3 \text{ МВт}$ , для крышных котельных; для встроенных котельных с котлами, работающими на жидком и газообразном видах топлива;

- 1,5МВт, для встроенных котельных с котельными агрегатами, работающими на твердом топливе.

Тепловая мощность пристроенных котельных не регламентируется. Не допускается размещать пристроенные котельные со стороны главного фасада здания. Минимальное расстояние от стены котельной до ближайшего окна здания должно быть не менее 4 м по горизонтали.

От покрытия котельной до ближайшего окна по вертикали, не менее 8 м. Данный вид котельных не допускается размещать смежно помещениям зданий с одновременным пребыванием в них более 50 человек. Не разрешается проектировать крышные, встроенные и пристроенные котельные к зданиям детских сдов и школ, корпусам больниц, санаториев, поликлиник, а также учреждениям отдыха.

Потребители тепла относительно надежности теплоснабжения классифицируются на:

- потребителей первой категории – это потребители, нарушение снабжения которых напрямую связано с опасностью для жизни людей либо с значительным материальным ущербом (массовый брак продукции, повреждение технологического оборудования и так далее);

- потребителей второй категории – иные потребители.

Котельные относительно надежности отпуска тепла потребителям классифицируются на:

- котельные первой категории, являющиеся единственным источником тепла, а так же обеспечивающие потребителей, относящихся к первой категории и не имеющих резервных источников тепла;

- котельные второй категории, иные котельные.

- Тепловые нагрузки при проведении расчетов и выборе оборудования котельных необходимо определять для трех характерных режимов:

- Максимально – зимний режим, средняя температура наружного воздуха в самую холодную пятидневку;

- наиболее холодного месяца, средняя температура воздуха в наиболее холодный месяц;

- летний режим, расчетная температура воздуха теплого периода.

Для организации теплоснабжения зданий, которые имеют дежурное отопление либо в работе систем отопления которых разрешены перерывы, необходимо предусмотреть возможность работы оборудования в случае возникновения данных условий.

Расчетную производительность котельных определяют через суммарный расход тепла на отопление при максимально-зимнем режиме, расчетном расходе тепла на

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

горячее водоснабжение, определяемом в соответствии с нормами и правилами проектирования горячего водоснабжения, и расчетных расходах тепла на технологические нужды. В процессе определения расчетной производительности котельных необходимо учитывать расходы на собственные нужды котельной, а так же потери в котельной и тепловых сетях. Количество и единичную производительность котлоагрегатов, устанавливаемых в котельной, следует выбирать по расчетной производительности котельной, проверяя режим работы котлоагрегатов для теплого периода года; при этом в случае выхода из строя наибольшего по производительности котла в котельных первой категории оставшиеся должны обеспечивать отпуск тепла потребителям первой категории:

- на технологическое теплоснабжение и системы вентиляции – в количестве, определяемом минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха);

- на отопление и горячее водоснабжение, в количестве, определяемом режимом наиболее холодного месяца.

В случае выхода из строя одного котла независимо от категории котельной количество тепла, отпускаемого потребителям второй категории не нормируется.

В котельных необходимо предусматривать установку не менее двух котельных агрегатов, кроме производственных котельных второй категории. в последних допускается использование одного котла.

В проектах котельных рекомендуется принимать заводские, типовые компоновки котельных агрегатов, а так же вспомогательного оборудования. При проектировании котельных необходимо предусматривать: котлы, воздухоподогреватели, экономайзеры, золоуловители, а так же иное оборудование в блочном исполнении повышенной готовности;

- монтаж укрупненных блоков трубопроводов, а также газозухопроводов;
- укрупнение групп связанного между собой вспомогательного технологического оборудования по средствам установки его в транспортабельные блоки.

При разработке встроенных, крышных и пристроенных котельных необходимо предусматривать котлы полной готовности с системами автоматизации.

Технологические схемы и компоновка технологического оборудования котельных должны гарантировать:

- механизацию и автоматизацию проводимых технологических процессов, удобство и безопасность при обслуживании оборудования;
- минимизацию длины коммуникации;
- оптимизацию условий для производства ремонтных работ;

						<i>лист</i>
					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

• организацию въезда в помещение котельных напольного транспорта (электрокаров, погрузчиков) с целью транспортирования различного оборудования в процессе производства ремонтных работ.

Процессы автоматизации котельных должны обеспечивать безопасную эксплуатацию котлоагрегатов без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

В проектируемых котельных следует предусматривать ремонтные отделения либо помещения, предназначенные для организации текущих ремонтных и регулировочных работ. При этом необходимо учитывать производства работ по ремонту оборудования, осуществляемого промышленными предприятиями либо специализированными организациями.

Категорию производства по взрывной, пожарной и взрывопожарной опасности, а так же степень огнестойкости здания котельной необходимо принимать в соответствии с Нормами противопожарной безопасности НПБ 105 – 95. Состояние отечественного рынка котельного оборудования определяется в первую очередь жесткой внутрироссийской конкуренцией заводов-изготовителей, обусловленной наличием созданных еще во времена СССР огромных производственных мощностей.

Так, к примеру, мощности одного только Бийского котельного завода превышают производственные возможности всех европейских котлостроительных предприятий, вместе взятых. Отметим, что сейчас котельная промышленность России – одна из самых больших отраслей энергетической промышленности страны: у нас более двадцати крупных котельных заводов. Основные отечественные производители котлов для строительства новых энергоблоков – это компании «ЗиО-Подольск» (входит в холдинг «Атомэнергомаш») и «ЭМАльянс», включающая таганрогский завод «Красный котельщик» (входит в концерн «Силовые машины»).

Как отмечают специалисты, именно рынок толкает производителей котлов на постоянное развитие, поскольку заказчики требуют все более современного оборудования, большей автоматизации, повышения надежности и экологических показателей.

Настоящая выпускная квалификационная работа выполнена согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года, а также «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года.

Энергетическая стратегия России формирует новые ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный концепцией долгосрочного

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ				

социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г.

Главной целью энергетической программы Челябинской области является обеспечение промышленного и аграрного комплекса энергоносителями по ценам, приемлемым с точки зрения конкурентоспособности местной продукции на федеральном рынке, создание условий для динамического развития региона и снижение нагрузки на природную среду.

Для достижения этой цели необходимы активная политика энергосбережения, реконструкция действующих объектов теплоснабжения, использование новых перспективных энергетических технологий, максимальное вовлечение в топливный цикл местных ресурсов и дешевых ресурсов соседних регионов.

В процессе разработки проекта технического перевооружения исследуемой котельной была использована следующие нормативно – справочные документы:

- ГОСТ 27322-87 Энергобаланс промышленного предприятия;
- ГОСТ Р 54405-2011 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа;
- СП 89.13330.2012 Котельные установки.

Основным нормативным документом, используемым при разработке рекомендаций по энергосбережению, является Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен согласно методики, изложенной в книге Н.В. Кузнецова «Тепловой расчет котельных агрегатов».

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

При разработке вопросов безопасности жизнедеятельности использовались следующие нормативные документы:

- ГОСТ 12.0.003-80 Опасные и вредные производственные факторы;
- ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;
- ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;
- СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям;
- ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов и другие.

### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

После проведения оценки эффективности работы эксплуатируемого водогрейного котла исследуемой районной котельной и расчета тепловой нагрузки района проектирования, принято решение о его замене.

Необходимо подобрать аналог для замены котлоагрегата.

Несомненно, рынок отопительного оборудования, в настоящее время, предлагает большой ассортимент водогрейных котлов отечественного и зарубежного производства. Стоит отметить, что отечественное отопительное оборудование, по производительности и качеству не уступают зарубежным аналогам и могут работать 10-летиями. Цена на отечественные котлы выгодно отличается от стоимости на аналогичную продукцию зарубежных производителей.

Водогрейные котлы могут работать на любом типе топлива, будь то природный газ, печное топливо, твердое топливо, такие как каменный уголь или торфобрикеты.

Каждый выбирает отопительное оборудование исходя из потребностей своего региона. В европейской части РФ большую популярность приобрели газовые водогрейные котлы, такие как ВК-21, КСВа-1.0 Гн, КСВ-0,3 Гн, КВ-ГМ, так как подача газа непрерывна и использование газовых автоматизированных котлов более практично. Дешевизна природного газа, а также высокий КПД водогрейных газовых котлов, сделали их наиболее популярными в европейской части. Также газовые автоматизированные котлы очень просты в обслуживании, так как они оборудуются автоматическим газовыми горелками, и автоматикой безопасности.

В удаленных регионах страны, особенно в регионах с богатыми месторождениями каменного или бурого угля большую популярность приобрели водогрейные твердотопливные котлы. Твердотопливные котлы КСВ-0,63, КСВ-0,3 и другие широко применяются для теплоснабжения промышленных и иных объектов. Однако твердотопливные котлы имеют и ряд недостатков. Обслуживать их гораздо сложнее, так как их нельзя оборудовать автоматикой. Всегда требуется наличие оператора котельной для заправки топливом, а также для очистки топки от сгоревшего шлака. В качестве топлива можно применять каменный или бурый уголь, торфобрикеты, отходы деревообработки, деревянные поленья. Большая топка позволяет загружать значительное количество топлива за один раз.

Основными лидерами по продаже котлов среди зарубежных фирм являются немецкие фирмы «Buderus» и «Viessmann» финская фирма «Noviter». Как правило на предприятиях проектируются котельные для котлов фирмы или привозятся и

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2017.052.14 ПЗ



монтируются на местах модульные котельные полной заводской готовности, работающие без постоянного надзора обслуживающим персоналом.

Одна из наиболее распространенных иностранных фирм-производителей на рынке водогрейных котлов большой мощности – компания «Viessmann» (Германия). Наиболее мощный водогрейный котел данной компании – Vitomax 200-LW-D.

Проанализируем технические характеристики данного водогрейного котла и сравним их с характеристиками котлов отечественного производства.

Технические характеристики водогрейного котла Vitomax 200-LWD приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики водогрейного котла Vitomax 200-LWD

Параметр	Значение
1	2
Номинальная теплопроизводительность, МВт	19,5
Номинальная тепловая нагрузка, МВт	21,20
Маркировка CE	
При температуре подачи до 110 °С	CE-0085 согласно директиве по газовым приборам
При температуре подачи до 120 °С	CE-0035 согласно директиве по аппаратам, работающим под давлением (до мощности котла макс. 16,5 МВт)
Допуст. рабочее давление, бар	6 или 10
Аэродинамическое сопротивление, Па (мБар)	1750 (17,5)
Транспортные габаритные размеры	
Общая длина, м	9,6
Общая ширина, м	3,5
Общая высота, м	4,0
Фундамент	
Длина, мм	5,4
Ширина, мм	3,0

Продолжение таблицы 3.1

Общая масса водогрейного котла с теплоизоляцией для допустимого рабочего давления	
1	2
– 6 бар, кг	39500
– 10 бар, кг	46500
Подключения подающей и обратной магистрали, PN 16 DN	400
Подключение аварийной линии (предохранительный патрубок) для допустимого рабочего давления	
– 6 бар, PN 16 DN	2 x 100
– 10 бар, PN 16 DN	125
Вентиль опорожнения, PN 16 DN	50
Параметры уходящих газов	
Температура (при температуре котловой воды 80/60 °С)	
- при номинальной тепловой мощности, °С	185
- при частичной нагрузке, °С	130
Массовый расход	
- при номинальной тепловой мощности, кг/ч	32540
- при частичной нагрузке, кг/ч	16270
Требуемый напор, Па/мбар	0
Патрубок присоединения дымохода, Ø мм	1100
Объем газа (Камера сгорания и газоходы), м <sup>3</sup>	34,60

К сравнению предлагается водогрейный котел отечественного производства КВ-ГМ-23,26-150. Рассмотрим его технические характеристики.

Таблица 3.2 – Технические характеристики водогрейного котла КВ-ГМ-23,26-150

Технические характеристики	КВ-ГМ-23,26-150
1	2
Теплопроизводительность номинальная, МВт	23,26

Продолжение таблицы 3.2

1	2
Вид топлива:	газ/мазут
Расчетное (избыточное) давление воды на входе в котел, МПа	2,5
Минимальное (абсолютное) давление воды на выходе из котла, МПа	1,0
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	150
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,25
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	20-100
Масса котла расчетная, кг.	57600
Масса металла котла, кг (ГИО/дробеочистка).	26000/25100
Расход воды, т/ч.	247
Расход топлива, м <sup>3</sup> /ч-газ/кг/ч-мазут	2580/2450
Средняя наработка на отказ, не менее	5000
Полный назначенный срок службы котла, лет, не более	20 лет или 100 000 часов
КПД котла, %, не менее, газ/мазут	92,3/91,0
Удельный выброс СО, мг/м <sup>3</sup> , не более, газ/мазут	0
Эквивалентный уровень шума в зоне обслуживания, ДБа, не более	80
Температура наружной (изолированной) поверхности нагрева котла, не более, °С	55
Суммарное аэродинамическое сопротивление, мм.вод.ст, газ/мазут	57/60
Температура уходящих газов, °С, газ/мазут	190/242

Коэффициент полезного действия котла КВ-ГМ-23,26-150 составляет 92,3 %.  
Цена данного котлоагрегата – 6270000 р.

Проанализировав технические характеристики сравниваемых котлоагрегатов, можно отметить, что данные водогрейные котлы схожи в основной массе технических характеристик.

КПД котла КВ-ГМ-23,26-150 немного выше, чем у Vitomax 200-LW-D. Номинальная теплопроизводительность иностранного котла ниже – 19,5 МВт против 23,26 МВт у отечественного. Показателя в 19,25 МВт не достаточно, что бы покрыть тепловую нагрузку района проектирования.

Так же к преимуществу отечественного котла для настоящего проекта стоит отнести и то, что он имеет единый профиль с используемым ранее котлом КВ-ГМ-11,63-150 и отличается от него лишь глубиной топочной камеры и конвективной шахты. Техническое обслуживание и ремонт котла КВ-ГМ-23,26-150 так же производится аналогично котлу КВ-ГМ-11,63-150, поэтому техническому персоналу не придется проходить специальное обучение для освоения нового котельного агрегата. Это позволит сэкономить финансовые средства на проекте.

Кроме всего прочего, отечественный котел значительно дешевле иностранного аналога, как в цене, так и в техническом обслуживании.

После проведенного анализа рынка котлоагрегатов, принято решение использовать водогрейный котел КВ-ГМ-23,26-150 теплопроизводительностью 23,26 МВт.

Стоит отметить, что рассчитанное значение тепловой нагрузки района меньше номинальной теплопроизводительности предлагаемого к установке водогрейного котла КВ-ГМ-23,26-150 (его номинальная теплопроизводительность – 23,26 МВт/час). Из этого следует, что предлагаемый котел будет справляться с покрытием тепловой нагрузки исследуемого района города Коркино.

Используемые котлы КВ-ГМ-11,63-150 по параметру номинальной производительности (11,63 МВт/час) не удовлетворяют требованиям тепловой нагрузки района после ввода в эксплуатацию двух новых десятиэтажных домов.

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ				

## 4 ЗАМЕНА КОТЛОВ КВ-ГМ-11,63-150 НА КВ-ГМ-23,26-150

Котел КВ-ГМ-23,26-150 имеет единый профиль с используемым ранее котлом КВ-ГМ-11,63-150 и отличается от него лишь глубиной топочной камеры и конвективной шахты, поэтому технически произвести замену в достаточной степени просто.

Перед заменой необходимо произвести проверочный тепловой расчет выбранного котельного агрегата, чтобы удостовериться в обеспечении безопасности при его функционировании. Данный расчет приведен ниже.

### 4.1 Расчет объемов и энтальпий продуктов сгорания

В качестве основного вида топлива на исследуемой котельной используется природный газ.

Характеристику природного газа, поступающего в г. Коркино принимаем по данным ПАО «Газпром».

Состав природного газа в % по объему, приводим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Состав природного газа в % по объему

Метан CH <sub>4</sub>	Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Азот N <sub>2</sub>	Диоксид углерода CO <sub>2</sub>	Кислород O <sub>2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
97,786	0,978	0,277	0,092	0,012	0,80	0,038	0,008

Плотность топлива при нормальных условиях:  $\rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$ .

В процессе теплового расчета водогрейного котла определяются теоретический и действительный объем воздуха, а так же продуктов сгорания.

Теоретический объем воздуха, который необходим для сгорания топлива в процессе сжигания газа при  $\alpha = 1$  определяется по формуле (4.1):

$$V^o = 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.1)$$

где  $n$  – число атомов водорода;

$m$  – число атомов углерода.

