

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

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПРОВЕРЕНА

Рецензент,  
Заместитель начальника КТЦ по  
эксплуатации ПАО «Фортум»  
\_\_\_\_\_ С.Е. Куртынов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**Реконструкция тепловой схемы ЧТЭЦ-4 путем замены на ЭБ-1  
существующего парового котла «Loos Universal» на котел ДКВр-10/13**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2020.439.14 ПЗ ВКР

Консультант по разделу  
«Безопасность жизнедеятельности»,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ И.П. Палатинская  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель работы,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ А.Г. Реш  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Консультант по разделу  
«Экономика и управление»,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор работы  
студент группы ПЗ–579  
\_\_\_\_\_ Д.М. Салманов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Челябинск 2020

## АННОТАЦИЯ

Салманов Д.М. Реконструкция тепловой схемы ЧТЭЦ-4 путем замены на ЭБ-1 существующего парового котла «Loos Universal» на котел ДКВр-10/13. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ, 2020, 80 с., 8 ил., библиогр. список – 43 наим., 5 листов чертежей ф. А1, 2 демонстрационных листа ф. А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) бакалавра предложен вариант Реконструкция тепловой схемы Челябинской ТЭЦ-4 путем замены на энергоблоке №-1 существующего котла Loos Universal на котел ДКВр-10/13. В качестве парогенератора предусмотрен газомазутный паровой котел ДКВр-10/13, для выработки насыщенного или слабо перегретого пара с абсолютным давлением 13 кгс/см<sup>2</sup>, паропроизводительностью 10 т/ч, выпускаемый ООО «Бийская котельный завод», г. Бийск.

Целью ВКР является обеспечение надежной и эффективной работы энергоблока Челябинской ТЭЦ-4. Повышение экономичности за счет сокращения времени простоя во время ремонтов, затрат на ремонт и количества ремонтов энергетического оборудования ЧТЭЦ-4.

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

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена с применением чертежной программы Компас – системы автоматизированного проектирования на 7 листах формата А1.

					<b>13.03.01.2020.439.14 ПЗ</b>											
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>												
<i>Выполнил</i>	<i>Салманов Д.М.</i>				Реконструкция тепловой схемы ЧТЭЦ-4 путем замены на ЭБ-1 существующего парового котла «Loos Universal» на котел ДКВр-10/13				<i>Лит.</i>			<i>Лист</i>	<i>Листов</i>			
<i>Руковод.</i>	<i>Реш А.Г.</i>								В	К	Р	3	80			
<i>Н. Контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>								ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»							
<i>Зав. каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>															

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЧТЭЦ-4 .....	6
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	8
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЛОАГРЕГАТОВ .....	10
3.1 Особенности иностранного котла UNIVERSAL UL-SX 24200 ...	10
3.2 Особенности отечественного котла ДКВр-10/13 .....	11
3.3 Сравнительный анализ котлов .....	12
4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЧТЭЦ-4 .....	13
4.1 Выбор основного оборудования .....	13
4.2 Тепловой поверочный расчет котла .....	17
4.3 Выбор вспомогательного оборудования .....	29
5 ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ КОТЛОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ .....	34
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	39
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ .....	43
7.1 Описание средств автоматизации во время работы котла .....	43
7.2 Автоматическая пожарная сигнализация .....	50
7.3 Узел контроля теплоносителя .....	50
8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	52
8.1 Расчет максимальной приземной концентрации .....	52
8.2 Расчет выбросов оксидов азота .....	53
8.3 Расчет минимальной высоты трубы .....	54
8.4 Сточные воды .....	58
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	59
9.1 Основные причины несчастных случаев и аварий .....	60
9.2 Факторы рабочей среды и трудового процесса .....	61
9.3 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса ...	62
10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ .....	69
10.1 Техничко-экономический расчет .....	69
10.1.1 Расчет капитальных затрат на реконструкцию .....	69
10.1.2 Расчет текущих затрат на обслуживание .....	70
10.1.3 Расчет срока окупаемости .....	72
10.2 SWOT-анализ вариантов реализации проекта .....	73
10.3 Дерево целей проекта реконструкции ТЭЦ .....	74
10.4 График Ганта реализации проекта реконструкции ЭБ-1 ТЭЦ-4 ...	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	78
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	79





– исключить снижение выработки электроэнергии при проведении ремонтов котлов.

Деаэрация питательной воды, необходимой для заполнения котла осуществляется в вакуумном деаэраторе паром с давлением  $6,0 \text{ кг/см}^2$  и температурой  $220 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Расход пара на деаэрацию при заполнении котла рассчитывается из условия, обеспечения его 30 %-ной производительности.

Количество пара необходимое для деаэрации при этом составляет 1,1 т/ч.

Расход пара, который необходимо подать на уплотнения паровой турбины составляет примерно 3 т/ч.

					<i>13.03.01.2020.439.14 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



При проектировании главного корпуса и других зданий учтены требования СНиП 23-03-2003 «Защита от шума».

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 и СН 2.2.4.2.1.8.566-96 [22] вибрация на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий имеющих стационарные машины относится к категории вибрации по санитарным нормам 3«а»

Эргономичность рабочего места – Оператор выполняет свою работу в основном сидя, не требующую свободного передвижения работающего. Рабочее место оператора соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [16].