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

Определим теоретический объем продуктов сгорания по формуле (4.1):

$$V^o = 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot 0 + 0,5 \cdot 0 + 1,5 \cdot 0 + \left( 1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 97,785 + \left( 2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 0,979 + \left( 3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,278 + \left( 4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,091 + \left( 5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,011 - 0,013 \right] = 9,571 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем водяного пара (4.2):

$$V_{H_2O}^o = 0,01 \cdot \left[ H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.мл.} \right] + 0,0161 \cdot V^o, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.2)$$

где  $d_{г.тл.}$  – влагосодержание в газообразном топливе, отнесенное к  $1 \text{ м}^3$  сухого газа,  $\text{г}/\text{м}^3$ ; принимается  $d_{г.тл.} = 10 \text{ г}/\text{м}^3$  (4.3).

$$V_{H_2O}^o = 0,01 \left[ 0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot 97,785 + \frac{6}{2} \cdot 0,979 + \frac{8}{2} \cdot 0,278 + \frac{10}{2} \cdot 0,091 + \frac{12}{2} \cdot 0,011 + 0,124 \cdot 10 \right] + 0,0161 \cdot 9,571 = 2,168, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.3)$$

Теоретический объем содержания азота в продуктах сгорания (4.4):

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot V^o + \frac{N_2}{100}, \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot 9,571 + \frac{0,81}{100} = 7,569 \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.4)$$

– теоретический объем содержания трехатомных газов в продуктах сгорания (4.5):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n], \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.5)$$

– общий теоретический объем продуктов сгорания (4.6):

$$V_z^o = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}^o, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.6)$$

$$V_z^o = 1,01 + 7,569 + 2,168 = 10,747 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ	
						лист

Действительный объем продуктов сгорания рассчитывается с учетом коэффициента избытка воздуха в топке  $\alpha_T$ , а так же объема присосов воздуха по газоходам котельных агрегатов. Величина коэффициента избытка воздуха на выходе из топки принимается для камерной топки при сжигании газа - 1,05 [1], величина присоса воздуха  $\Delta\alpha_T$  в газоходах котлоагрегата при номинальной нагрузке принимается равной:

- конвективный пучок котла  $\Delta\alpha_k = 0,05$ ;
- чугунный экономайзер с обшивкой  $\Delta\alpha_{эк} = 0,1$ ;
- газоход стальной (на 10м длины)  $\Delta\alpha_T = 0,01$ .

Значение действительного суммарного объема продуктов сгорания природного газа определяется (для среднего коэффициента избытка воздуха в газоходе котла для поверхности нагрева) с помощью формулы (4.6):

$$V_T = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^o + V_{H_2O}^o + 0.0161(\alpha_{cp} - 1) \cdot V^o, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.6)$$

Нахождение величины действительного объема продуктов сгорания и его состава по газоходам приведем на примере топки. Результаты приводим в виде таблицы 4.2.

Таблица 4.2 – Нахождение действительного объема продуктов сгорания

Характеристика	Аналитическое выражение формулы	Теоретический объем $V^o = 9.571$ ; $V_{N_2}^o = 7.569$ $V_{RO_2} = 1.01$ ; $V_{H_2O}^o = 2.168$		
		Газоход		
		топка	Конвективный пучок	экономайзер
1	2	3	4	5
Коэффициент избытка воздушной смеси после поверхности нагрева	$\alpha_i = \alpha_T + \sum_1^i \Delta\alpha_i$ $\alpha_i = 1,05 + 0$	1,06	1,14	1,3

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5
Средний коэффициент избытка воздушной смеси в газоходе	$\alpha_{cp} = \frac{\alpha' + \alpha''}{2}$ $\alpha_{\tilde{n}\delta} = \frac{1,05 + 1,05}{2}$	1,06	1,074	1,16
Избыточное количество воздушной смеси, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$V_{изб}^o = V^o \cdot (\alpha_{cp} - 1)$ $V_{\tilde{c}\tilde{c}\tilde{a}}^{\hat{a}} = 9,571 \cdot (1,05 - 1)$	0,478	0,719	1,435
Объем водяного пара, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$V_{H_2O} = 2,168 +$ $+ 0,0161 \cdot (1,05 - 1) \cdot 9,571$	2,175	2,19	2,192
Общий объем продуктов сгорания, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$V_{\tilde{z}} = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^o +$ $+ V_{H_2O}^o + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^o$ $V_{\tilde{a}} = 1,01 + 7,569 + (1,05 - 1) \cdot 9,571 +$ $+ 2,168 + 0,0161 \cdot (1,05 - 1) \cdot 9,571$	11,23 5	11,478	12,207
Объемная доля трехатомного газа	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\tilde{r}}}$ $r_{RO_2} = \frac{1,01}{11,234}$	0,079	0,089	0,084
Объемная доля водяного пара	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\tilde{r}}}$ $r_{H_2O} = \frac{2,168}{11,234}$	0,194	0,188	0,176
Суммарная объемная доля	$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$ $r_{\tilde{r}} = 0,193 + 0,09$	0,284	0,278	0,262

### Расчёт энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия теоретических объемов воздуха для выбранного диапазона температур вычисляются по нижеприведенной формуле (4.7):

$$H_B^o = V^o (ct)_B, \text{ кДж/кг} \quad (4.7)$$



где  $(ct)_в$  – энтальпия  $1\text{ м}^3$  воздуха,

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания (4.8):

$$H_{\Gamma}^{\circ} = V_{\text{RO}_2} (ct)_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^{\circ} (ct)_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ} (ct)_{\text{H}_2\text{O}}, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.8)$$

где  $(ct)_{\text{RO}_2}, (ct)_{\text{N}_2}, (ct)_{\text{H}_2\text{O}}$  – энтальпия  $1\text{ м}^3$  трехатомного газа, объема азота и водяного пара,  $\text{кДж/м}^3$ .

Энтальпия избыточного воздуха для всего диапазона температур  $t$  определяется по формуле (4.9):

$$H_{\text{изб}}^{\circ} = (\alpha - 1) \cdot H_{\text{в}}^{\circ}, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.9)$$

Энтальпия продуктов сгорания, соответствующая коэффициенту избытка воздуха  $\alpha \geq 1$ , определяется по формуле (4.10):

$$H = H_{\Gamma}^{\circ} + H_{\text{изб}}^{\text{в}} + H_{\text{зл}}, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.10)$$

где  $H_{\text{зл}}$  – энтальпия золы для газа,  $H_{\text{зл}} = 0$ .

Результаты расчета энтальпий воздуха, а так же продуктов сгорания по газоходам агрегата сведем в таблицу 4.3, которая приведена ниже.

Таблица 4.3 – Результаты расчетов энтальпий воздуха и продуктов сгорания по газоходам котлоагрегата

Температура	Энтальпия в.	Энтальпия п.с.	Эффективное значение					
			Топка		Конвективный пучок		Экономайзер	
Т, °С	$H_{\text{в}}^{\circ}$ , кДж/м <sup>3</sup>	$H_{\Gamma}^{\circ}$ , кДж/м <sup>3</sup>	$H_{\Gamma} = H_{\Gamma}^{\circ} + (\alpha - 1)H_{\text{в}}^{\circ}, \text{ кДж/м}^3$					
			1,05		$\alpha_{\text{к}} = 1,1$		$\alpha_{\text{эк}} = 1,2$	
			$H_{\Gamma}$	$\Delta H_{\Gamma}$	$H_{\Gamma}$	$\Delta H_{\Gamma}$	$H_{\Gamma}$	$\Delta H_{\Gamma}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	1270,08	1485,44	1548,97	-	1612,51	-	1739,55	-

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
200	2556,42	2998,19	3125,94	1577,01	3253,82	1641,34	3509,47	1769,97
300	3866,67	4547,89	4741,16	1615,16	4934,56	1680,79	5321,16	1811,76
400	5201,85	6143,83	6403,94	1662,74	6664,07	1729,55	7184,21	1863,04
500	6568,57	7779,67	8108,04	1704,12	8436,48	1772,44	9093,34	1909,11
600	7966,92	9445,72	9844,09	1735,97	10242,32	1805,98	11039,05	1945,72
700	9406,37	11159,88	11630,27	1786,13	12100,57	1858,14	13041,16	2002,08
800	10853,52	12928,37	13470,96	1840,77	14013,63	1913,16	15099,08	2057,89
900	12300,66	14732,74	15347,84	1876,81	15962,84	1949,14	17192,97	2093,87
1000	13787,97	16568,81	17258,22	1910,34	17947,61	1984,72	19326,49	2133,45
1100	15315,52	18409,08	19174,87	1916,67	19940,66	1993,04	21472,17	2145,75
1200	16843,04	20262,62	21104,89	1929,98	21946,98	2006,39	23631,27	2159,14
1300	18370,55	22166,24	23084,84	1979,92	24003,37	2056,34	25840,42	2209,16
1400	19938,34	24105,97	25102,86	2018,04	26099,74	2096,43	28093,67	2253,14
1500	21506,08	26032,06	27107,34	2004,44	28182,69	2082,87	30333,24	2239,67
1600	23073,79	27989,87	29143,56	2036,26	30297,24	2114,69	32604,61	2271,48
1700	24641,53	29961,03	31193,17	2049,57	32425,25	2127,98	34889,36	2284,79
1800	26209,25	31941,37	33251,82	2058,63	34562,24	2137,07	37183,24	2293,81
1900	27817,17	33953,41	35344,34	2092,47	36735,18	2172,82	39516,87	2333,62
2000	29425,09	35956,27	37427,49	2083,19	38898,79	2163,54	41841,28	2324,34
2100	31033,01	37981,64	39533,34	2105,85	41084,98	2186,27	44188,26	2347,09
2200	32640,99	40797,17	42429,17	2895,87	44061,24	2976,25	47325,38	3137,07

**Тепловой расчёт котельного агрегата КВГМ-23,26-150**

Тепловой баланс парогенератора можно охарактеризовать равенством прихода и расхода тепла. Тепловую эффективность котлоагрегата и его качество работы описывается коэффициентом полезного действия – КПД.

Приходную часть теплового баланса котельного агрегата определяют по формуле (4.11):

$$Q_{прих} = Q_p^p = Q_n^p + Q_{ф.т.} + Q_{т.в.} + Q_{нар}, \text{ кДж/м}^3(\text{ккал/м}^3) \quad (4.11)$$

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ				

где  $Q_p^p$  – располагаемая теплота;

$Q_H^p$  – наименьшая теплота сгорания топлива для газа;

$Q_H^c$  – наименьшая теплота сгорания сухой массы газа,  $\text{кДж/м}^3$ ; принимаем для газа  $Q_H^c = 33603,8 \text{ кДж/м}^3$  ( $8020 \text{ ккал/м}^3$ );

$Q_{ф.т.}$  – физическая теплота топлива, принимаем  $Q_{ф.т.} = 0$ , потому что топливом является газ;

$Q_{т.в.}$  – физическая теплота воздуха, который подается в топку котельного агрегата в процессе подогрева его вне котлоагрегата, принимаем  $Q_{т.в.} = 0$ , потому что воздух перед подачей в котел дополнительно не подогревается;

$Q_{пар.}$  – теплота, которая вносится в котлоагрегат в процессе порового распиливания жидкого топлива,  $\text{кДж/кг}$  – принимаем  $Q_{пар.} = 0$ , потому что в качестве топлива используется газ.

Располагаемая теплота для котла КВГМ-23,26-150 составит (4.12):

$$Q_{прих} = Q_p^p = 33603,8 \text{ кДж/м}^3 \text{ (8020 ккал/м}^3\text{)}. \quad (4.12)$$

Расходная часть теплового баланса котельного агрегата складывается из нижеприведенных составляющих:

$$Q_{расх.} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad (4.13)$$

Тепловой баланс котельного агрегата формируется применительно к установленному тепловому режиму, при этом потеря теплоты выражается в процентах располагаемой теплоты:

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_p^p} \quad (4.14)$$

Разделив уравнение (4.12) на  $Q_p^p$  получаем его в нижепредставленном виде:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + \sum q_6 \quad (4.15)$$

где  $q_1$  – полезная использованная в котельном агрегате теплота;

$q_2$  – потери теплоты с уходящим газом;

$q_3$  – потери теплоты от химической неполноты сгорания газа;

$q_4$  – потери теплоты от механической неполноты сгорания газа;

$q_5$  – потери теплоты от наружного охлаждения;

$\sum q_6 = q_{бшл.} + q_{бохл.}$  – потери от физической теплоты, которая содержится в

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

удаляемом шлаке и от потерь от охлаждения панелей;

$q_{\text{бшл}} = 0$ , так как в качестве топлива используется газ;

$q_{\text{оохл}} = 0$ , так как охлаждение элементов котельного агрегата КВГМ-23,26-150 не предусмотрено его конструкцией.

КПД котельного агрегата рассчитывается с помощью уравнения обратного баланса (4.15):

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \% \quad (4.15)$$

Потери теплоты с уходящими газами  $q_2$  определяется по формуле (4.16):

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xв}^o) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}, \% \quad (4.16)$$

где  $H_{yx}$  – энтальпия уходящих газов из котельного агрегата, определяющаяся из таблицы 3 и соответствующая значениям, кДж/м<sup>3</sup>;

$H_{yx} = 2713$  кДж/м<sup>3</sup>;

$H_{x.в.}^o$  – энтальпия теоретического объема холодного воздуха при температуре 30 °С. Данная величина определяется по формуле (4.17):

$$H_{x.в.}^o = 39.8 \cdot V_{\text{в}}^o, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.17)$$

$$H_{x.в.}^o = 39,8 \cdot 9,571 = 380,93 \text{ кДж/м}^3$$

Потери теплоты из-за химического недожога  $q_3$  для применяемого топлива – природного газа – равны примерно 0,5 %.

Потери теплоты из-за механического недожога  $q_4$  для применяемого топлива принимаем  $q_4 = 0$ .

Рассчитаем  $q_2$  (4.18):

$$q_2 = \frac{(2713 - 1,2 \cdot 380,93) \cdot (100 - 0)}{33603,8} = 6,71\% \quad (4.18)$$

Потеря теплоты из-за наружного охлаждения  $q_5$  (4.19):

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$q_5 = q_{5ном} \cdot \frac{N_{ном}}{N}, \% \quad (4.19)$$

где  $q_{5ном}$  – потеря теплоты из-за наружного охлаждения при номинальной нагрузке котельного агрегата КВГМ-23,26-150:  $q_{5ном}=0,9512\%$ ;

$N_{ном}$  – номинальная нагрузка котла, т/ч;

$N$  – расчётная нагрузка котла, т/ч.

Рассчитаем значение коэффициента полезного действия котла (4.20):

$$\eta_{ка\ бр} = 100 - (6,71 + 0,5 + 0 + 0,9511 + 0) = 91,8 \%. \quad (4.20)$$

Суммарная потеря тепла в котелья определяется по формуле (4.21):

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_5, \% \quad (4.21)$$

$$\sum q = 6,71 + 0,5 + 0,9511 = 8,16 \%.$$

Для дальнейших расчетов определяется коэффициент потери теплоты (4.22):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} - q_5}, \quad (4.22)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,9511}{91,8 - 0,9511} = 0,99.$$

Величина полного количества теплоты, которая полезно отдается в котлоагрегате, определяется по формуле (4.23):

$$Q_{ка} = G_{в} \cdot (h_{зв} - h_{хв}), \text{ кВт} \quad (4.23)$$

где  $G_{в}$  – расход воды: для котла КВГМ-23,26-150,  $G_{в}=68,63$  кг/с;

$h_{зв}$  – энтальпия вуходной горячей воды ( $150^\circ\text{C}$ ), кДж/кг;

$h_{хв}$  – энтальпия входной холодной воды ( $70^\circ\text{C}$ ), кДж/кг.

$$Q_{ка} = 68,61 \cdot (628,5 - 293,3) = 22998,44 \text{ кВт} \quad (4.24)$$

						лист
					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расход топлива, которое подается в топку котлоагрегата, определяется по выражению (4.25):

$$B = \frac{Q_{ка}}{Q_p^p \cdot \eta_{ка}}, \text{ м}^3/\text{ч} (\text{м}^3/\text{с}) \quad (4.25)$$

$$B = \frac{22998,44}{33603,8 \cdot 0,918} = 0,698 \text{ м}^3/\text{с} = 2511,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

### Тепловой расчет топочной камеры

Поверочный расчет топочной камеры котлоагрегата производится по средствам определения значения действительной температуры дымовых газов на выходе топочной камеры котельного агрегата  $O_m''$  с помощью выражения (4.26):

$$O_m'' = \frac{T_a}{M \left( \frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot \alpha_m \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot V_{ср}} \right)^{0,6} + 1} - 273, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.26)$$

где  $T_a$  – значение абсолютной температуры продуктов сгорания, К;

$M$  – параметр, который учитывает распределение температуры по высоте топки;

$\varphi$  – коэффициент сохранности теплоты;

$B_p$  – величина расчетного расхода топлива,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$F_{ср}$  – площадь стен топки,  $\text{м}^2$ ;

$\psi_{ср}$  – коэффициент тепловой эффективности экрана;

$\alpha_m$  – величина черноты топки;

$V_{ср}$  – суммарная теплоемкость продуктов сгорания  $1 \text{ м}^3$  топлива в интервале температуры  $O_a - O_d''$ ,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ ;

$5,67 \cdot 10^{-8}$  – коэффициент излучения для абсолютно черного тела,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^4)$ .

С целью определения значений действительной температуры  $O_m''$ , задаемся ее величиной  $O_m'' = 1100^\circ\text{C}$ .

Исходя из принятой температуры газов на выходе топки и адиабатической температуре сгорания топливной массы  $O_a$  определяются тепловые потери.

После этого с помощью известных геометрических характеристик топочной

камеры, рассчитывается действительная температура на выходе топки.

Поверочный расчет топки проводится в следующем порядке.

Для предварительно принятой температуры  $O_m'' = 1100^\circ\text{C}$  определяется энтальпия продуктов сгорания на выходе топки по таблице 3, (4.27).

$$H_m'' = 19890,7 \text{ кДж/м}^3. \quad (4.27)$$

Полезное тепловыделение топки рассчитывается с помощью выражения (4.28):

$$Q_T = Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B + rN_{Г.отб} - Q_{В.ВН}, \text{ кДж/м}^3, \quad (4.28)$$

где  $Q_B$  – теплота, которая вносится в топку воздухом - для котлов, не имеющих воздухоподогревателей, определяется по выражению (4.29):

$$Q_B = \alpha_m \cdot H_{хв}^o, \text{ кДж/м}^3, \quad (4.29)$$

$$Q_B = 1,05 \cdot 380,93 = 399,97 \text{ кДж/м}^3.$$

где  $Q_{В.ВН}$  – теплота, которая внесена в котлоагрегат с поступающим воздухом, разогретым вне агрегата – принимается  $Q_{В.ВН} = 0$ , потому что воздух перед котлом КВГМ-30-150 не подогревается;

$rN_{Г.отб}$  – теплота рециркулирующего продукта сгорания – принимается  $rN_{Г.отб} = 0$ , потому что конструкция котла КВГМ-23,26-150 не предусматривает рециркуляции дымовых газов.

$$Q_m = 33603,8 \cdot \frac{100 - 0,5 - 0 - 0}{100 - 0} + 399,97 + 0 - 0 = 33835,75 \text{ кДж/м}^3 \quad (4.30)$$

Адиабатная (теоретическая)  $O_a$  температура горения определяется исходя из величины полезного тепловыделения в топке:  $Q_T = H_a$ .

Исходя из таблицы 3, при  $H_a = 33835,75 \text{ кДж/м}^3$  определим  $O_a = 1827,91^\circ\text{C}$ .

$$T_a = \theta_a + 273 = 1827,91 + 273 = 2100,91 \text{ }^\circ\text{K}. \quad (4.24)$$

Определим параметр  $M$ , в зависимости от положения максимальной

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

температуры пламени по высоте топки ( $x_T$ ) при сжигании газов по формуле (4.25):

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot x_T, \quad (4.25)$$

где  $x_T = \frac{H_r}{H_T}$ ,

$H_r$  – расстояние от пода топки до оси горелки, м;

$H_T$  – расстояние от пода топки до середины выходного окна топки, м;

Для применяемого котлоагрегата КВГМ-23,26, расстояние  $H_r = H_T$ , поэтому  $x_T = 0,53$  (4.31).

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,53 = 0,44. \quad (4.31)$$

Значение коэффициента тепловой эффективности экрана определяется по Выражению (4.32):

$$\varphi = x \cdot \xi, \quad (4.32)$$

где  $\xi$  – коэффициент, который учитывает снижение тепловосприятия экрана из-за загрязненности либо закрытия изоляцией поверхности; принимается  $\xi = 0,65$ ;  $x$  – коэффициент экранирования; определяется по номограмме, при  $S = 64$  мм,  $d = 60$  мм,  $S/d = 64/60 = 1,07$ , тогда  $x = 0,98$ . Получим (4.33):

$$\varphi = 0,98 \cdot 0,65 = 0,64 \quad (4.33)$$

Определим эффективную толщину излучающего слоя топки (4.34):

$$S = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{ст}}, \text{ м} \quad (4.34)$$

где  $V_T, F_{ст}$  – соответственно, объем и поверхность стен топочной камеры,  $\text{м}^3$  и  $\text{м}^2$ .

$$V_T = 61,4 \text{ м}^3, \quad F_{ст} = 106,5 \text{ м}^2;$$

$$S = 3,6 \cdot \frac{61,5}{106,6} = 2,077 \text{ м}. \quad (4.35)$$

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Величина коэффициента ослабления лучей для пламени формируется из коэффициента ослабления трехатомными газами ( $k_r$ ) и сажистыми частицами ( $k_c$ ). При сжигании газа данный коэффициент определяется по выражению (4.36):

$$k = k_r \cdot r_n + k_c, (м \cdot МПа)^{-1} \quad (4.36)$$

где  $r_n$  – объемная доля трехатомных газов - определяется из таблицы 2, (4.37).

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O} = 0,283 \quad (4.37)$$

Значение коэффициента ослабления лучей трехатомными газами  $k_r$  рассчитывается с помощью формулы:

$$k_r = \left( \frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{3,16 \cdot \sqrt{p_n \cdot S}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_r''}{1000} \right), (м \cdot МПа)^{-1} \quad (4.38)$$

где  $p_n$  – парциальное давление для трехатомного газа (4.33);

$$p_n = r_p \cdot p, МПа \quad (4.39)$$

где  $p$  – давление в топочной камере котельного агрегата, который работает без продувки:  $p = 0,1$  МПа,  $p_n = 0,272 \cdot 0,1 = 0,0272$  ;

$T_r''$  – величина абсолютной температуры газов на выходе топочной камеры, К

$$T_m'' = O_m'' + 273 = 1100 + 273 = 1373 \text{ К} \quad (4.40)$$

$$k_r = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,193}{3,16 \cdot \sqrt{0,0272 \cdot 2,077}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \frac{1373}{1000} \right) = 6,64 \frac{1}{м \cdot МПа}$$

Значение коэффициента ослабления лучей из-за наличия сажистых частиц определяется по формуле (4.41):

$$k_c = 0,3(2 - \alpha_T) \left( 1,6 \frac{T_r''}{1000} - 0,5 \right) \frac{C^p}{H^p}, (м \cdot МПа)^{-1} \quad (4.41)$$

						13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

Сотношение содержания углерода и водорода в общей массе топлива: для используемого газового топлива принимаем (4.41):

$$\frac{C^p}{H^p} = 0,12 \sum \frac{m}{n} C_m H_n, \quad (4.42)$$

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \left( \frac{1}{4} \cdot 97,785 + \frac{2}{6} \cdot 0,979 + \frac{3}{8} \cdot 0,278 + \frac{4}{10} \cdot 0,091 + \frac{5}{12} \cdot 0,011 \right) = 2,99 \quad (4.43)$$

$$k_c = 0,3(2 - 1,05) \left( 1,6 \cdot \frac{1373}{1000} - 0,5 \right) \cdot 2,99 = 1,45 \text{ (м} \cdot \text{МПа)}^{-1} \quad (4.44)$$

$$k = 6,64 \cdot 0,283 + 1,45 = 3,33 \text{ (м} \cdot \text{МПа)}^{-1} \quad (4.45)$$

Значение черноты факела ( $a_\phi$ ) для газообразного топлива рассчитывается, используя выражение (4.36):

$$a_\phi = m \cdot a_{св} + (1 - m) \cdot a_r \quad (4.36)$$

где  $a_{св}$  – значение черноты части факела, рассчитанное по выражению (4.37):

$$a_{св} = 1 - e^{-(k_r \cdot r_n + k_c) p s} \quad (4.37)$$

$a_r$  – значение черноты несветящихся трехатомными газами, определяемое по выражению (4.38):

$$a_r = 1 - e^{-k_r \cdot r_n \cdot p s}; \quad (4.38)$$

$m$  – коэффициент, который характеризует долю топочного объема, заполненного светящейся частью факела.

Определим удельную нагрузку, соответствующую топочному объему (4.39):

$$q_v = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{V_m} \quad (4.39)$$

$$q_v = \frac{0,698 \cdot 33603,8}{61,5} = 381,39 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$$

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

тогда принимаем  $m = 0,171$ , используя формулы (4.36),(4.37),(4.38) получаем:

$$a_{св} = 1 - e^{-(6,640,283+1,45)0,1-2,077} = 0,499$$

$$a_r = 1 - e^{-6,640,2830,1-2,077} = 0,323$$

$$a_{\phi} = 0,171 \cdot 0,499 + (1 - 0,171) \cdot 0,323 = 0,353$$

Величина черноты в процессе сжигания газа определяется по формуле (4.40):

$$a_m = \frac{a_{\phi}}{a_{\phi} + (1 - a_{\phi}) \cdot \psi_{ср}} \quad (4.40)$$

$$a_m = \frac{0,353}{0,353 + (1 - 0,353) \cdot 0,64} = 0,46$$

Суммарная теплоемкость продуктов сгорания на  $1\text{ м}^3$  топлива определяется с помощью следующего выражения (4.41):

$$V_{ср} = \frac{Q_T - H_T''}{T_a - T_T''}, \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К}) \quad (4.41)$$

$$V_{ср} = \frac{33835,75 - 19890,7}{2100,91 - 1373} = 19,16 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$$

Определим действительную температуру на выходе топки,  $^{\circ}\text{C}$ , (4.42):

$$O_m'' = \frac{2100,91}{0,34 \cdot \left( \frac{5,67 \cdot 0,64 \cdot 106,6 \cdot 0,46 \cdot 2100,91^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,698 \cdot 19,16} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1241 \text{ } ^{\circ}\text{C} \quad (4.42)$$

Расчетная температура  $O_m'' = 1241 \text{ } ^{\circ}\text{C}$  на выходе топочной камеры не соответствует ранее принятой, причем более чем на  $100 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ , поэтому, необходимо уточнить значение  $V_{ср}$  и  $\alpha_{\phi}$  по полученным ранее значениям температуры.

Уточняем значения:  $H_m'' = 21104,83 \text{ кДж}/\text{м}^3$  при  $O_T'' = 1200 \text{ } ^{\circ}\text{C}$  (1373К).

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

Величина коэффициента ослабления лучей для светящегося пламени (4.44):

$$\kappa = 6,14 \cdot 0,272 + 1,58 = 3,25 (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}, \quad (4.44)$$

$$k_z = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,193}{3,16 \sqrt{0,0272 \cdot 2,077}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \frac{1473}{1000} \right) = 6,14 (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}, \quad (4.45)$$

$$k_c = 0,3(2 - 1,05) \left( 1,6 \cdot \frac{1473}{1000} - 0,5 \right) \cdot 2,99 = 1,58 (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1}.$$

Уточним значение черноты факела, используя формулы (4.36),(4.37),(4.38):

$$a_\phi = 0,171 \cdot 0,498 + (1 - 0,171) \cdot 0,302 = 0,336$$

$$a_{св} = 1 - e^{-(6,140,283+1,58)0,1 \cdot 2,077} = 0,498$$

$$a_r = 1 - e^{-6,140,2830,1 \cdot 2,077} = 0,302.$$

Величина черноты топки (4.46):

$$a_m = \frac{0,336}{0,336 + (1 - 0,336) \cdot 0,64} = 0,44. \quad (4.46)$$

Суммарная теплоемкость продуктов сгорания топочной камеры:

$$V_{ср} = \frac{33835,75 - 21104,83}{2100,91 - 1473} = 20,28 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}. \quad (4.46)$$

Температура на выходе топочной камеры, определяем по формуле (4.42):

$$O_m'' = \frac{2100,91}{0,34 \cdot \left( \frac{5,67 \cdot 0,64 \cdot 106,6 \cdot 0,44 \cdot 2100,91^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,698 \cdot 20,28} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1266 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.42)$$

Расчетная уточненная температура  $O_m'' = 1266 \text{ } ^\circ\text{C}$  на выходе топочной камеры отличается от ранее принятой на  $25 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

											лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ						

Полученную температуру используем для дальнейшего расчета, в качестве температуры на выходе топки (4.47):

$$H_m'' = 21519,1 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} \quad (4.47)$$

$$q_{cm} = \frac{B_p \cdot Q_m}{F_{cm}} = \frac{0,698 \cdot 33835,75}{106,6} = 221,6 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

### 4.3.3 Расчет конвективного пучка котла

Расчет конвективных поверхностей котельного агрегата производим в нижеприведенной последовательности.

По техническим характеристикам котлоагрегата определим конструктивные характеристики газохода котла:

- значение площади поверхности нагрева одного конвективного пучка  $H=203,4 \text{ м}^2$ ;

- поперечный шаг труб,  $S_1 = 63 \text{ мм}$ ;
- продольный шаг труб,  $S_2 = 41 \text{ мм}$ ;
- число труб в ряду,  $z_1 = 45 \text{ шт.}$ ;
- число рядов труб по ходу продуктов сгорания,  $z_2 = 15 \text{ шт.}$ ;
- наружный диаметр, толщина стенки трубы,  $d = 28 \times 3 \text{ мм}$ ;
- площадь сечения для прохода продуктов сгорания,  $F = 1,93 \text{ м}^2$ .
- Рассчитываем относительный шаг:
  - поперечный  $\sigma_1 = \frac{S_1}{d} = \frac{64}{28} = 2,286$ ;
  - продольный  $\sigma_2 = \frac{S_2}{d} = \frac{40}{28} = 1,43$ .

Принимаем предварительную величину температуры продуктов сгорания после газохода:  $O_1'' = 155 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Определяем теплоту, которая отдана продуктами сгорания, используя уравнение теплового баланса (4.48):

$$Q_o = \varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha_k \cdot H_{пр.в.}^o), \text{ кДж/м}^3 \quad (4.48)$$

где  $\varphi = 0,99$  – коэффициент сохранности теплоты;

$H'$  – значение энтальпии продуктов сгорания перед поверхностью нагрева,

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

принимается из расчета топочной камеры  $H'=H_T''=21519,2$  кДж/м<sup>3</sup> при

$$O_m''=1265^\circ\text{C};$$

$H''$  – значение энтальпии продуктов сгорания после конвективного пучка,

принимается из таблицы 3 при  $O_1'' = 156^\circ\text{C}$   $H_1'' = 2714$  кДж/м<sup>3</sup>;

$\Delta\alpha_k = 0,05$ , присос воздуха в конвективном пучке;

$H_{\text{пр.в.}}^0$  – значение энтальпии присосанного воздуха при  $t_b = 35^\circ\text{C}$ ,

$H_{\text{пр.в.}}^0 = H_{\text{х.в.}}^0 = 380,94$  кДж/ м<sup>3</sup>;

$$Q_o = 0,99 \cdot (21519,1 - 2713 + 0,05 \cdot 380,93) = 18599,2 \text{ кДж/м}^3, \quad (4.49)$$

Значение расчетной температуры продуктов сгорания в конвективном газоходе определяется по выражению (4.50):

$$O = \frac{O' + O''}{2}, \quad ^\circ\text{C} \quad (4.50)$$

$$O = \frac{1266 + 155}{2} = 710,5 \quad ^\circ\text{C}$$

Определим температурный напор (4.51):

$$\Delta t = O - t_k, \quad ^\circ\text{C} \quad (4.51)$$

где  $t_k$  – значение температуры охлаждающей среды – для исследуемого водогрейного котельного агрегата –  $t_k=110^\circ\text{C}$  (4.51):

$$\Delta t = 710,5 - 85 = 625,5 \quad ^\circ\text{C}$$

Посчитаем значение средней скорости продуктов сгорания в поверхности нагрева (4.52):

$$w_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (O + 273)}{F \cdot 273}, \quad \text{м/с} \quad (4.52)$$

$$w_z = \frac{0,698 \cdot 11,477 \cdot (710,5 + 273)}{1,94 \cdot 273} = 14,876 \quad \text{м/с}$$