В целях обеспечения безопасности работающих предлагается рациональное размещение оборудования согласно СанПиН 2.2.4.1191-03.

Пожарная безопасность. – Главный корпус, в котором расположено помещение БЩУ относится к Г категории здания, обладает III степенью огнестойкости, СО классом конструктивной пожарной опасности и его класс функциональной пожарной опасности соответствует классу Ф5.1 в соответствии с п. 5.21 СНиП 21-01-97рв-/\*Охрана окружающей среды при утилизации отходов производства – согласно СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления».

					<i>13.03.01.2020.439.14 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЛОАГРЕГАТОВ

Сейчас котельная промышленность России – одна из самых больших отраслей энергетической промышленности страны: 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»). Крупные иностранные производители котлов, представленные на российском рынке – это, прежде всего, CMI Energy, Alstom, Харбинский котельный завод. Китайский производитель в последнее время действует на российском рынке особенно активно, опровергая распространенное мнение, что китайская продукция выгодно отличается от европейской ценой, но уступает по качеству и внедрению передовых технологий. За последние годы Харбинский котельный завод увеличил свое присутствие на российском рынке именно за счет того, что предлагает самое современное котельное оборудование.

#### 3.1 Особенности иностранного котла UNIVERSAL UL-SX 24200

Паровые котлы UL-SX в основном применяются в перерабатывающей промышленности, в промышленном диапазоне или в коммунальных системах. Интуитивное управление котлом с максимальной прозрачностью эксплуатационных данных. Высокий КПД благодаря трехходовой технологии, встроенному экономайзеру и эффективной теплоизоляции. Высокое постоянство давления и качество пара даже при сильных колебаниях потребности в паре. Котел может быть оборудован отдельной четвертой тягой для использования избыточного тепла. Корпус котла может также использоваться как чистый котел-утилизатор после газовых турбин. Устройство автоматического пуска, приведения в готовность и отключения. Подходит для многих систем горелок. Снижение выбросов вредных веществ при горении путем использования современных топочных систем и тщательного подбора лучшей комбинации горелки и котла. Простота пуска в эксплуатацию с помощью системы управления котлом с предварительно заданными параметрами. Простота прокладки проводки на месте монтажа благодаря наличию разъемов, готовых к подключению [4].

Жаровая труба (первая тяга) и два пучка дымогарных труб (вторая и третья тяга) идеально встроены в емкость под давлением вместе с задней поворотной камерой, промываемой водой. Благодаря боковому расположению жаровой трубы, а также повороту дымовых газов в горизонтальном направлении сзади и в вертикальном направлении спереди большая лучистая и конвекционная поверхность нагрева с большой паровой камерой сочетается с минимальными внешними размерами.

Днище стабильно закреплено благодаря большой жаровой трубе, проходящей насквозь, а за счет разумного использования угловых анкеров для распределения нагрузки оно надежно соединено с обшивкой котла.

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ				

Если вместо насыщенного пара требуется перегретый пар, то на переднюю поворотную камеру можно установить модуль перегревателя. Байпасный клапан постоянно регулирует температуру перегретого пара в большом диапазоне нагрузок. К поверхности дымовых труб имеется удобный доступ через открывающуюся дверцу поворотной камеры. Модульная система, регулируемая со стороны выхлопных газов. Для регулировки температуры перегретого пара не требуется распыленная вода. Легкость монтажа и технического обслуживания: простота очистки второго и третьего хода котла. Длительный срок службы благодаря малой тепловой нагрузке на связку «перегреватель-теплообменник» [49].

Технические характеристики котла UNIVERSAL UL-SX:

- теплоноситель: перегретый пар высокого давления;
- оснащен трехходовой технологией;
- мощность работы от 2600 до 28000 кг/ч с давлением до 30 бар и максимальной температурой 300 °С.

### 3.2 Особенности отечественного котла ДКВр-10/13

Для котлов ДКВр-10/13ГМ (Е-10-1,4ГМ) применяется одноступенчатая схема испарения. Котёл имеет верхний длинный барабан, фронтальная и задняя стенки топки экранированы.

Вода в трубы фронтальных экранов котлов поступает только из верхнего барабана, а в трубы задних экранов – из нижнего.

На задних днищах и на передних днищах верхних барабанов расположены лавовые затворы. Средний уровень воды находится на оси барабана. Для наблюдения за уровнем воды на верхних барабанах установлены два водоуказательных прибора.

В водном пространстве верхнего барабана размещаются две питательные трубы, в нижнем барабане – перфорированная труба продувки, также дополнительно введены трубы для прогрева котла паром при растопке.

Котельные пучки котла имеют коридорное расположение труб. Выход дымовых газов осуществляется через заднюю стенку; допускается выход газов вверх, вниз или через боковую стенку.

У котла ДКВр-10/13ГМ пароперегреватели одноходовые по пару.

Все коллекторы и барабаны имеют продувочные линии с двумя запорными вентилями. У нижнего барабана имеется патрубок для спуска воды.

Пароохладитель, установленный в нижнем барабане, имеет дренажный вентиль на соединительных паропроводах. На перемычке между прямым и обратным паропроводами поставлен вентиль для регулирования количества, поступающего в пароохладитель, пара.

Для сжигания топлива котёл ДКВр-10/13ГМ комплектуется газомазутными горелками типа ГМ.