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

Определим величину коэффициента теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к поверхности нагрева в случае поперечного омывания коридорных пучков, используя следующее выражение (4.53):

$$\alpha_k = \alpha_n \cdot c_z \cdot c_s \cdot c_\phi, \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К}) \quad (4.53)$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент теплоотдачи – определяется с помощью номограммы;

$$\alpha_n = 112,6 \text{ Вт}/\text{м}^2\text{К};$$

$c_z$  – значение поправки на число рядов труб, определяется с помощью номограммы [1],  $c_z = 0,97$ ;

$c_s$  – значение поправки на компоновку пучка, определяется с помощью номограммы [1],

$$c_s = 1,0;$$

$c_\phi$  – коэффициент, который учитывает влияние параметров потока, определяется с помощью номограммы [1]:  $c_\phi = 1,07$ ,

$$\alpha_k = 112,5 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1,07 = 117,98 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К}) \quad (4.54)$$

Далее вычисляется величина черноты газового потока (а). При этом необходимо вычислить суммарную оптическую толщину (4.55):

$$kps = (k_r \cdot r_n + k_{зл} \cdot \mu) \cdot ps, \quad (4.55)$$

где  $s$  – значение толщины излучающего слоя – для гладкотрубных пучков определяется с помощью выражения (4.56):

$$s = 0,9d \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d^2} - 1 \right), \text{ м} \quad (4.56)$$

$$s = 0,9 \cdot 0,028 \cdot \left( \frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,064 \cdot 0,04}{0,028^2} - 1 \right) = 0,08 \text{ м};$$

где  $k_{зл}$  – значение коэффициента ослабления лучей золовыми частицами, принимается  $k_{зл} = 0$  (при сжигании газового топлива);

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ				

$\mu$  – концентрация золы частиц, принимается  $\mu = 0$ ;

$p$  – давление в газоходе, принимается для котельных агрегатов без надува 0,1 МПа;

$k_r$  – значение коэффициента ослабления лучей трехатомными газами, определяется с помощью выражения (4.56):

$$k_r = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \sqrt{p_n \cdot S}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \frac{T''}{1000} \right), \quad (4.56)$$

$$p_n = r_n \cdot p = 0,277 \cdot 0,1 = 0,0277, \quad (4.57)$$

$$k_z = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,193}{3,16 \sqrt{0,0277 \cdot 0,08}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \frac{428}{1000} \right) = 60,76,$$

$$kps = (60,76 \cdot 0,277 + 0 \cdot 0) \cdot 0,1 \cdot 0,08 = 0,135, \quad (4.58)$$

Определяется величина коэффициента теплоотдачи  $\alpha_n$ , который учитывает передачу теплоты через излучение (4.59):

$$\alpha_n = \alpha_H \cdot a \cdot c_r, \text{ Вт/м}^2\text{К} \quad (4.59)$$

где  $\alpha_H$  – значение коэффициента теплоотдачи, определяется по номограмме [1], Вт/м<sup>2</sup>К;

$a$  – величина черноты продуктов сгорания, которая определяется с помощью номограммы,  $a = 0,11$ ;

$c_r$  – значение коэффициента, который учитывает температуру стенки, определяется с помощью номограммы.

С целью определения  $\alpha_H$  и  $c_r$  рассчитаем температуру стенки (4.60):

$$t_3 = t + \Delta t, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.60)$$

где  $t$  – температура окружающей среды,  $t_1 = 85^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t$  – при сжигании газа принимается равной,  $25^\circ\text{C}$ ;

$$t_3 = 85 + 25 = 110^\circ\text{C}, \quad (4.61)$$

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



$$\alpha_n = 100 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}, \quad c_r = 0,98,$$

$$\alpha_n = 100 \cdot 0,11 \cdot 1 = 11 \text{ Вт/м}^2 \text{К}. \quad (4.61)$$

Рассчитаем значение суммарного коэффициента теплоотдачи от продуктов сгорания относительно поверхности нагрева (4.62):

$$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha_n), \text{ Вт/м}^2 \text{К} \quad (4.62)$$

где  $\xi$  – значение коэффициента использования, который учитывает уменьшение тепловосприятости поверхности нагрева, принимается  $\xi = 0,95$  [1] (4.63);

$$\alpha_1 = 0,95 \cdot (117,98 + 11) = 122,54 \text{ Вт/м}^2 \text{К}, \quad (4.63)$$

Определяется коэффициент теплопередачи (4.64):

$$k = \psi \cdot \alpha_1, \text{ Вт/м}^2 \text{К} \quad (4.64)$$

где  $\psi$  – значение коэффициента тепловой эффективности:  $\psi = 0,85$  (4.64);

$$k = 0,85 \cdot 122,54 = 104,16 \text{ Вт/м}^2 \text{К},$$

Определяется величина теплоты, которая воспринята поверхностью (4.65):

$$Q_r = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{V_p \cdot 10^3}, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.65)$$

$$Q_m = \frac{104,16 \cdot 203,3 \cdot 625,5}{0,698 \cdot 10^3} = 18977,679 \text{ кДж/м}^3, \quad (4.66)$$

#### 4.3.4 Проверка теплового баланса

Расчёты считается верными, если выполняется нижеприведенное условие (4.67):

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\frac{\Delta Q \cdot 100}{Q_p \cdot \eta_{\text{бр}}} \leq 0,5\% \quad (4.67)$$

$$\Delta Q = B_p \cdot [Q_p^p \cdot \eta - (Q_{\text{л}} + Q_{\text{к}})] \quad (4.68)$$

$$Q_{\text{л}} = 0,99 \cdot (33603,8 - 21519,1) = 11963,853 \text{ , кДж/м}^3 \quad (4.69)$$

$$\Delta Q = 0,697 \cdot [33503,8 \cdot 0,918 - (11963,852 + 18977,678)] = -65,083 \text{ кДж/м}^3$$

$$\frac{\Delta Q \cdot 100}{Q_p \cdot \eta_{\text{бр}}} = \frac{-110,568 \cdot 100}{33603,8 \cdot 0,918} = 0,21\% \leq 0,5\% \quad (4.70)$$

Условия теплового баланса соблюдены.

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## 5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Существует большое количество энергосберегающих мероприятий, которые значительно отличаются по материальным, трудовым затратам и эффективности их применений. Из них необходимо выбирать те мероприятия, которые удовлетворяют условию получения максимального эффекта при минимальных затратах.

Современное развитие энергетики характеризуется значительно возросшей стоимостью энергоносителей и всех видов природных ресурсов, а также постоянно ужесточающимися требованиями охраны окружающей среды от воздействия теплогенерирующих установок и промышленных предприятий. Совершенствование энерготехнологии, энергосбережение, экономия топлива и других природных ресурсов, охрана окружающей среды являются приоритетными направлениями развития фундаментальных исследований в области энергетики. Рост цен на электричество приводит также к подорожанию продуктов, которые производят промышленные предприятия, так как себестоимость конечного продукта включает в себя и расходы на энергопотребление производителя.

Доля таких затрат в себестоимости продукции выше, чем аналогичный показатель в других странах, что приводит к низкой конкурентной способности отечественных продуктов и оборудования на мировом рынке.

### 5.1 Разработка мероприятий по обеспечению энергосбережения в котельной

Основные предлагаемые мероприятия по энергосбережению в исследуемой котельной включают в себя:

- увеличение КПД теплогенерирующих установок;
- экономию топлива;
- снижение потерь теплоты;
- качественную подготовку воды для питания котлов и подпитки тепловой сети [14].

Для обеспечения вышеприведенных мероприятий необходимо:

1. Обеспечить работу по режимной карте, температурному графику, с наименьшим коэффициентом избытка воздуха: 1,05...1,1 – для природного газа.
2. Организовать автоматизацию процессов горения топлива и питания котельных агрегатов водой, что обеспечивает экономию топлива до 1,7 %.
3. Обеспечить снижение присосов в топку и газоходы котельных агрегатов за счет плотной и качественной обмуровки. Снижение присоса воздуха позволяет

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

экономить до 1,5 % сжигаемого топлива и до 20 % электроэнергии на привод дымососа за счет снижения объема уходящих топочных газов.

4. Устанавливать обдувочные аппараты для очистки внешних поверхностей нагрева кипяточного пучка или конвективных поверхностей нагрева котельных агрегатов от летучей золы и сажистых отложений – позволяет экономить до 1,5 % сжигаемого топлива.

5. Снизить количество накипи с внутренней поверхности нагрева радиационных и конвективных труб – достигается умягчением питательной воды. Устранение накипи осуществляется и при ремонте котла - химическим способом или щелочной промывкой, в процессе последовательного разрыхления накипи, промывкой водой от шлама и механической очисткой. Наличие каждого миллиметра накипи вызывает перерасход топлива до 2 % в зависимости от качества котловой и питательной воды.

6. 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%.

Котельные установки с водогрейными котлами, несмотря на кажущуюся сложность, достаточно надежны в эксплуатации и обладают большой маневренностью.

Особенностями котельной установки с водогрейными агрегатами являются:

- допустимость останова в летний период водогрейных котлов и перевод подогрева сетевой воды для горячего водоснабжения в блок паровых подогревателей;
- возможность использования блока паровых подогревателей в отопительный период в качестве пиковых, при наличии резервной паровой мощности.

Энергосберегающая политика государства осуществляется на основе реализации федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения путем:

- стимулирования производства и использования топливо- и энергосберегающего оборудования;
- организации учета расхода энергетических ресурсов, а также контроля за их расходом;
- осуществления государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- проведения энергетических обследований организаций;
- проведения энергетической экспертизы проектной документации для

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ				

строительства;

- реализации демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;
- реализации экономических, информационных, образовательных и других направлений деятельности в области энергосбережения.

Государственная политика в области энергосбережения включает в себя Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации". В федеральном законе об энергосбережении представлены:

- состав Законодательства РФ об энергосбережении;
- область применения настоящего федерального закона;
- перечень объектов государственного регулирования в области энергосбережения;
- основные принципы энергосберегающей политики государства;
- принципы стандартизации энергопотребляющей продукции, сертификации продукции и энергетических ресурсов;
- основные принципы управления в области энергосбережения;
- порядок разработки энергосберегающей политики;
- порядок проведения энергетических обследований организаций, потребляющих энергию;
- порядок организации учета энергетических ресурсов;
- порядок организации статистического наблюдения за величиной и структурой потребления энергетических ресурсов и их эффективным использованием;
- экономические и финансовые механизмы энергосбережения (финансирование программ, льготы потребителям и производителям энергетических ресурсов);
- основные направления международного сотрудничества в области энергосбережения;
- вопросы образования и подготовки кадров, пропаганды эффективного использования энергетических ресурсов;
- ответственность за нарушение положений настоящего федерального закона.

Законодательство Российской Федерации об энергосбережении состоит из Федерального закона и принимаемых в соответствии с ним других федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации по вопросам энергосбережения, принимаемых в соответствии с договорами по разграничению предметов ведения и полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и органами государственной власти субъектов Российской Федерации [16].

Объектом государственного регулирования в области энергосбережения являются отношения, возникающие в процессе деятельности, направленной на:

- эффективное использование энергетических ресурсов при их добыче,
- производстве, переработке, транспортировке, хранении и потреблении;
- осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;

- развитие добычи и производства альтернативных видов топлива, способных заменить энергетические ресурсы более дорогих и дефицитных видов;

- создание и использование энергоэффективных технологий, топливо энергопотребляющего и диагностического оборудования, конструкционных и изоляционных материалов, приборов для учета расхода энергетических ресурсов и для контроля за их использованием, систем автоматизированного управления энергопотреблением;

- обеспечение точности, достоверности и единства измерения в части учета отпускаемых и потребляемых энергетических ресурсов.

Энергосберегающая политика государства основана на следующих принципах:

- приоритет эффективного использования энергетических ресурсов;
- осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;

- обязательность учета юридическими лицами производимых или расходуемых ими энергетических ресурсов, а также учета физическими лицами получаемых ими энергетических ресурсов;

- включение в государственные стандарты на оборудование, материалы и конструкции, транспортные средства показателей их энергоэффективности, сертификация топлива, энергопотребляющего, энергосберегающего и диагностического оборудования, материалов, конструкций, транспортных средств, а также энергетических ресурсов;

- сочетание интересов потребителей, поставщиков и производителей энергетических ресурсов, заинтересованность юридических лиц – производителей и поставщиков энергетических ресурсов в эффективном

использовании энергетических ресурсов.

При эксплуатации котельного агрегата с увеличением его срока службы снижается КПД. Изначальный КПД котла составляет 90÷96%. Причинами тому являются потери теплоты в атмосферу через стенки котла – до 1%, потери теплоты с уходящими в атмосферу дымовыми газами (продукты сгорания топлива), достигающими 3÷8% (температура выбросов дымовых газов 100...160°C) в зависимости от полноты утилизации тепла в зоне конвекции котла[39], потери теплоты через постоянную продувку котла 1÷3%. По опыту длительной эксплуатации старых котлов (более 20 лет) установлено, что КПД меняется в сторону его снижения. Причины снижения КПД котлов несколько, они вызваны следующими факторами.

Эксплуатация старой футеровки. Снижение КПД на 1-2%, в процессе длительной эксплуатации старой кирпичной огнеупорной футеровки в топке котла и тяжелых марок бетона в зоне конвекции происходит ее растрескивание и разрушение. Горячие дымовые газы через дефекты в футеровке контактируют с наружной стенкой котла, ее температура поднимается от проектных значений до 70...100°C. Ремонт или замена старой футеровки на новую с применением современных эффективных огнеупорных материалов является логичным шагом в техническом перевооружении котла.

Снижение степени утилизации тепла дымовых газов (снижение КПД до 2%). В процессе эксплуатации котла происходит загрязнение поверхности змеевиков, расположенных в зоне конвекции продуктами разрушения огнеупорной футеровки, сажей от химического недожога топлива на горелках. В ряде случаев производится отключение отдельных трубок змеевиков вследствие выявленных дефектов (брак при изготовлении, перегрев труб змеевиков при пусках и остановах, низкая квалификация персонала и т.п.). Увеличение температуры дымовых газов на 25-30°C от номинального значения снижает КПД котла на 1%. В отдельных случаях, когда загрязнения змеевиков очень велики или поверхность теплообмена в зоне конвекции значительно уменьшена, потери топлива в котле могут достигать более 3 %.

Эксплуатация старых горелок (снижение КПД на 1÷3%). Сегодня в мире существует большая линейка эффективных горелок для котлов с разными видами топлива.

Старые котловые горелки имеют ряд недостатков и низкую эффективность:

- работа при повышенном давлении газа с увеличенным факелом;
- химический недожог топлива и, перерасход топлива при эксплуатации котла;
- низкий уровень регулирования подачи воздуха для эффективного

						13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

сжигания топлива;

- высокая эмиссия  $NO_x$  и  $CO$ , высокий уровень загрязнения атмосферы;
- необходимость очистки дымовых газов от  $NO_x$  до современных нормативных требований;
- высокий уровень шума;
- старые системы розжига и контроля наличия пламени;
- плохой доступ для ремонта и сервисного обслуживания.

Преимущества новых эффективных горелок:

- улучшенное распределение топлива, формирование устойчивого факела, отсутствие риска отрыва пламени при пуске и нормальной эксплуатации;
- современная надежная система розжига и контроля пламени горелки;
- тонкая регулировка подачи первичного и вторичного воздуха, достигается полное сжигание топлива;
- низкая эмиссия  $NO_x$ , отсутствует необходимость в очистке дымовых газов, отсутствие  $CO$ ;
- отсутствие риска перегрева амбразуры горелки и ее разрушения;
- быстро окупаемые затраты при замене старых горелок (2-3 года), экономия топлива до 2-3%.

Использование старых средств КИП (снижение КПД котла до 1%). Точный технический учет и контроль параметров всего котла является основой повышения эффективности и надежности его работы.

Увеличенная постоянная продувка котла (снижение КПД на 1-3%). В процессе эксплуатации котла из-за нарушений водно-химического режима, наличия человеческого фактора происходит неконтролируемо увеличение расхода постоянной продувки. Регулирование расхода постоянной продувки отечественных котлов происходит, как правило, ручной запорной арматурой, иногда устанавливается ограничительная шайба, в некоторых случаях регулирование осуществляется регулирующим клапаном и очень редко линия оборудована расходомером.

Эксплуатационный персонал определяет расход постоянной продувки по разнице расходов питательной воды на входе в котел и расходу пара на выходе из котла. Увеличение расхода постоянной продувки на 1% приводит к потерям топлива в 0,3%. Так же постоянная и периодическая продувка котла производится в бак вторичного вскипания (сепаратор продувки), охлаждается обратной водой в холодильнике до температуры не более 90°C и сбрасывается в систему химзагрязненной канализации из которой поступает на очистные сооружения. Чем выше процент продувки, тем больше стоков у предприятия, тем выше эксплуатационные затраты всей технологической цепочки[35].