Котёл ДКВр-10/13ГМ высокой компоновки (с отметкой верхнего барабана 5715 мм) является нетранспортабельными и поставляется россыпью (узлы, пакеты, связки), в комплекте с КИП, арматурой и гарнитурой в пределах котла, лест-

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ					



## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЧТЭС-4

В работе рассматривается вопрос о производстве требуемой тепловой энергии потребителям. Для решения этого вопроса необходимо произвести тепловой расчет и подобрать вспомогательное оборудование, которое будет обеспечивать необходимую тепловую нагрузку.

### 4.1 Выбор основного оборудования

Условное обозначение парового котла ДКВр означает – двухбарабанный котел, водотрубный, реконструированный. Первая цифра после наименования котла обозначает паропроизводительность, т/ч, вторая – избыточное давление пара на выходе из котла, кгс/см<sup>2</sup> – (для котлов с пароперегревателями давление пара за пароперегревателем), третья – температуру перегретого пара, °С.

Стационарные паровые котлы ДКВр разработаны ЦКТИ им. Ползунова совместно с Бийским котельным заводом. Котлы были разработаны в 40-х годах, а с 50-го года начался их поточно-серийный выпуск под маркой ДКВ. Впоследствии, в процессе изготовления и эксплуатации, эти котлы подверглись некоторым изменениям (сокращена длина топки, уменьшены шаги труб кипяtilьного пучка и т. п.) и с 1958 г. выпускаются под маркой ДКВр.

На рисунке 4.1 представлен общий вид котла ДКВр-10/13.

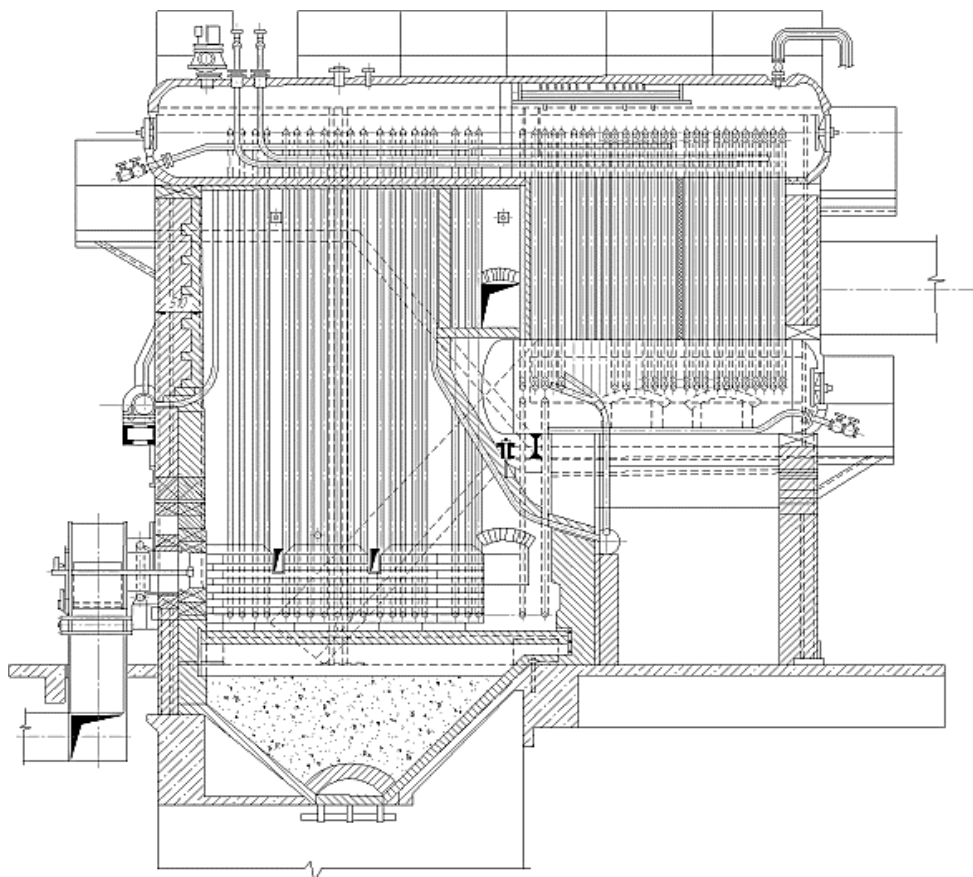


Рисунок 4.1 – Общий вид котла ДКВр-10/13

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2020.439.14 ПЗ

Лист

13







Верхний барабан 1 в области топочной камеры заменен двумя коллекторами 2 экранов 3. Во II ступень испарения выделены передние части обоих боковых экранов путем установки в верхних 2 и нижних коллекторах 4 перегородок 5. Питание экранов II ступени испарения осуществляется из двух выносных циклонов 6 через опускные трубы 7, соединенные с нижними коллекторами 4 экранов 3. Подпитка циклонов ведется из нижнего барабана 8 по трубам 9. Пароводяная смесь из труб экранов поступает в переднюю часть верхних коллекторов 2, откуда по трубам 10 направляется в выносные циклоны 6.