Низкая оснащённость современными автоматическими средствами аналитического контроля (снижение КПД на  $1 \div 2\%$ ). Чтобы эффективно управлять постоянной продувкой котла и экономить топливо эксплуатационный персонал должен иметь надёжный мониторинг качественного состава водно-химического режима котла. Котел должен быть обеспечен рН-метром, солемером, они должны работать в непрерывном режиме, это гарантия эффективности и безопасности парового котла.

В процессе эксплуатации котла очень важен человеческий фактор, направленный как на безопасную эксплуатацию котла, так и на его эффективную работу. Эффективность работы котла достигается наличием эффективного оборудования (новые горелки, новые газоанализаторы, новые котловые змеевики). Поддержание оптимального разрежения.

У котлов КВ-ГМ-23,26-150 есть следующие преимущества перед устаревшими КВ-ГМ-11,63-150:

- для обеспечения требований по выбросам оксидов азота в котле применена схема двухступенчатого сжигания топлива с установкой малотоксичных горелок. При этом процесс сжигания топлива разбит на две

- зоны. В первую (основную) зону – подаётся воздух с избытком  $\alpha \leq 0,85$ . Во вторую зону – зону дожигания – подаётся горячий воздух в количестве  $\geq 20\%$  от теоретически необходимого ( $\Delta\alpha \geq 0,2$ ). Организация двухступенчатого сжигания топлива с установкой малотоксичных позволяет снизить выбросы  $\text{NO}_x$ . Горелки оборудованы форсунками, электрогазовыми запальниками и устройствами сигнализации о наличии пламени запальника и факела форсунки, обеспечивающие дистанционный розжиг горелок;

- для тепловой изоляции экранов топочной камеры, а также потолка и стен опускного газохода, выполненных из цельносварных мембранных панелей, применяется высокоэффективная облегчённая теплоизоляция из лёгких материалов, которая обеспечивает температуру наружных поверхностей не более  $55^\circ\text{C}$  при температуре окружающей среды не более  $35^\circ\text{C}$ ;

- теплота уходящих газов используется более полно, что снижает температуру уходящих газов.

Замена двух котлов даёт возможность для дальнейшей модернизации котельной в с выработкой более 10 МВт электроэнергии. Мини-ТЭЦ — это станции с комбинированным производством электричества и тепловой энергии. Использование излишней части тепла при его выработке, является отличительной особенностью ТЭЦ и носит название когенерация.

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## 6 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Регулирование питания котельных агрегатов и регулирование давления в барабане котла главным образом сводится к поддержанию материального баланса между отводом пара и подачей воды. Параметром характеризующим баланс, является уровень воды в барабане котла. Надежность работы котельного агрегата во многом определяется качеством регулирования уровня. При повышении давления, снижение уровня ниже допустимых пределов, может привести к нарушению циркуляции в экранных трубах, в результате чего произойдет повышение температуры стенок обогреваемых труб и их пережег[31].

Повышение уровня также ведет к аварийным последствиям, так как возможен заброс воды в пароперегреватель, что вызовет выход его из строя[48]. В связи с этим, к точности поддержания заданного уровня предъявляются очень высокие требования. Качество регулирования питания также определяется равенством подачи питательной воды. Необходимо обеспечить равномерное питание котельного агрегата водой, так как частые и глубокие изменения расхода питательной воды могут вызвать значительные температурные напряжения в металле экономайзера.

Барабан котла с естественной циркуляцией имеет значительную аккумулялирующую способность, которая проявляется в переходных режимах. В стационарном режиме уровень воды в барабане котла определяется состоянием материального баланса, а в переходных режимах на положение уровня влияет большое количество возмущений. Основными из них являются: изменение расхода питательной воды, изменение потребление пара из котла при изменении нагрузки потребителя, изменение паропроизводительности при изменении нагрузки топки, изменение температуры питательной воды.

Регулирование соотношения газ-воздух необходимо как физически, так и экономически. Одним из важнейших процессов, происходящих в котельной установке, является процесс горения топлива. Для горения используется кислород, находящийся в атмосфере. Воздух в топку подается в определенном соотношении с газом посредством дутьевого вентилятора. Соотношение газ-воздух примерно составляет 1,05. При недостатке воздуха в топочной камере происходит неполное сгорание топлива[32]. Несгоревший газ будет выбрасываться в атмосферу, что экономически и экологически недопустимо. При избытке воздуха в топочной камере будет происходить охлаждение топки, хотя газ будет сгорать полностью, но в этом случае остатки воздуха будут образовывать оксиды азота, а это экологически недопустимо, так как это соединение вредно для человека и окружающей среды[31].

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

Система автоматического регулирования разряжения в топке котла необходима для того, чтобы поддерживать постоянство разряжения (примерно 7 мм. водяного столба)[32]. При отсутствии разряжения пламя факела будет прижиматься, что приведет к обгоранию горелок и нижней части топки. Дымовые газы при этом пойдут в помещение цеха, что делает невозможным работу обслуживающего персонала.

В питательной воде растворены соли, допустимое количество которых определяется нормами. В процессе парообразования эти соли остаются в котловой воде и постепенно накапливаются. Некоторые соли образуют шлам – твердое вещество, кристаллизующееся в котловой воде. Более тяжелая часть шлама скапливается в нижних частях барабана и коллекторов. Повышение концентрации солей в котловой воде выше допустимых величин может привести к уносу их в пароперегреватель. Поэтому соли, скопившиеся в котловой воде, удаляются непрерывной продувкой.

Расчетное значение продувки парогенераторов при установившемся режиме определяется из уравнений баланса примесей к воде в парогенераторе[32]. Таким образом, доля продувки зависит от отношения концентрации примесей в воде продувочной и питательной. Чем лучше качество питательной воды и выше допустимая концентрация примесей в воде, тем доля продувки меньше. А концентрация примесей в свою очередь зависит от доли добавочной воды, в которую входит, в частности, доля теряемой продувочной воды. Сигнализация параметров и защиты, действующие на останов котла, необходимы, так как оператор котла может не уследить за всеми параметрами функционирующего котла. Вследствие этого может возникнуть аварийная ситуация. Сработавшая без промедления защита, предотвратит выход из строя парогенератора. При уменьшении нагрузки парогенератора, интенсивность горения в топке снижается. Горение становится неустойчивым и может прекратиться. В связи с этим предусматривается защита по погашению факела.

Надежность защиты в значительной мере определяется количеством, схемой включения и надежностью используемых в ней приборов[31]. По своему действию защиты подразделяются на действующие, на останов парогенератора; снижение нагрузки парогенератора; выполняющие локальные операции.

Согласно вышеперечисленного автоматизация работы парового котла должна осуществляться по следующим параметрам[31]:

1. Поддержание постоянного давления пара;
2. Поддержание постоянной температуры пара;
3. Поддержание постоянного уровня воды в котле;
4. Поддержание соотношения «топливо – воздух»;

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

##### 5. Поддержание разрежения в топочной камере.

Для измерения уровня воды в верхнем барабане используем уровнемеры радиоволновые взрывозащищенного исполнения РДУЗ-40 предназначенные для бесконтактного непрерывного измерения уровня жидкостей в стационарных объектах, а также для обмена информацией с другими техническими средствами автоматизированных систем управления (АСУ). Принцип действия уровнемера основан на измерении времени распространения, излученного прибором радиосигнала до поверхности контролируемой среды и обратно. В результате обработки сигнала формируются цифровой (кодовый) и токовый выходные сигналы, пропорциональные текущему значению измеряемого уровня. Уровнемер РДУЗ-40 имеет следующие технические характеристики[49]:

- Диапазон измерения – 0,5 – 15 м;
- Параметры контролируемой среды – давление до 12 МПа, температура неограничена;
- Напряжение питания постоянного или переменного тока  $24 \pm 2,4$  В;
- Ток потребления не превышает 1 А;
- Выходные сигналы – токовый 4 —20 мА;
- Пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 1$  см;
- Степень защиты от пыли и воды, обеспечиваемая оболочкой IP68;
- Взрывозащита – вид взрывонепроницаемая оболочка, маркировка 0ExiaПВТ5;
- Показатели надежности – наработка на отказ, не менее 100000 ч, средний срок службы 14 лет.

Для измерения давления предлагается применить приборы серии Сапфир-22. Основным достоинством преобразователей «Сапфир-22». При осуществлении тщательной температурной компенсации предельная погрешность приборов может быть снижена до 0,1 % [49].

Для измерения давления топлива перед горелкой принимаем Сапфир-22МП-Вн-2050-09 с характеристиками[49]:

- Максимальный показатель абсолютного давления – 0,25МПа;
- Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;
- Масса – 2,5кг;
- Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения давления в газопроводе в режиме проверки герметичности клапанов выбираем Сапфир-22МП-Вн-2050-09 с характеристиками[49]:

- Максимальный показатель абсолютного давления – 0,25МПа;

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

- Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;
- Масса – 2,5кг;
- Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения разряжения выбираем Сапфир-22МП-Вн-2350-09 с характеристиками[49]:

- Максимальный показатель абсолютного давления – 40кПа;
- Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;
- Масса – 2,5кг;
- Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения температуры отходящих газов берем термопреобразователи ТСП 9203 с характеристиками[49]:

- Диапазон измеряемых температур - -50-+300 °С;
- Номинальная статическая характеристика – 100П;
- Степень защиты от пыли и воды – IP55;
- Масса – 0,3 кг;
- Средняя наработка до отказа – 70000 ч.

Для розжига и контроля наличия пламени в топке котла применяем устройство контроля пламени Факел-3М-01 ЗЗУ.

Это устройство предназначено для контроля наличия факела в топке котла и для дистанционного розжига горелок с помощью запального устройства имеющего ионизационный датчик собственного пламени.

Факел-3М-01 состоит из сигнализатора, фотодатчика, запального устройства с ионизационным датчиком и блока искрового розжига, блок искрового розжига на выходе дает напряжение до 25кВ, достаточное для поджога газа подаваемое в запальное устройство[49].

Для обеспечения безопасности при возможном появлении природного или угарного газа выбираем систему автоматического контроля загазованности САКЗ – DN40. Эта модульная система автоматического контроля загазованности предназначена для непрерывного автоматического контроля содержания топливного углеводородного ( $C_nH_m$ ) и угарного (СО) газов в воздухе помещений с выдачей световой и звуковой сигнализации и перекрытием подачи газа в предаварийных ситуациях[49].

Автоматизация работы парового котла ведется по четырем параметрам[31]:

1. Поддержание давления пара на заданном уровне;
2. Поддержание соотношения газ-воздух;

										лист
					13.03.01.2017.052.14 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

3. Поддержание разряжения в топке котла;

4. Поддержание уровня воды в барабане.

Регулирование давления происходит за счет изменения подачи топлива в горелку. Технически это выполняется изменением положения заслонки снабженной электроприводом. В следствии этого происходит изменение давления топлива, которое регистрируется манометром, силовое воздействие которого преобразуется в электрический сигнал и поступает на вход модуля ввода аналоговых сигналов[32]. Там этот сигнал подвергается оцифровке и в виде кодовой комбинации поступает в модуль центрального процессора и обрабатывается по заранее запрограммированному алгоритму. А так как мы имеем требование поддержания соотношения газ-воздух в пределах 1,05 то подается сигнал на блок дискретного ввода-вывода на изменение положения шибера воздухоудвки, пока не будет достигнуто заданное соотношение[32].

Данное соотношение давления газа и воздуха подбирается опытным путем во время пуска наладочных работ.

Разряжение в топке котла отслеживается и поддерживается на уровне 7 мм. рт. столба.

Также поддерживается уровень воды в барабане путем открытия или закрытия клапана подпиточной воды.

Розжиг котла происходит в следующем порядке[17]:

1. Проветривание топки котла при включенном дымососе и воздухоудвке, чтобы не произошло взрыва газовойдушной смеси;

2. При закрытых клапане безопасности и клапане-отсекателе проводится контроль отсутствия давления газа (датчик давления разомкнут) в течение 5 мин;

3. При закрытых клапане-безопасности и клапане-отсекателе

4. проводится контроль наличия давления газа (датчик давления замкнут) в течение 5 мин;

5. Открывается клапан безопасности на 5с;

6. Проводится контроль отсутствия давления газа (датчик давления разомкнут);

7. После проверки герметичности газопровода подается сигнал на открытие клапана запальной горелки и подаются импульсы на катушку зажигания. При розжиге факела запальной горелки подается устойчивый сигнал с электрода контроля пламени запальника, вследствие чего открывается клапан основной горелки и котел выводится в рабочий режим.

Также обеспечивается прекращение подачи топлива при следующих аварийных режимах[17]:

						13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

1. При упуске воды;
2. При остановке дымососа;
3. При остановке воздуходувки;
4. При снижении давления в топливопроводе;
5. При взрыве газа в топке котла;
6. При срабатывании датчика загазованности;
7. При резком повышении давления пара.

Система автоматического регулирования разряжения в топке котла необходима для того, чтобы поддерживать постоянство разряжения (примерно 7 мм. водяного столба). При отсутствии разряжения пламя факела будет прижиматься, что приведет к обгоранию горелок и нижней части топки. Дымовые газы при этом пойдут в помещение цеха, что делает невозможным работу обслуживающего персонала.

В питательной воде растворены соли, допустимое количество которых определяется нормами. В процессе парообразования эти соли остаются в котловой воде и постепенно накапливаются. Некоторые соли образуют шлам – твердое вещество, кристаллизующееся в котловой воде. Более тяжелая часть шлама скапливается в нижних частях барабана и коллекторов.

Повышение концентрации солей в котловой воде выше допустимых величин может привести к уносу их. Поэтому соли, скопившиеся в котловой воде, удаляются непрерывной продувкой. Расчетное значение продувки при установившемся режиме определяется из уравнений баланса примесей к воде в парогенераторе. Таким образом, доля продувки зависит от отношения концентрации примесей в воде продувочной и питательной. Чем лучше качество питательной воды и выше допустимая концентрация примесей в воде, тем доля продувки меньше. А концентрация примесей в свою очередь зависит от доли добавочной воды, в которую входит, в частности, доля теряемой продувочной воды.

Сигнализация параметров и защиты, действующие на останов котла, необходимы, так как оператор котла может не уследить за всеми параметрами функционирующего котла. Вследствие этого может возникнуть аварийная ситуация. Сработавшая без промедления защита, предотвратит выход из строя парогенератора. При уменьшении нагрузки, интенсивность горения в топке снижается. Горение становится неустойчивым и может прекратиться. В связи с этим предусматривается защита по погашению факела.

Надежность защиты в значительной мере определяется количеством, схемой включения и надежностью используемых в ней приборов.

Согласно вышеперечисленного автоматизация работы водогрейного котла

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

должна осуществляться по следующим параметрам:

1. Поддержание постоянного давления пара;
2. Поддержание постоянной температуры пара;
3. Поддержание постоянного уровня воды в котле;
4. Поддержание соотношения «газ – воздух»;
5. Поддержание разрежения в топочной камере.

Для измерения уровня воды в верхнем барабане используем уровнемеры радиоволновые взрывозащищенного исполнения РДУЗ-40 предназначенные для бесконтактного непрерывного измерения уровня жидкости в стационарных объектах, а также для обмена информацией с другими техническими средствами автоматизированных систем управления (АСУ). Принцип действия уровнемера основан на измерении времени распространения, излученного прибором радиосигнала до поверхности контролируемой среды и обратно. В результате обработки сигнала формируются цифровой (кодированный) и токовый выходные сигналы, пропорциональные текущему значению измеряемого уровня. Уровнемер РДУЗ-40 имеет следующие технические характеристики[49]:

- Диапазон измерения – 0,5 – 15 м;
  - Параметры контролируемой среды – давление до 12 МПа, температура неограничена;
  - Напряжение питания постоянного или переменного тока  $24 \pm 2,4$  В;
  - Ток потребления не превышает 1 А;
- Выходные сигналы – токовый 4 —20 мА
- Пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 1$  см
  - Степень защиты от пыли и воды, обеспечиваемая оболочкой IP68
  - Взрывозащита, вид взрывонепроницаемая оболочка, маркировка 0ExiaIBT5
  - Показатели надежности – наработка на отказ, не менее 100000 ч, средний срок службы 14 лет

Для измерения давления предлагается применить приборы серии Сапфир-22. Основным достоинством преобразователей «Сапфир-22». При осуществлении тщательной температурной компенсации предельная погрешность приборов может быть снижена до 0,1 % [49].