После отделения воды пар отводится по трубам 11 в барабан 1, а вода идет в опускные трубы циклонов. Питание экранов I ступени испарения происходит через трубы 12, приваренные к нижнему барабану и нижним коллекторам экранов. Пароводяная смесь из экранов этой ступени испарения отводится по трубам 13 в верхний барабан. Из-за небольшой высоты контуров у всех экранов обеих ступеней испарения имеются рециркуляционные трубы 14. Питательными трубами кипяильного пучка 15 служат последние обогреваемые ряды. Пар отбирается через штуцер 16. Питательная вода поступает в барабан по трубам 17. Непрерывная продувка котла осуществляется только из циклонов; периодическая же – из верхнего и нижнего барабанов, сборных экранных коллекторов и из низа выносных циклонов.

#### 4.2 Тепловой поверочный расчет котла

Тепловой расчет котельного агрегата может иметь следующее назначение: проводят проверку на соответствие всех величин поверхностей нагрева заданным параметрам его работы.

Величины котельного агрегата рассчитывают последовательно, начиная с топки, с последующим переходом к конвективным поверхностям нагрева.

Предварительно выполняют ряд вспомогательных расчетов: составляют сводку конструктивных характеристик элементов котельного агрегата, определяют количество воздуха, необходимого для горения, количество дымовых газов по газходам котельного агрегата и их энтальпию; составляют тепловой баланс котельного агрегата.

Исходные данные для расчёта:

- топливом служит природный газ газопровода Бухара–Урал с теплотворной способностью  $Q_{н}^p=8670\text{ккал/м}^3$ ,
- температура воды на входе  $t' = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$
- температура воды на выходе  $t'' = 115\text{ }^{\circ}\text{C}$

Расчетный состав топлива:

$$CH_4 = 94,2\%$$

$$C_2H_6 = 2,8\%$$

$$C_3H_8 = 0,4\%$$

$$C_4H_{10} = 0,1\%$$

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

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист 17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$N_2 = 2,0\%$$

$$CO_2 = 0,4\%$$

Теоретически необходимый объем воздуха при  $\alpha = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$  для газообразного топлива (4.1):

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

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

$$V^0 = 0,0476 [ (1 + 0,25 \cdot 4) \cdot 94,2 + (2 + 0,25 \cdot 6) \cdot 2,8 + (3 + 0,25 \cdot 8) \cdot 0,4 + (4 + 0,25 \cdot 10) \cdot 0,1 + (5 + 0,25 \cdot 12) \cdot 0,1 ] = 9,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

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

– объем трехатомных газов (4.2):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + \sum m \cdot C_m H_n] \quad (4.2)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,4 + 1 \cdot 94,2 + 2 \cdot 2,8 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1] = 1,023 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

– объем двухатомных газов (4.3):

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

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,6 + 0,01 \cdot 2,0 = 7,604 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

– объем водяных паров (4.3):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.mл.}] + 0,0161 \cdot V^0, \quad (4.3)$$

где  $d_{z.mл.}$  – влагосодержание топлива, отнесенное к  $1 \text{ м}^3$  сухого газа, при  $t_{z.mл.} = 10$

$^0\text{C}$  тогда можно подсчитать, что  $d_{z.mл.} = 10 \text{ г}/\text{м}^3$ .

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

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструкция котла выполнена в газоплотном исполнении, то есть присосов воздуха нет, коэффициент избытка воздуха в поверхностях нагрева примем  $\alpha=1,05=\text{const}$ . Характеристика продуктов сгорания представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева

Обозначение величины	Единицы измерения	Топка	Конвективный пучок
Коэффициент избытка воздуха за газоходом, $\alpha''$	–	1,05	1,05
Коэффициент избытка воздуха средний, $\alpha_{cp}$	–	1,05	1,05
$V_{R_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	8,12	8,12
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2,168	2,168
$V_z = V_{RO_2} + V_{R_2} + V_{H_2O}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,47	11,47
$r_{RO_2} = V_{RO_2} / V_z$	–	0,09	0,09
$r_{H_2O} = V_{H_2O} / V_z$	–	0,19	0,19
$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	–	0,28	0,28

В таблице 4.2 представлен расчет энтальпий продуктов сгорания.

Таблица 4.2 – Теплосодержание продуктов сгорания в газоходах

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$I_g^0, \text{кДж} / \text{м}^3$	$I_z^0, \text{кДж} / \text{м}^3$	$I = I_z^0 + (\alpha'' - 1) \cdot I_g^0, \text{кДж} / \text{м}^3$			
			$\alpha''_m = 1,05$		$\alpha''_{ei} = 1,05$	
			$I$	$\Delta I$	$I$	$\Delta I$
1	2	3	4	5	6	7
30	379,47	–	–	–	–	–
100	1284,36	1506,592	1570,81	–	1570,81	–
200	2588,18	3037,286	3166,695	1595,885	3166,695	1595,885
300	3921,19	4611,044	4807,104	1640,409	4807,104	1640,409
400	5273,66	6228,068	6491,751	1684,648	6491,751	1684,648
500	6655,32	7882,852	8215,618	1723,867	8215,618	1723,867
600	8075,9	9573,75	9977,545	1761,927	9977,545	1761,927
700	9525,67	11308,86	11785,15	1807,603	11785,15	1807,603
800	10994,9	13104,13	13653,88	1868,728	13653,88	1868,728
900	12464,13	14928,83	15552,03	1898,158	15552,03	1898,158
1000	13972,28	16791,65	17490,26	1938,232	17490,26	1938,232
1100	15519,35	18658,63	19434,59	1944,33	19434,59	1944,33
1200	17066,42	20531,86	21385,18	1950,584	21385,18	1950,584
1300	18788,63	21422,05	22361,48	976,3025	22361,48	976,3025
1400	20199,48	24426,4	25436,38	3074,899	25436,38	3074,899

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7
1500	21785,47	26377,31	27466,58	2030,202	27466,58	2030,202
1600	23381,19	28360,14	29529,2	2062,624	29529,2	2062,624
1700	24967,18	30356,93	31605,29	2076,087	31605,29	2076,087
1800	26553,17	32372,37	33700,02	2094,734	33700,02	2094,734
1900	28187,81	34408,7	35818,09	2118,064	35818,09	2118,064
2000	29812,72	36435,92	37926,55	2108,466	37926,55	2108,466
2100	31515,47	38487,35	40063,13	2136,572	40063,13	2136,572
2200	33072,27	40545,36	42198,97	2135,844	42198,97	2135,844

В таблице 4.3 приведен тепловой баланс котла и расчет расхода топлива.

Таблица 4.3 – Расчет теплового баланса котла и расхода топлива

Величина		Расчетная формула или способ определения	Ед. изм.	Расчет
Наименование	Обозначение			
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота топлива	$Q_p^p$	$Q_H^p + Q_{в.вн} + i_{ТЛ}$	кДж/кг	$33520+0+0=33520$
Температура уходящих газов	$\vartheta_{yx}$	по паспорту котла	°С	119
Энтальпия уходящих газов	$I_{yx}$	по таблице 4.5	кДж/м <sup>3</sup>	1874,03
Температура холодного воздуха	$t_{xв}$	принимаем	°С	30
Энтальпия холодного воздуха	$I_{xв}$	по таблице 4.5	кДж/м <sup>3</sup>	379,47
Потери тепла с уходящими газами	$q_2$	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{xв}) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(1874,03 - 1,05 \cdot 379,47) \cdot 100}{33520} = 4,3$
Потери тепла от химического недожога	$q_3$	по таблице 4-5 [30]	%	0
Потери тепла от механического недожога	$q_4$	по таблице 4-5 [30]	%	0
Потери тепла в окружающую среду	$q_5$	по таблице 3-1 [30]	%	1,5
Сумма тепловых потерь	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	%	$4,3+0+0+1,5=9,4$

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5
Температура питательной воды на выходе из котла	$t''$	по техническим характеристикам котла	°С	95
Энтальпия питательной воды на выходе из котла	$i''$	по техническим характеристикам котла	кДж/кг	398,1
Расход питательной воды через котел	$G$	$\frac{Q_{ка} \cdot 10^3}{(i'' - i')}$	кг/с	$\frac{4,65 \cdot 10^3}{(398,1 - 293,3)} = 33,2$
Полный расход топлива	$B$	$\frac{Q_{ка}}{\eta_{ка} \cdot Q_p^p}$	м³/с	$\frac{4,65 \cdot 10^3}{0,906 \cdot 33520} = 142,3$
Расчетный расход топлива	$B_p$	$B \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	м³/с	$142,3 \cdot \frac{100 - 0}{100} = 142,3$

При поверочном расчете топки по её тепловым и конструктивным характеристикам определяют температуру газов на выходе из топки  $\vartheta_m''$ . Результаты расчета сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Поверочный расчет топки

Величина			Ед. изм.	Расчет
Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения		
1	2	3	4	5
Объем топочной камеры	$V_m$	по конструктивным характеристикам котла	м³	7,8
Полная поверхность стен топочной камеры	$F_{cm}$	$\pi \cdot d \cdot l$	м²	26
Лучевоспринимающая поверхность нагрева	$H_l$	по конструктивным характеристикам котла	м²	25,2

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5
Коэффициент загрязнения	$\xi$	по таблице 5-2 [30]	—	0,65
Коэффициент тепловой эффективности экранов	$\psi$	$\xi \cdot \frac{H_{л}}{F_{ст}}$	—	$0,65 \cdot \frac{25,2}{26,0} = 0,63$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{ст}}$	м	$3,6 \cdot \frac{7,8}{26} = 1,08$
Объемная доля водяных паров	$r_{H_2O}$	по таблице 4.5	—	0,19
Объемная доля трехатомных газов	$r_{RO_2}$	по таблице 4.5	—	0,09
Суммарная поглощательная способность газов	$P_n \cdot S$	$P \cdot r_n \cdot S$	м·М Па	$0,098 \cdot 0,28 \cdot 1,08 = 0,029$
t газов на выходе из топки	$\vartheta_m''$	принимаем	°С	1000
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m''$	по таблице 4.6	кДж/ м <sup>3</sup>	17490,26
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_z$	по номограмме 5-5 [30]	—	12,5
Коэффициент ослабления лучей для несветящихся трехатомных газов	$k_{нсв}$	$k_z \cdot r_n$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$12,5 \cdot 0,28 = 3,54$
Сила поглощения потока	$k_{PS}$	$k_{нсв} \cdot P \cdot S$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$3,54 \cdot 0,098 \cdot 1,08 = 0,37$
Степень черноты топочной среды для несветящегося газового пламени	$a_{нсв}$	по номограмме 5-4 [30]	—	0,22
Соотношение между содержанием углерода и водорода в рабочей массе топлива	$\frac{C^p}{H^p}$	$0,12 \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m H_n$	—	$0,12 \cdot (0,25 \cdot 94,2 + 0,33 \cdot 2,8 + 0,375 \cdot 0,4 + 0,4 \cdot 0,1 + 0,42 \cdot 0,4) = 2,98$