Для измерения давления топлива перед горелкой принимаем Сапфир-22МП-Вн-2050-09 с характеристиками[49]:

- Максимальный показатель абсолютного давления – 0,25 МПа;
- Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;
- Масса – 2,5 кг;
- Выходной сигнал – 4-20 мА.



Для измерения давления в газопроводе в режиме проверки герметичности клапанов выбираем Сапфир-22МП-Вн-2050-09 с характеристиками[49]:

- Максимальный показатель абсолютного давления – 0,25 МПа;
- Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;
- Масса – 2,5 кг;
- Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения разряжения выбираем Сапфир-22МП-Вн-2350-09 с характеристиками[49]:

- Максимальный показатель абсолютного давления – 40 кПа;
- Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;
- Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения температуры отходящих газов берем термопреобразователи ТСП 9203 с характеристиками[49]:

- Диапазон измеряемых температур - -50-+300 °С;
- Номинальная статическая характеристика – 100П;
- Степень защиты от пыли и воды – IP55;
- Средняя наработка до отказа – 70000 ч.

Для розжига и контроля наличия пламени в топке котла применяем устройство контроля пламени Факел-3М-01 ЗЗУ.

Это устройство предназначено для контроля наличия факела в топке котла и для дистанционного розжига горелок с помощью запального устройства имеющего ионизационный датчик собственного пламени.

Факел-3М-01 состоит из сигнализатора, фотодатчика, запального устройства с ионизационным датчиком и блока искрового розжига, блок искрового розжига на выходе дает напряжение до 25 кВ, достаточное для поджога газа подаваемое в запальное устройство[49].

Для обеспечения безопасности при возможном появлении природного или угарного газа выбираем систему автоматического контроля загазованности САКЗ – DN40. Эта модульная система автоматического контроля загазованности предназначена для непрерывного автоматического контроля содержания топливного углеводородного (СnНm) и угарного (СО) газов в воздухе помещений с выдачей световой и звуковой сигнализации и перекрытием подачи газа в предаварийных ситуациях[49].

Автоматизация работы парового котла ведется по четырем параметрам[31]:

1. Поддержание давления пара на заданном уровне;
2. Поддержание соотношения газ-воздух;

									лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

Поддержание разряжения в топке котла;  
4. Поддержание уровня воды в барабане.

Регулирование давления происходит за счет изменения подачи топлива в горелку. Технически это выполняется изменением положения заслонки снабженной электроприводом. В следствии этого происходит изменение давления топлива, которое регистрируется манометром, силовое воздействие которого преобразуется в электрический сигнал и поступает на вход модуля ввода аналоговых сигналов[32]. Там этот сигнал подвергается оцифровке и в виде кодовой комбинации поступает в модуль центрального процессора и обрабатывается по заранее запрограммированному алгоритму. А так как мы имеем требование поддержания соотношения газ-воздух в пределах 1,05 то подается сигнал на блок дискретного ввода-вывода на изменение положения шиберов воздухоудувки, пока не будет достигнуто заданное соотношение[32].

Данное соотношение давления газа и воздуха подбирается опытным путем во время пусконаладочных работ.

Разряжение в топке котла отслеживается и поддерживается на уровне 7 мм. рт. столба.

Также поддерживается уровень воды в барабане путем открытия или закрытия клапана подпиточной воды.

Розжиг котла происходит в следующем порядке[17]:

1. Проветривание топки котла при включенном дымососе и воздухоудувке, чтобы не произошло взрыва газовой смеси;
2. При закрытых клапане безопасности и клапане-отсекателе проводится контроль отсутствия давления газа (датчик давления разомкнут) в течение 5 мин;
3. Открывается клапан-отсекатель на время 2 с;
4. При закрытых клапане-безопасности и клапане-отсекателе проводится контроль наличия давления газа (датчик давления замкнут) в течение 5 мин;
5. Открывается клапан безопасности на 5 с;
6. Проводится контроль отсутствия давления газа (датчик давления разомкнут);
7. После проверки герметичности газопровода подается сигнал на открытие клапана запальной горелки и подаются импульсы на катушку зажигания. При розжиге факела запальной горелки подается устойчивый сигнал с электрода контроля пламени запальника, вследствие чего открывается клапан основной горелки и котел выводится в рабочий режим.

Также обеспечивается прекращение подачи топлива при следующих аварийных режимах[17]:

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

1. При упуске воды;
2. При остановке дымососа;
3. При остановке воздуходувки;
4. При снижении давления в топливопроводе;
5. При взрыве газа в топке котла;
6. При срабатывании датчика загазованности;
7. При резком повышении давления пара. Рассмотрим принцип работы системы автоматики котельного агрегата.

Автоматика безопасности прекращает подачу топлива в котельную с последующей остановкой котлов при превышении загазованности в котельной оксидом углерода, достигшем  $100 \text{ мг/м}^3$ , метаном, достигшем 10% от нижнего предела воспламеняемости, а также при отключении электроэнергии.

Контроль загазованности производится сигнализатором RGY000MBP4. Прибор устанавливается на высоте 1,5-1,8 метров от уровня пола котельной, в операторной, блоки датчиков горючих газов – под потолком над газопроводом, блоки датчиков угарного газа – на высоте 1,5-1,8 метров от уровня пола.

Автоматизация котлов принята на базе комплекта средств управления СУМ 6432, производства фирмы «АГАВА» г. Екатеринбург.

Контроллер «АГАВА 6432» обеспечивает:

- плавное регулирование мощности;
  - защитное отключение в случаи аварийной ситуации;
  - защита котла от нештатных действий персонала;
  - запоминание первопричины возникновения аварии;
  - режим «Пусконаладка»: проверка входных и выходных цепей, настройка исполнительных механизмов;
  - режим «Регламент»: периодический контроль датчиков без остановки котла;
  - вывод информации на встроенный дисплей.
- Автоматика управления КСУМ 6432 водогрейных котлов фирмы «Weishaupt» обеспечивает отключение газа при следующих аварийных случаях:
- повышение давления газа перед горелкой;
  - понижение газа перед горелкой;
  - понижение давления дизельного топлива пере горелкой;
  - понижение давления воздуха перед грелкой;
  - повышение давления в газоходу котла;
  - повышение температуры воды на выходе из котла;
  - отклонении давления воды на выходе из котла;
  - погасании факела горелки;

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

- неисправностей цепей защиты;
- прекращении подачи электроэнергии.

Комплектом автоматики также предусматривается автоматическое регулирование топлива, воздуха и температуры воды на выходе из котла.

Управление котлов осуществляется со шкафов КИПиА, которые устанавливаются вблизи котла.

### **Система автоматизации учета, регистрации отпуска и потребления газа**

Для учета, регистрации отпуска и потребления газа принят измерительный комплекс учета газа СГ-ЭКВз-Р-0,75-250-1,6, производства «Газэлектроника», Россия.

Учет, регистрация отпуска и потребления газа организуется с целью:

- осуществления финансовых расчетов поставщиком и потребителем газа;
- контроля за режимами работы системы газоснабжения;
- контроля за рациональным использованием газа;
- измерения расхода и объема газа при стандартных условиях;
- архивирования данных;
- защиту данных и результатов измерений и вычислений от несанкционированного доступа;
- сохранение данных и результатов измерений в энергозависимой памяти при перерывах электропитания;
- регистрацию информации о параметрах природного газа на бумажном носителе.

Проектом предусмотрено:

- защита приборов от несанкционированного вмешательства в их работу, нарушающего учет количества газа и регистрацию параметров газа;
- непрерывный круглосуточный режим работы измерительного комплекса;
- сбор и преобразование значений температуры, давления и расхода;
- выполнение вычислительных операций;
- диагностику внешних цепей, составных частей и индикацию результатов диагностики;
- отображение информации;
- вывод информации на ЭВМ диспетчера и печатающее устройство.

Параметры газа:

- плотность газа при нормальных условиях:  $\rho=0,670\dots 0,675$  кг/м<sup>3</sup>;
- барометрическое давление:  $P_6=749\dots 760$  мм.рт.ст.;
- расход природного газа максимальный на вводе (приведенный к

						13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

- нормальным условиям):  $912,42 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
  - расход природного газа минимальный на вводе (приведенный к нормальным условиям):  $29,11 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
  - диапазон избыточного давления природного газа в месте установки газового счетчика:  $P_{\text{раб}}=0,5 \dots 0,7 \text{ МПа}$ ;
  - диапазон температур природного газа:  $T_{\text{max}}=+25^\circ\text{C} \dots T_{\text{min}}=-30^\circ\text{C}$ ,  $T_{\text{раб}}=+5^\circ\text{C}$ ;
  - максимальный расход природного газа в рабочих условиях при  $P_{\text{раб}}=0,5 \text{ МПа}$
  - барометрическое давление:  $P_0=749 \dots 760 \text{ мм.рт.ст.}$ ;
- Структурная схема узла учета приведена на рисунке 6.1.

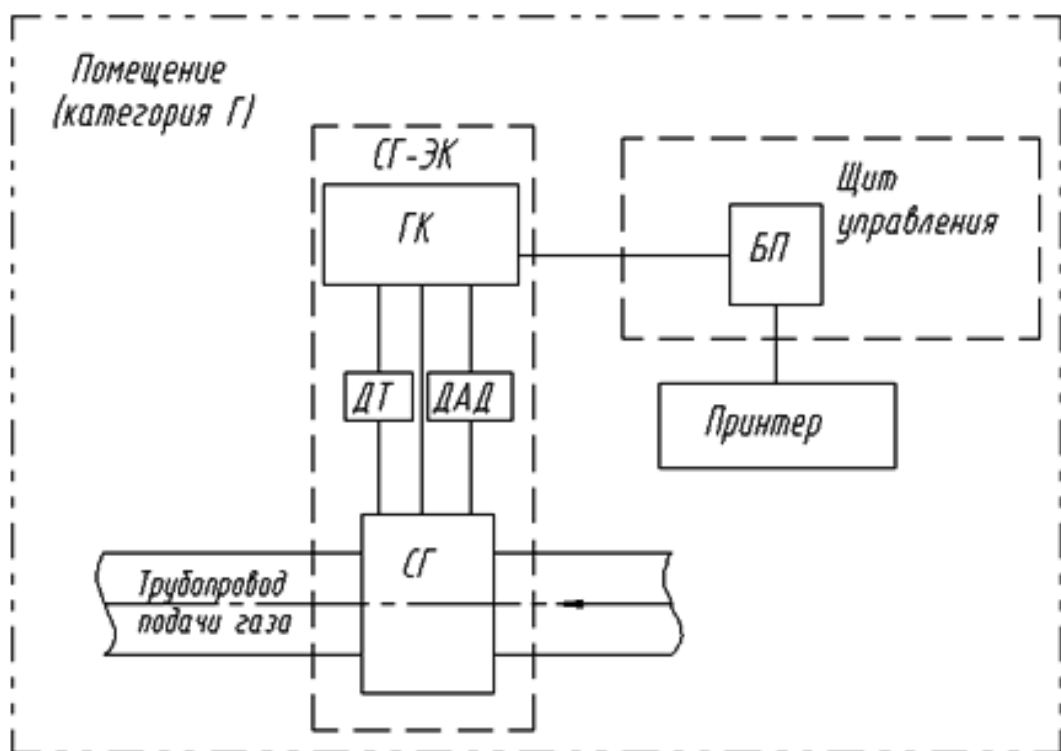


Рисунок 6.1 – Структурная схема элементов узла учета по измерению параметров природного газа.

На рисунке 6.1 обозначены:

- СГ–ЭК, измерительный комплекс учета газа СГ-ЭКВз-Р-0,75-250/1,6;
- ГК, газовый коллектор ЕК260, обеспечивает вычисление приведенного к стандартным условиям расхода и объема газа, просмотр на дисплее текущих измеряемых и рассчитываемых параметров, данных архива, программирование и считывание информации;
- СГ – счетчик газа ротационный RVG G160  $D_{y80}$ , обеспечивает измерение диапазона расходов при рабочих условиях –  $2,5 \dots 250 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

- ДТ – датчик температуры Pt500, вмонтированный в корпус счетчика, обеспечивает измерение температуры природного газа - -50...+50°C;
- ДАД – датчик абсолютного давления, встроенный в корпус корректора, обеспечивает измерение диапазона абсолютных давлений – 0,08...0,2 МПа;
- БП – блок питания (питание корректора и передача данных на принтер);
- Принтер – обеспечивает вывод данных на бумажный носитель.

Технические характеристики измерительного комплекса приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 Технические характеристики измерительного комплекса

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
1	2	3
Количество обслуживаемых трубопроводов	шт	1
Диапазон измеряемых рабочих расходов природного газа счетчиком $Q_{\min} \dots Q_{\max}$	М <sup>3</sup> /ч	2,5...250
Диапазон расходов природного газа, приведенных к стандартным условиям: $Q_{\max}^{\text{норм}}$ при избыточном давлении в газопроводе 0,5 МПа и температуре +25°C	нм <sup>3</sup> /ч	3,24
$Q_{\min}^{\text{норм}}$ при избыточном давлении в газопроводе 0,7 МПа и температуре -30°C	нм <sup>3</sup> /ч	165,99
Диапазон измеряемых температур природного газа	°C	-30...+25
Диапазон измеряемого абсолютного давления природного газа	МПа	0,5...0,7
Предел относительной погрешности измерения комплексом СГ-ЭКВз-Р-0,75-250/1,6 в зависимости от расхода не более:		
- от $Q_{\min}$ до $0,1Q_{\max}$	%	±2,5
- от $0,1Q_{\max}$ до $Q_{\max}$	%	±1,5

Продолжение таблицы 6.1



1	2	3
Межповерочный интервал комплекса СГ ЭКВз – Р-0,75-250/1,6	лет	5
Температура окружающего воздуха: - для измерительного комплекса СГ ЭКВз –Р-0,75-250/1,6 - для блока питания БП ЭК-02	°С °С	-20...+60 0...+40
Относительная допустимая влажность воздуха: - для измерительного комплекса СГ ЭКВз –Р-0,75-250/1,6 - для блока питания БП ЭК-02	% %	95 при 35°С -
Потребляемая мощность всех приборов (с учетом принтера) не более	Вт	41
Полный средний срок службы узла учета	лет	12

**Применяемые условные обозначения средств измерения и автоматизации**









Условные обозначения средств измерения и автоматизации приняты по ГОСТ 21.208-2013 и сведены в таблицу 6.2.

В графической части приведена схема организованной системы автоматики.

Таблица 6.2 – Применяемые изображения средств измерения и автоматизации

Обозн.	Тип оборудования	Наименование оборудования
1	2	3
	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения температуры, установленный по месту.	Преобразователь ТСМУ-055
	Прибор для измерения температуры бесшкальный с контактным устройством, установленный по месту.	Преобразователь ТСМУ-205

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3
	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения давления, установленный по месту.	Датчик Метран-49-ДИ
	Прибор для измерения давления (разрежения) показывающий, установленный по месту.	Датчик Метран-49-ДВ
	Прибор для измерения давления с контактным устройством, установленный по месту.	Датчик Метран-49-ДД
	Прибор для измерения давления (разрежения) показывающий с контактным устройством, установленный по месту.	Датчик Метран-49-ДВ
	Прибор для измерения расхода показывающий, установленный по месту.	Счетчик газа ротационный RVG G160
	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения расхода, установленный по месту.	Счетчик газа ротационный RVG G160
	Прибор для измерения уровня бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.	Датчик уровня ГБО-2
	Прибор для измерения уровня показывающий, установленный по месту.	Датчик уровня ГБО-2



## 7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Эксплуатация котельной неизбежно повлечет за собой загрязнение атмосферы продуктами сгорания топлива, используемого в установленных котлоагрегатах.

В исследуемой котельной источниками загрязнения атмосферы являются продукты сгорания природного газа, либо резервного топлива – топочного мазута. При сжигании мазута основными вредными выбросами являются: двуокись азота, двуокись серы, окись углерода, твердые вещества, оксид азота, пятиокись ванадия в составе твердых частиц золы.

При сжигании природного газа в котлах основными вредными выбросами являются оксиды азота и оксид углерода.

Суммацией вредного воздействия обладают:

- диоксид азота и диоксид серы;
- диоксид азота, оксид азота, пятиокись ванадия и диоксид серы;
- диоксид серы, окись углерода, диоксид азота и фенол (фенол входит в состав фоновых концентраций);
- диоксид серы и фенол.

Залповые и аварийные выбросы указанных загрязняющих веществ, образующихся при сжигании топлива в котлах невозможны.

Современные представления о допустимых уровнях загрязнения атмосферного воздуха, воды или ландшафта основаны на сведениях о вредном воздействии веществ на здоровье людей и животных, на растительность, на материальные ценности.

Основные требования по вопросам выбросов вредных веществ, при сжигании природного газа, в настоящее время существенно ужесточились. Так, во многих регионах государственные надзорные органы по защите окружающей среды предписывают уменьшить вредные выбросы оксидов азота на действующих энергетических объектах до уровня, соответствующего нормам, установленным ГОСТ 29328-92, кроме того, необходимо обеспечить высокую надежность и безопасность работы котлоагрегата, а так же высокие экономические показатели.

Исследуемый водогрейный котел работает на природном газе, поэтому основными токсичными выбросами, содержащимися в дымовых газах, являются окислы азота.

Окислы азота – высокотоксичные соединения, при взаимодействии с водой образуют азотную кислоту, которая при попадании в организм человека раздражает слизистую оболочку, вызывает необратимые изменения в сердечнососудистой системе. Подобные негативные воздействия оказывают и на

другие живые организмы и растительность. В соединении с углеводородами окислы азота образуют высокотоксичные нитролефины. Уровень содержания вредных выбросов в выхлопных газах ограничивается по ГОСТ 29328-92. Для окислов азота концентрация окислов азота в продуктах сгорания не должна превышать 0,0085 мг/м<sup>3</sup>. Окислы азота образуются в высокотемпературных зонах камеры сгорания в результате окисления азота, содержащегося в атмосферном воздухе и азота содержащегося в топливе (NO).

Снижение выбросов обеспечивается автоматизацией процесса горения с регулированием подачи топливо-воздух, регулированием нагрузки, контролем за содержанием кислорода в продуктах сгорания.

В периоды неблагоприятных метеорологических условий работа котельной должна осуществляться в соответствии с мероприятиями по регулированию выбросов, обоснованных и утвержденных в установленном порядке для данной местности.

Для котельной организационно-техническими мероприятиями в период НМУ являются:

- включение в работу количества котлоагрегатов, обеспечивающих максимальный КПД при конкретной нагрузке;
- повышенный контроль за процессом горения топлива в части минимального выхода загрязняющих веществ;
- исключение очистки поверхностей нагрева котлов и экономайзеров;
- запрещение выполнения на период НМУ пуско-наладочных работ.

Мероприятия по охране экологии должны выполняться в соответствии с законами Российской Федерации о недрах и земле, об охране животного мира, атмосферного воздуха, памятников истории и культуры, законом о защите окружающей природной среды.

Ответственность за соблюдение проектных решений по охране экологии несет строительная организация, осуществляющая монтаж.

Предоставленные во временное пользование земельные участки после окончания строительно-монтажных работ должны быть рекультивированы.

### **Расчет дымовой трубы котельной**

Произведем расчет дымовой трубы.

Так как топливом является природный газ, состав которого приведен в таблице 4.1, то определяем выброс оксидов азота (7.1):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot V \cdot Q_p^H \cdot k_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (7.1)$$

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

где  $B=12692,84 \text{ м}^3/\text{ч}=3,525 \text{ г/с}$  – расход топлива;

$Q_p^H$  – теплота сгорания, МДж/м<sup>3</sup>;

$k_{NO_2}$  – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 ГДж тепла,  $k_{NO_2}=1 \text{ кг/ГДж}$ ;

$\beta$  – коэффициент, учитывающий степень снижения выбросов окислов азота в результате применения технических решений  $\beta = 1$ , (7.1):

$$M_{NO_2}=0,034 \cdot 3,525 \cdot 33,603 \cdot 1 \cdot (1-0)=4,027 \text{ г/с}$$

Для определения диаметра устья дымовой трубы необходимо первоначально определить расход продуктов сгорания через трубу (7.3).

$$V_{mp} = B_p \cdot (V_e + \Delta\alpha \cdot V^o) \cdot \frac{\theta + 273}{273} \quad (7.2)$$

где  $V_r$  – количество дымовых газов на выходе из котлоагрегата, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$V^o$  – теоретическое количество воздуха, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\theta$  – температура уходящих газов, принимается равной температуре на выходе из котлоагрегата;

$\Delta\alpha$  – присос воздуха в газоходах.

$$V_{mp} = 3,525 \cdot (12,206 + 0,05 \cdot 9,571) \cdot \frac{152,5 + 273}{273} = 69,69 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (7.3)$$

Тогда диаметр устья трубы (7.4):

$$D_{mp} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{mp}}{\pi \cdot \omega_{вых}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 69,69}{3,14 \cdot 20}} = 2,1 \quad (7.4)$$

где  $\omega_{вых}$  – скорость продуктов сгорания на выходе из трубы.

Полученный диаметр округляем до ближайшего стандартного и уточняем скорость продуктов сгорания на выходе.  $D_{тр}=2 \text{ м}$ , тогда  $\omega_{вых}=22,2 \text{ м/с}$ .

Определяем предварительную минимальную высоту трубы по формуле (7.4):

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V_{mp} \cdot \Delta t}}}, \quad (7.5)$$

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

где  $A$  – коэффициент, зависящий от метеорологических условий местности;  
 $ПДК_{NO_2}$  – предельно допустимая концентрация для оксидов азота, равно  $0,085$   $мг/м^3$ ;  
 $Z$  – количество дымовых труб, равно 1;  
 $\Delta t$  – разность температуры выбрасываемых газов и температуры воздуха самого жаркого месяца в полдень,  $\Delta t=25C$ .

$$H = \sqrt{\frac{120 \cdot 4,027}{0,085}} \sqrt[3]{\frac{1}{69,69 \cdot 25}} = 38,9 \quad (7.5)$$

Полученная в первом приближении высота дымовой трубы больше минимальной высоты кирпичной дымовой трубы равной 30м [2], однако, так как в теплоснабжаемом районе имеются сооружения высотой около 20м, необходимо предусмотреть более высокую дымовую трубу для лучшего рассеивания дымовых газов. Принимаем высоту железобетонной дымовой трубы равную 50м [2].

Определяем коэффициенты  $f$  и  $v_M$  (7.6):

$$f = 10^3 \cdot \frac{\omega_{вых}^2 \cdot D_{mp}}{H^2 \cdot \Delta t} = \frac{1000 \cdot 22,2^2 \cdot 2}{50^2 \cdot 25} = 15,77. \quad (7.6)$$

$$v_i = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\delta\delta} \cdot \Delta t}{H}} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{69,69 \cdot 25}{50}} = 2,12.$$

По полученным коэффициентам определяем следующие коэффициенты (7.7):

$$n = 3 - \sqrt{(v_v - 0,3) \cdot (4,36 - v_v)} = 3 - \sqrt{(2,12 - 0,3) \cdot (4,36 - 2,12)} = 0,981. \quad (7.7)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{15,77} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{15,77}} = 0,521.$$

Теперь определяем максимальную приземную концентрацию оксидов азота (7.8):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{mp} \Delta t}} = \frac{120 \cdot 4,027 \cdot 0,521 \cdot 0,981}{50^2 \cdot \sqrt[3]{69,69 \cdot 25}} = 0,0082 \text{ мг/м}^3. \quad (7.8)$$

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

Проверим условие, при котором безразмерная суммарная концентрация не должна превышать 1, т.е. (7.9):

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \leq 1. \quad (7.9)$$

Получаем (7.9):

$$\frac{0,0082}{0,085} = 0,096 < 1$$

Условие выполняется, то оставляем принятую высоту трубы и расчет считаем окончанным.

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при работе с водогрейным котлом

В помещении котельной установлены водогрейные котлы, предназначенные для производства пара и работающие на природном газе.

Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОВПФ.

В зоне обслуживания водогрейного котла вредными производственными факторами являются:

#### 1. Физические факторы:

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

#### 2. Химические факторы:

- общетоксические, основным источником является природный газ;
- высокое содержание в дымовых газах;
- возможные утечки природного газа.

#### 3. Факторы трудового процесса:

- динамическая нагрузка;
- статическая нагрузка;
- напряженность труда;

#### 4. Травмоопасные факторы:

- повышенное давление теплоносителя;
- разностное расположение оборудования, в результате чего, возможны падения и травмирование;
- движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов;
- возможность поражения электрическим током.

Аварийно-возможные ситуации:

- утечка топлива;

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

- взрыв котла;
- пожар.

## 8.2 Безопасность производственных процессов и оборудования

Механическая прочность оборудования обеспечивается заводом - изготовителем. Каждый сосуд, трубопровод снабжается паспортом и таблицей, которая при нанесении изоляции не закрывается. На ней указывается тип аппарата, его заводской номер и расчетные параметры. Паспорт выдается также на арматуру.

Для предотвращения возникновения гидроудара все трубопроводы снабжены дренажами. Вся арматура на трубопроводах высоких параметров электрифицирована. Сосуды, работающие под давлением, снабжены контрольно - измерительной и предохранительной аппаратурой. Оборудование снабжено системами КИПиА: манометрами, термометрами, расходомерами и т.д., которые позволяют вести контроль за работой оборудования, а при отклонении каких-либо параметров от номинальных значений на центральный тепловой щит управления от первичного оборудования, прибора, расположенного по месту, подается световой или звуковой сигнал.

На турбинах и на котлах расположен ряд технологических защит, которые в случае возникновения ситуации, опасной для целостности оборудования, либо жизни людей, автоматически выключают котлоагрегат, либо объект, создающий угрозу.

Опознавательная окраска и маркировка на трубопроводах, арматуре и оборудовании наносится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-2001 ССБТ «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»:

- вода – зеленый;
- воздух – синий;
- кислота – оранжевый;
- щелочь – фиолетовый;
- техническая вода – черный;
- газопровод – желтый.

Опознавательная окраска наносится сплошной линией по всей поверхности коммуникаций или отдельными участками. Если изоляция трубопровода покрыта металлической обшивкой, то он не окрашивается. Чтобы персонал не ошибся при переключениях, задвижки и вентиля имеют собственный номер, надпись и

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

указатель направления вращения штурвала.

Рассмотрим описание правил действий оператора котельной при проведении работ.

Перед процедурой запуска котла оператор должен:

- проверить правильность подключения расширительного бака и предохранительного клапана (если требуется) и убедиться, что они не могут быть перекрыты;
- проверить, надежность фиксации датчиков термостатов и термометра внутри соответствующих гильз;
- проверить, что турбулизаторы установлены во все дымогарные трубы;
- проверить, что система заполнена водой и воздух полностью стравлен;
- проверить, что насосы работают правильно;
- проверить, что гидравлические, электрические устройства, приборы безопасности и дымоходы подключены в соответствии с действующими национальными и местными нормами;
- проверить, что горелка установлена в соответствии с инструкцией завода-изготовителя горелки;
- проверить, что напряжение и частота электрической сети находятся в соответствии с техническими данными горелки и электрооборудования котла;
- проверить, что система в состоянии принять все количество тепла, которое может быть произведено теплогенератором.

После запуска котельного агрегата оператор котельной обязан:

- открыть запирающие топливные задвижки и проверить отсутствие утечек в линии подачи топлива, переключить все выключатели в положение «ВКЛ».
- убедиться, что передняя дверь, фланец горелки и подключения к дымовой трубе являются газоплотными и присутствует небольшое отрицательное давление (тяга) на входе в дымоход;
- производительность топливоподачи должна соответствовать техническим данным по мощности котла и не в коем случае не должна превосходить максимальных значений заявленной мощности;
- температура уходящих газов никогда не должна повышаться более 160°C.

Перед процедурой отключения котельного агрегата оператор обязан:

- установить контроллер температуры на минимум;
- выключить горелку (обесточить) и перекрыть подачу топлива;
- оставить насосы в работе до тех пор, пока они не отключатся контроллером температуры.
- выключить главным выключателем электрощит.

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					



Оператор котельной должен производить периодические технические осмотры котельного агрегата на предмет выявления каких-либо неисправностей.

Периодическое обслуживание является важной составляющей для обеспечения безопасности, эффективности и длительного срока эксплуатации оборудования.

Все операции по чистке и обслуживанию котла должны производиться при закрытой подаче топлива и отключенном электроснабжении.

Для правильной работы и максимальной эффективности котла, камера сгорания, дымогарные трубы и дымовой коллектор должны регулярно чиститься.

Во время текущего обслуживания, после удаления турбулизаторов, необходимо:

- убедиться, что система отвода конденсата не заблокирована;
- убедиться в том, что устройства измерения и управления функционируют нормально;
- измерить расход подпиточной воды, и, после проведения анализа воды, добавить реагент против накипи.
- после окончания работ по чистке и обслуживанию и повторного запуска котла, проверить плотность прилегания двери и дымового коллектора, и, в случае обнаружения неплотности, заменить соответствующие уплотнения.

Выполненные операции должны быть занесены в журнал эксплуатации установки. Специальное обслуживание производится операторами в конце отопительного сезона или перед продолжительной остановкой котла. Должны выполняться все операции, описанные в выше, а также дополнительно:

- проверка турбулизаторов на предмет износа;
- после проведения чистки газоходов, обработать их раствором каустической соды. После высыхания обработанных поверхностей, протереть все поверхности масляной тряпкой;
- гигроскопические материалы (негашеная известь, силикагель в небольших емкостях) следует поместить внутрь топки, которая затем должна быть герметично закрыта, так чтобы предотвратить свободный доступ воздуха.
- обработать винты, гайки, штифты двери графитовой смазкой.

Выполненные операции должны быть занесены в журнал эксплуатации установки.

После окончания описанных операций, для запуска котла операторы необходимо выполнить следующие действия:

- убедиться, что система контроля котлоагрегата находится в положении «включено».

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

- установить комнатный таймер-термостат и контроллер температуры на желаемое значение температуры.
- повернуть главный выключатель системы в положение «включено».
- установить термостат котла, расположенный на пульте управления котла.
- переключить выключатель котла на панели управления в положение «включено» и убедиться, что зажегся зеленый индикатор. Котел перейдет в режим запуска, и будет оставаться в нем до достижения установленной температуры.

После запуска котла, оператор должен убедиться, что он останавливается, и запустить его снова.

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

## 9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Сравним два возможных варианта: первый – замена двух котлов КВ-ГМ-11,63-150 на котлы КВ-ГМ-23,26-150, второй замена двух котлов КВ-ГМ-11,63-150 на котлы Vitomax 200-LWD.

### 9.1 Расчет капитальных и текущих затрат

Смета капитальных затрат для первого варианта представлена в таблице 8.1[48].

Таблица 8.1 – Смета капитальных затрат на замену котлов КВ-ГМ-11,63-150 на котлы КВ-ГМ-23,26-150

Наименование затрат	Цена, тыс. руб	Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб
1	2	3	4
Проектные работы	240	1	240
Демонтажные работы	354	2	708
Оборудование:			
Котел КВ-ГМ-23,26-150	8500	2	17000
Дымосос	600	2	1200
Вентилятор	300	2	600
Питательный насос	400	1	400
Монтажные работы	432	2	864
Пуско-наладочные работы	58	2	116
Заготовительно-складские затраты	117,6	1	235,2
Итого			21363,2

Текущие затраты для первого варианта представлены в таблицу 8.2 [54].

Таблица 8.2 – Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание котла КВ-ГМ-23,26-150

Показатели и статьи затрат	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн.м <sup>3</sup> /год	55,188

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2017.052.14 ПЗ

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3
Тариф на газ	руб, 1000м <sup>3</sup>	3286
Затраты на топливо	тыс.руб./год	181348
Расход воды	млн. м <sup>3</sup> /год	0,677
Тариф на воду	руб/м <sup>3</sup>	32,8
Затраты на воду	тыс.руб./год	22205,6
Содержание и эксплуатация котла, включая его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (норма 10%).	тыс.руб./год	935
Итого затрат	тыс.руб./год	204484

Смета капитальных затрат для второго варианта представлена в таблице 8.3[48].

Таблица 8.3 – Смета капитальных затрат замены котлов КВ-ГМ-11,63-150 на котлы Vitomax 200-LWD

Наименование затрат	Цена, тыс. руб	Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб
1	2	3	4
Проектные работы	240	1	240
Демонтажные работы	354	2	708
Оборудование:			
Vitomax 200-LWD	8000	2	16000
Дымосос	600	2	1200
Вентилятор	300	2	600
Питательный насос	331	1	331
Транспортные расходы на оборудование:	0	7	0
Монтажные работы	412	2	824
Пуско-наладочные работы	58	2	116

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ				

Продолжение табл. 8.3

1	2	3	4
Заготовительно-складские затраты (1,2% стоимости оборудования)	108,786	1	217,572
Итого			20216,572

Текущие затраты для второго варианта сведены в таблицу 8.4[34].