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5
Коэффициент ослабления лучей сажи-стыми частицами	$k_{саж}$	$0,3(2 - \alpha_m) \cdot \left(1,6 \frac{T_m''}{1000} - 0,5\right) \cdot \frac{C^p}{H^p}$	—	$0,3(2 - 1,05) \cdot (1,6 \cdot 1,273 - 0,5) \cdot 2,98 = 1,31$
Коэффициент ослабления лучей для светящегося газового пламени	$k_{св}$	$k_z \cdot r_n + k_{саж}$	$\frac{1}{m \cdot \text{МПа}}$	$12,5 \cdot 0,28 + 1,31 = 4,81$
Сила поглощения потока	$k_{PS}$	$k_{св} \cdot P \cdot S$	$\frac{1}{m \cdot \text{МПа}}$	$4,81 \cdot 0,098 \cdot 1,08 = 0,51$
Степень черноты топочной среды для светящегося газового потока	$a_{св}$	по номограмме 5-4 [30]	—	0,3
Видимое теплонапряжение топочного объема	$q_v$	$\frac{B_p \cdot Q_p^H}{V_m}$	кВт/м <sup>3</sup>	$\frac{0,11 \cdot 33520}{7,8} = 472,72$
Коэффициент заполнения топочного объема светящимися газами	$m$	метод интерполяции	—	0,6
Эффективная степень черноты факела	$a_\phi$	$m \cdot a_{св} + (1 - m) \cdot a_{нсв}$	—	$0,6 \cdot 0,3 + (1 - 0,6) \cdot 0,22 = 0,332$
Степень черноты топки	$a_m$	$\frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi}$	—	$\frac{0,332}{0,332 + (1 - 0,332) \cdot 0,63} = 0,406$
Коэффициент избытка воздуха в топке	$\alpha_m$	по таблице 4.5	—	1,05
Тепло, вносимое воздухом в топку	$Q_в$	$I_{хв} \cdot \alpha_m$	кДж/м <sup>3</sup>	$379,47 \cdot 1,05 = 398,44$
Полезное тепловыделение в топке	$Q_m$	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_з}{100} + Q_в$	кДж/м <sup>3</sup>	$33520 + 398,44 = 33750,84$
Теоретическая температура горения	$g_a$	по таблице 4.6	°С	1955
Средняя теплоемкость газов	$V_{ср}$	$\frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''}$	кДж/м <sup>3</sup> ·К	$\frac{33750,8 - 17490,26}{1955 - 1000} = 20,28$
Относительное положение максимума температур	$\chi_m$		—	0,5

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5
Коэффициент, учитывающий характер распределения температур по высоте топки	$M$	$0,54 - 0,2 \cdot \chi_m$	—	$0,54 - 0,2 \cdot 0,5 = 0,44$
Температура газов на выходе из топки	$\vartheta_m$	$\frac{\vartheta_a}{M \left( \frac{5,67 \psi_{cp} F_{CT} a_T \vartheta_a^3}{10^{11} \phi B_p V c_{cp}} \right)^{0,6+1}} - 273$	°С	961,4
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m$	по таблице 4.6	кДж/м <sup>3</sup>	16742,1
Температура газов на выходе из топки	$\vartheta_m''$	принимаем	°С	961,4
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m''$	по таблице 4.6	кДж/м <sup>3</sup>	16742,1
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2$	по номограмме 5-5 [30]	—	10,5
Коэффициент ослабления лучей для несветящихся трехатомных газов	$k_{нсв}$	$k_2 \cdot r_n$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$10,5 \cdot 0,28 = 2,98$
Сила поглощения потока	$k_{PS}$	$k_{нсв} \cdot P \cdot S$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$2,98 \cdot 0,098 \cdot 1,08 = 0,32$
Степень черноты топочной среды для несветящегося газового пламени	$a_{нсв}$	по номограмме 5-4 [30]	—	0,19
Соотношение между содержанием углерода и водорода в рабочей массе топлива	$\frac{C^p}{H^p}$	$0,12 \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m H_n$	—	$0,12 \cdot (0,25 \cdot 94,2 + 0,33 \cdot 2,8 + 0,375 \cdot 0,4 + 0,4 \cdot 0,1 + 0,42 \cdot 0,4) = 2,98$
Коэффициент ослабления лучей сажи-стыми частицами	$k_{саж}$	$0,3(2 - \alpha_m) \left( 1,6 \frac{T_m''}{1000} - 0,5 \right) x \frac{C^p}{H^p}$	—	1,31

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5
Коэффициент ослабления лучей для светящегося газового пламени	$k_{cv}$	$k_2 \cdot r_n + k_{caж}$	$\frac{1}{m \cdot \text{МПа}}$	$10,5 \cdot 0,28 + 1,31 = 4,25$
Сила поглощения потока	$kPS$	$k_{cv} \cdot P \cdot S$	$\frac{1}{m \cdot \text{МПа}}$	$4,25 \cdot 0,098 \cdot 1,08 = 0,45$
Степень черноты топочной среды для светящегося газового потока	$a_{cv}$	по номограмме 5-4 [30]	—	0,33
Видимое теплонапряжение топочного объема	$q_v$	$\frac{B_p \cdot Q_p^H}{V_m}$	кВт/м <sup>3</sup>	$\frac{0,11 \cdot 33520}{7,8} = 472,72$
Коэффициент заполнения топочного объема светящимися газами	$m$	метод интерполяции	—	0,6
Эффективная степень черноты факела	$a_\phi$	$m \cdot a_{cv} + (1 - m) \cdot a_{нсв}$	—	$0,6 \cdot 0,33 + (1 - 0,6) \cdot 0,19 = 0,274$
Степень черноты топки	$a_m$	$\frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi}$	—	$\frac{0,274}{0,274 + (1 - 0,274) \cdot 0,63} = 0,37$
Коэффициент избытка воздуха в топке	$\alpha_m$	по таблице 4.5	—	1,05
Тепло, вносимое воздухом в топку	$Q_\epsilon$	$I_{xв} \cdot \alpha_m$	кДж/м <sup>3</sup>	$379,47 \cdot 1,05 = 398,44$
Полезное тепловыделение в топке	$Q_m$	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3}{100} + Q_\epsilon$	кДж/м <sup>3</sup>	$33520 + 398,44 = 33750,84$
Теоретическая температура горения	$g_a$	по таблице 4.6	°С	1955
Средняя теплоемкость газов	$V_{c_{cp}}$	$\frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''}$	кДж/м <sup>3</sup> · К	$\frac{34750,84 - 16742,1}{1955 - 961,4} = 18,12$
Относительное положение максимума температур	$\chi_m$		—	0,5



Окончание таблицы 4.4

1	2	3	4	5
Коэффициент, учитывающий характер распределения температур по высоте топки	$M$	$0,54 - 0,2 \cdot \chi_m$	—	$0,54 - 0,2 \cdot 0,5 = 0,44$
Температура газов на выходе из топки	$g_m$	$\frac{g_a}{M \left( \frac{5,67 \psi_{cp} F_{CT} a_T g_a^3}{10^{11} \phi B_p V_{c_{cp}}} \right)^{0,6+1}} - 273$	°С	968
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m$	по таблице 4.6	кДж/м <sup>3</sup>	16870,02
Тепло, переданное излучением в топке	$Q_l$	$\phi \cdot (Q_m - I_m)$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,988(33750,84 - 16870,02) = 16678,3$
Тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности	$q_l$	$B_p \cdot \frac{Q_l}{H_l}$	кВт/м <sup>3</sup>	72,8

Продукты сгорания передают теплоту наружной поверхности труб путем конвективного теплообмена и лучеиспускания. От наружной поверхности труб к внутренней теплота передается через стенку теплопроводностью, а от наружной поверхности к воде и пару – конвекцией. При расчете конвективных поверхностей нагрева используется уравнение теплопередачи и уравнение теплового баланса. Расчет конвективных поверхностей осуществляется по законам конвективного теплообмена. Поверочный расчет конвективного пучка котла ДКВр-10/13 приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Поверочный расчет конвективного пучка

Величина			Ед. изм.	Расчет
Наименование	Обозн.	Расчетная формула		
1	2	3	4	5
Расположение труб	—	по конструктивным характеристикам котла	—	продольное
Число дымогарных труб	n	по конструктивным характеристикам котла	шт.	34

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5
Внутренний диаметр трубы	$d$	по конструктивным характеристикам котла	м	0,054
Расчетная поверхность нагрева	$H_p$	$n \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot l$	м <sup>2</sup>	$34 \cdot 3,14 \cdot 0,054 \cdot 2 = 11,53$
Живое сечение для прохода газов	$F_{\text{ж}}$	по конструктивным характеристикам котла	м <sup>2</sup>	0,254
Эффективная толщина излучающего слоя	$S_0$	по конструктивным характеристикам котла	м	1,08
Температура газов перед конвективным пучком	$g_m$	из расчета топки	°С	968
Энтальпия газов перед конвективным пучком	$I_m$	из расчета топки	кДж/м <sup>3</sup>	16870,02
Температура газов за конвективным пучком	$g_{\text{кн}}$	по характеристикам котла	°С	119
Энтальпия газов за конвективным пучком	$I_{\text{кн}}$	по таблице 4.6	кДж/м <sup>3</sup>	1874,03
Тепловосприятие конвективного пучка по балансу	$Q_6$	$\varphi \cdot (I_m - I_{\text{кн}})$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,988 \cdot \begin{pmatrix} 16870,02 - \\ -1874,03 \end{pmatrix} = 14816,04$
Средняя температура газов	$g_{\text{ср}}$	$0,5 \cdot (g^I + g^II)$	°С	$0,5 \cdot (968 + 119) = 543,5$
Объем газов	$V_z$	по таблице 4.6	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,47
Средняя температура воды	$t_{\text{ср}}$	$\frac{t'_6 + t''_6}{2}$	°С	$\frac{115 + 70}{2} = 82,5$
Температурный напор на входе в пучок	$t_B$	$g_m - t_{\text{ср}}$	°С	$968 - 82,5 = 885,5$
Температурный напор на выходе из пучка	$t_M$	$g_{\text{кн}} - t_{\text{ср}}$	°С	$119 - 82,5 = 36,5$