Таблица 8.4 – текущие затраты на энергетическое обслуживание котла КВ-ГМ-11,63-150

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн.м <sup>3</sup> /год	59,918
Тариф на газ	руб., 1000м <sup>3</sup>	3286
Топливо	тыс.руб./год	196891
Расход воды	млн. м <sup>3</sup> /год	0,6899
Тариф на воду	руб/м <sup>3</sup>	32,8
Годовой расход воды	тыс.руб./год	$689,9 \cdot 32,8=22628,72$
Содержание и эксплуатация котла, включая его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (норма 10%).	тыс.руб./год	$0,01 \cdot +8000 + 0,1 \cdot 8000=880$
Итого затрат	тыс.руб./год	220400

Для выбора экономически выгодного варианта необходимо произвести расчет текущих затрат. Наиболее выгодным вариантом является тот, у которого приведенные затраты ниже.

## 9.2 Расчет приведенных затрат

Рассчитаем приведенные затраты (9.1):

					13.03.01.2017.052.14 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$Z_i = E \cdot K_i + C_i \rightarrow \min \quad (9.1)$$

где  $E=0,15$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений[48];

$C$  – сумма текущих затрат, представлена в таблице 8.2 и 8.4;

$K$  – сумма капитальных затрат, представлена в таблице 8.1 и 8.3;

Используем формулу (9.1)

$$Z_1 = 0,15 \cdot 21363,2 + 204484 = 207688 \text{ тыс. руб/год,}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 20216,572 + 220400 = 223432 \text{ тыс. руб/год.}$$

Вывод:

Получили, что  $Z_1 < Z_2$ , следовательно, экономически целесообразнее использовать первый вариант для проекта – замена двух котлов КВ-ГМ-11,63-150 на котлы КВ-ГМ-23,26-150.

### 9.3 Расчет себестоимости 1 ГДж теплоты

Себестоимость 1 ГДж теплоты сведена в таблицу 8.5[41].

Таблица 8.5 – Себестоимость 1 ГДж теплоты

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн.м <sup>3</sup> /год	150,847
Тариф на газ	руб./1000м <sup>3</sup>	3286
Топливо	млн.руб./год	495,683
Расход воды	млн. м <sup>3</sup> /год	1,805
Тариф на воду	руб/м <sup>3</sup>	32,8
Годовой расход воды	млн.руб./год	59,204
Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт	млн.руб./год	3,3

Продолжение таблицы 8.5

1	2	3
Содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (0,25% от стоимости элементов схемы)	тыс.руб./год	75
Итого затрат	млн.руб./год	558,262
Годовой расход теплоты	МДж/год	$5,796 \cdot 10^9$
Себестоимость 1 ГДж теплоты	руб./ГДж	$558262 / (5,796 \cdot 10^6) = 96,42$

#### 9.4 Расчет срока окупаемости проекта

Экономия текущих затрат на единицу продукции (9.2):

$$Ц = \frac{C}{P} \quad (9.2)$$

где  $C$  – текущие затраты на энергетическое обслуживание котлов,

$P$  – производительность котельной за год,

Для трех котлов КВ-ГМ-11,63-150,  $C = 445653$  тыс.руб./год,  $P = 1314000$  т/год.

Затраты на энергетическое обслуживание котла КВ-ГМ-11,63-150 сведены в таблицу 8.6[34].

Таблица 8.6 – Текущие затраты на энергетическое обслуживание котла КВ-ГМ-11,63-150

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн.м <sup>3</sup> /год	40,471
Тариф на газ	руб., 1000м <sup>3</sup>	3286

Продолжение таблицы 8.6

1	2	
Топливо	млн.руб./год	132,988
Расход воды	млн. м <sup>3</sup> /год	0,451
Тариф на воду	руб/м <sup>3</sup>	32,8
Годовой расход воды	млн.руб./год	14,793
Содержание и эксплуатация горелок, включая его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (норма 10%).	тыс.руб./год	$0,01 \cdot 7000 + 0,1 \cdot 7000 = 770$
Итого затрат	млн.руб./год	148,551

Используя формулу (9.2)

$$C_1 = \frac{445653}{1314000} = 0,339 \text{ тыс.руб./т.}$$

Цена 1 т пара после модернизации:

$C = 557519$  тыс.руб./год – 2 котла КВ-ГМ-23,26-150 и 1 котле КВ-ГМ-11,63-150,  $P = 1752000$  т/год,

$$C_2 = \frac{557519}{1752000} = 0,319 \text{ тыс.руб./т.}$$

Экономия составляет (9.3):

$$\delta = C_1 - C_2 \quad (9.3)$$



$$\delta=0,339-0,319=0,02 \text{ тыс.руб./т.}$$

Экономия текущих затрат (9.4):

$$\Delta=\delta \cdot P, \quad (9.4)$$

$$\delta=0,02 \cdot 1,752 \cdot 10^6=35040 \text{ тыс.руб./год.}$$

Капитальные затраты для модернизации –  $K_1=21363,2$  тыс. руб.

Срок окупаемости:

### 9.5 SWOT-анализ проектных решений

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы)

В выпускной квалификационной работе рассматривается вариант модернизации тепловой схемы с целью увеличения паропроизводительности котельной. SWOT-анализ для первого варианта представлен в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – SWOT-анализ для котла КВ-ГМ-23,26-150

	Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
Внутренняя среда	1. Повышение производительности; 2. Увеличение начальных параметров рабочего тела; 3. Высокий показатель КПД; 4. Возможность дальнейшей модернизации котельной; 5. Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.	1. Больше капитальные затраты ввиду необходимости приобретения дополнительного оборудования; 2. Большие габариты котла.



Выводы:

На основании проведенного анализа можно утверждать, что разработка и реализация проекта с использованием котлов КВ-ГМ-23,26-150 более предпочтительна, так как дает возможность дальнейшей модернизации котельной.

### 9.6 Оценка движущих и сдерживающих сил ресурсов

Для оценки движущих и сдерживающих сил пользуются полем сил Курта Левина. Курт Левин предложил рассматривать любую ситуацию или организацию, как балансирующие между движущими и сдерживающими силами изменения.

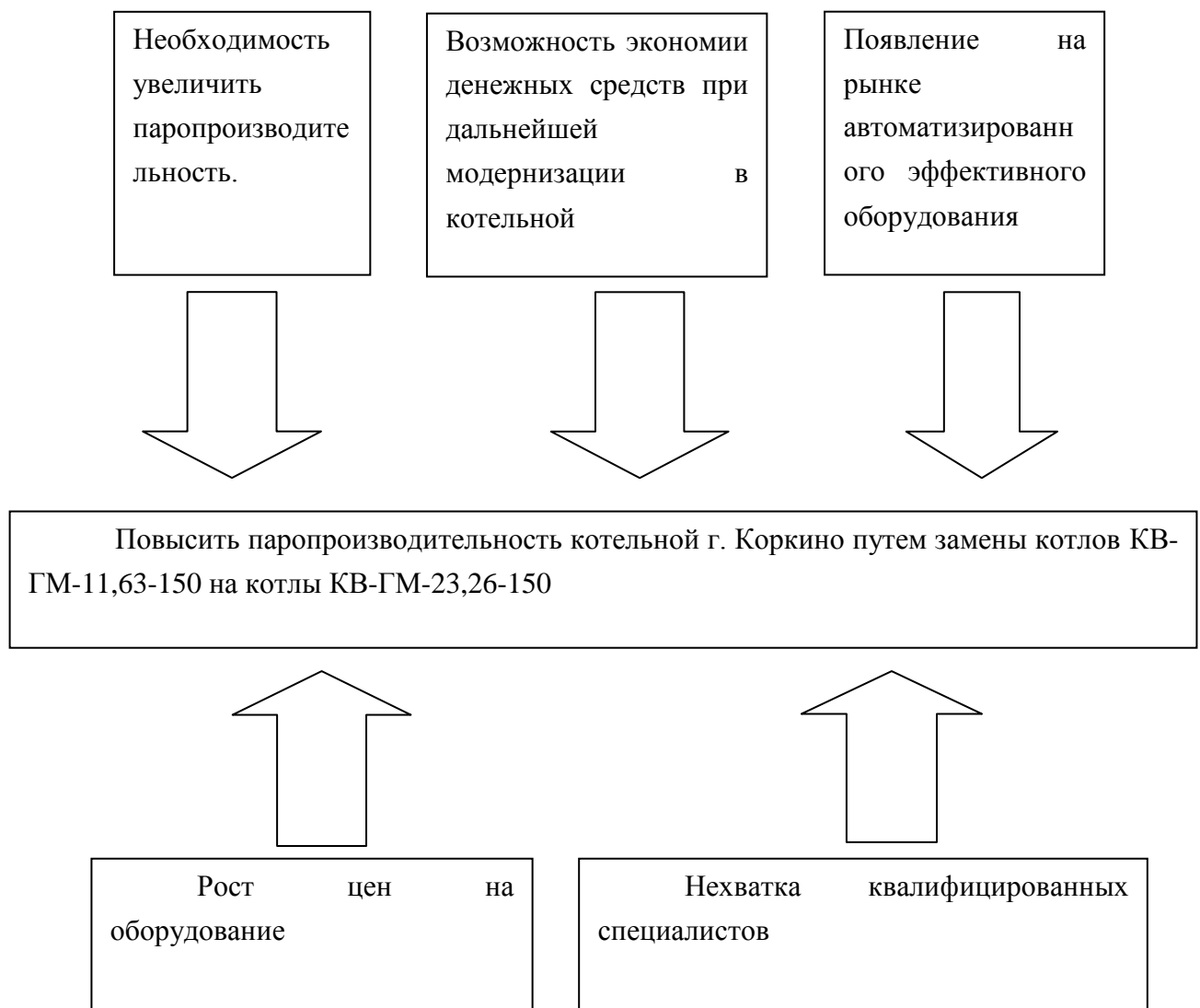


Рисунок 8.1 – Анализ поля сил К.Левина





вызывает существенные изменения в работе котла. Существенно изменяется тепловой режим работы топки и всего котельного агрегата. Условия теплообмена в топке влияют на экономичность работы котла и на надежность работы экранных поверхностей нагрева. Для повышения надежности работы элементов котла, а следовательно и всей котельной установки, учитывая что большая часть котлов выработала свой ресурс, возникает необходимость замены устаревших котлов на новые котлы.

Часто подобную модернизацию котельных производят по причине увеличения тепловой нагрузки на котельную за счет роста потребителей тепловой энергии.

В процессе выполнения данной выпускной квалификационной работы была проанализирована работа районной котельной города Коркино Челябинской области.

В ходе работы были решены нижеприведенные задачи:

- произведен анализ котельной, рассчитана тепловая нагрузка района обслуживания котельной;
- обоснована необходимость технического перевооружения исследуемой котельной;
- произведен анализ теоретической базы исследования, а также литературных источников по теме исследования;
- исследованы эффективность работы действующих водогрейных котлов котельной;
- произведен поиск аналогов для замены действующих водогрейных котлов;
- разработаны мероприятия по обеспечению энергосбережения;
- разработан проект внедрения системы автоматизации работы котельной;
- рассчитаны технико-экономические показатели проекта;
- рассмотрен вопрос обеспечения безопасности жизнедеятельности сотрудников котельной, а так же экологичности проекта.

Отмечу, что проектирование систем теплоснабжения и котельных, входящих в состав данных систем, должно проводиться на основании точных расчетов. Системы теплоснабжения являются очень сложными комплексами, поэтому результаты данных расчетов должны быть абсолютно точны. Используя только стандартную технологию и наиболее дешевое оборудование невозможно достигнуть каких-либо значительных успехов в экономии первичной энергии.

По завершению работы отмечу, что поставленная цель работы достигнута - разработан полноценный проект технического перевооружения котельной с заменой водогрейных котлов. Все необходимые задачи работы разрешены. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был получен ценный

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

практический опыт в области разработки проектов модернизации и перевооружения объектов теплоснабжения, а так же большой объем теоретических знания и навыков.

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		





14 ГОСТ 27322-87 Государственный стандарт РФ. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения. – М: Издательство стандартов, 1987.

15 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. – М.: Стандартиформ, 2013.

16 ГОСТ Р 51750-2001. Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. М.: Стандартиформ, 2001.

17 ГОСТ Р 54405-2011 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества пара. – М: Стандартиформ, 2011.

18 СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.

19 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М: Из-во стандартов, 2009.

20 СП 18.13330.2011. Генеральные планы промышленных предприятий. – М.: Минрегион России, 2011.

21 СП 4.13130.2013. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – М.: Изд-во стандартов, 2013.

22 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минрегион России, 2010.

23 СП 61.13330.2012 Свод правил тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М: Стандартиформ, 2013.

24 СП 89.13330.2012 Котельные установки. – М: Из-во стандартов, 2013.

25 ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М: ПИО ОБТ, 2003.

26 ГН-2.2.51313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – М: Стандартиформ, 2003.

27 Автоматика энергосистем. Учебник для вузов / Под редакцией Л.Ф. Дьякова, – 3-е издание, исправленное. – М: МЭИ, 2009. – 469 с.

28 Алабугин, А. А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта/ А. А. Алабугин, Р. А. Алабугина. – Ч: М-во образования и науки Российской Федерации, Южно-Уральский гос. ун-т, 2011, – 45 с.

29 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / под ред. А. И. Сидорова, 2-е изд., перераб. и доп. – М: КНОРУС, 2016. – 552 с.

											<i>лист</i>
										<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>							

30 Бузников, Е. Ф. Производственные и отопительные котельные: научное издание / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. – 3-е изд., перераб. – М: Энергоатомиздат, 2009. – 248 С.

31 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М: МЭИ, 2009. – 508 с.

32 Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А Чиж. – Минск: Высшая школа, 2012. – 131 с.

33 Волощенко, А.В. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования / А.В. Волощенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: ТПУ, 2011. – 108 с.

34 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А. И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. – 22 с.

35 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / О.Л. Данилов. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 188 с.

36 Делягин, Г. Н. Теплогенерирующие установки: Учебное пособие для вузов / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков. – М: Стройиздат, 2010. – 559 с.

37 Зайцев, В.А. Промышленная экология / В.А. Зайцев. – М:БИНОМ Лаборатория Знаний, 2012 – 382 с.

38 Калыгин, В. Г. Промышленная экология / В. Г. Калыгин. – 4-е издание, перераб. – М:Академия, 2010 – 432 с.

39 Клименко, А.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / А.В. Клименко. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 424 с.

40 Краецкая, О.Ф. Экология промышленных технологий / О.Ф. Краецкая, И.Н. Прокопья. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2014. – 107 с.

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

42 Минкина, С. А. Тепловой и аэродинамический расчеты котельных агрегатов/ С. А. Минкина. – Самара: СГАСУ, 2013 – 104 с.

43 Ольшанский, А. И. Основы энергосбережения / А. И. Ольшанский. – М: Энергосервис, 2011. – 224 с.

44 Правила устройства электроустановок. –7-е изд.– М.: НЦ ЭНАС, 2007.– 552 с. Росляков, П.В., – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 336 с.

45 Сидельковский, Л. Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник / Л. Н. Сидельковский, В. Н. Юренев. – 4-е изд., репринт. – М: Бастет, 2009. – 528 с.

46 Соколов, Б.А. Котельные установки и их эксплуатация / Б. А. Соколов. – М:Академия, 2007. – 432 с.

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.052.14 ПЗ					

47 Экономика энергетики: учебник для вузов / под ред. Н.Д. Роголёва – М:МЭИ, 2011. – 320 с.

48 Сайт завода «Новые технологии» производящий системы автоматизации – <http://sapfir.nt-rt.ru/>

49 Сайт завода «Новые Технологии» производящий насосное оборудование – <http://valday.nt-rt.ru/>

50 Сайт завода «Мегаватт» производящий оборудование для котельных – <http://megavattspb.ru/>

51 Приказ Минтруда России № 551н от 17 августа 2015 г. Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок – <http://minjust.consultant.ru/documents/16380>

52 Государственная программа Российской Федерации. Стратегия социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года // Правительство Челябинской области. – [pravmin74.ru/sites/default/files/360-p-1.rtf](http://pravmin74.ru/sites/default/files/360-p-1.rtf)

53 Стандарт НП АВОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения – [http://www.gosthelp.ru/text/STONPAVOK1052006Uslovnye\\_g.html](http://www.gosthelp.ru/text/STONPAVOK1052006Uslovnye_g.html)

					<i>13.03.01.2017.052.14 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		