Окончание таблицы 4.5

1	2	3	4	5
Средний температурный напор	$\Delta t$	$\frac{t_B + t_M}{\ln \frac{t_B}{t_M}}$	°С	$\frac{885,5 + 36,5}{\ln \frac{885,5}{36,5}} = 289,13$
Средняя температура газов	$\vartheta_{cp}$	$\Delta t + t_{cp}$	°С	$289,13 + 82,5 = 371,63$
Секундный расход газов	$V_{сек}$	$B_p \cdot V_2 \cdot \frac{\vartheta_{cp} + 273}{273}$	м³/с	$0,11 \cdot 11,47 \cdot \frac{371,63 + 273}{273} = 2,98$
Средняя скорость газов в конвективном газоходе	$W$	$\frac{V_{сек}}{F_2}$	м³/с	38,4
Объемная доля трехатомных газов	$r$	по таблице 4.5	—	0,28
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$P_n S$	$P \cdot r_n \cdot S$	м·МПа	$0,098 \cdot 0,28 \cdot 1,08 = 0,03$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2$	по номограмме 5-5 [30]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	11
Сила поглощения потока	$k_2 P S$	$k_2 P_n S$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$11 \cdot 0,098 \cdot 1,08 = 1,16$
Степень черноты продуктов сгорания топлива	$a$	по номограмме 5-4 [30]	—	0,21
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	по номограмме 6-12 [30]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$	4,1
Коэффициент тепловой эффект.	$\psi$	по таблице 6-2 [30]	—	0,85
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\psi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$	3,66
Тепловосприятие конвективного пучка по уравнению теплообмена	$Q_k$	$\frac{k \cdot H_p \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м³	$\frac{3,66 \cdot 11,53 \cdot 289,13}{0,11 \cdot 10^3} = 14110,9$
Расхождение расчетных тепловосприятия	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_{\bar{o}}}{Q_m} \cdot 100\%$	%	$\frac{14816,2 - 14110,9}{14816,2} \times 100\% = 2,7$

Расчет невязки теплового баланса водогрейного котла представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет невязки теплового баланса водогрейного котла

Наименование	Величина		Ед. изм.	Расчет
	Обозначение	Расчетная формула или способ определения		
Тепло, вносимое воздухом в топку	$Q_в$	$I_{хв} \cdot \alpha_m$	кДж/м <sup>3</sup>	398,44
Полезное тепловыделение в топке	$Q_m$	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3}{100} + Q_в$	кДж/м <sup>3</sup>	33750,84
Тепло, переданное излучением в топке	$Q_l$	$\varphi \cdot (Q_m - I_m'')$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,988(33750,84 - 16870,02) = 16678,25$
Расчетная невязка теплового баланса	$\Delta Q$	$Q_p^p \cdot \eta_{ка} - (Q_l + Q_{кн})$	кДж/м <sup>3</sup>	$33520 \cdot 0,941 - (16678,25 + 14110,9) = 653,2$
Невязка	%	$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} 100\%$	—	$\frac{653,2}{33520} \cdot 100 = 1,95$

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

### 4.3 Выбор вспомогательного оборудования

Вентилятор дутьевой центробежный котельный ВДН-11,2-1000 одностороннего всасывания, из листовой углеродистой стали производства ОАО «Бийский котельный завод», предназначен для подачи воздуха в топки паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности.

Технические характеристики центробежного вентилятора ВДН-11,2-1000 представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Технические характеристики вентилятора ВДН-11,2-1000

Наименование показателя	Значение
1	2
Номер чертежа компоновки (правое вращение)	00.8048.086-06
Номер чертежа компоновки (левое вращение)	00.8048.086-07
Диаметр рабочего колеса, м	1,12

Продолжение таблицы 4.7

1	2
Частота вращения рабочего колеса двигателя(синхронная), тах, об./мин.	1000
Типоразмер двигателя	5A200M6
Установленная мощность двигателя, кВт	22
Потребляемая мощность, кВт	12,6
Производительность на всасывании, м <sup>3</sup> /ч	19130
Полное давление, даПа	194
Температура перемещаемой среды на всасывании, °С	30
КПД тах, %	83
Предельная запыленность перемещаемой среды, г/м <sup>3</sup>	0.1
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании, С	200
Габариты поставочные с э/дв., LxВxН, мм	1477×2038×1685
Масса с э/дв. (без э/дв.), кг	986 (745)
Угол разворота корпуса при поставке (монтаже)	255° (0°–270° через 15°)

Эксплуатация вентилятора ВДН-11,2-1000 предусмотрена в следующих условиях:

- температура окружающей среды (перемещаемой среды): от -30 °С до +40 °С;
- при работе в качестве дымососа максимально допустимая температура перемещаемой среды на входе в вентиляторы +200 °С;
- умеренный и тропический климат под навесом или в помещениях, где колебания температуры воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха;
- вентиляторы могут работать в качестве дымососов только при запылённости перемещаемого воздуха 0,1 кг/м<sup>3</sup>.

Вентилятор ВДН-11,2-1000 исполнен с посадкой рабочего колеса на вал двигателя-привода, корпус спиральный поворотный. Направление вращения рабочего колеса – правое и левое.

Вентилятор ВДН-11,2-1000 поставляется с углом разворота нагнетательного патрубка 255°, при монтаже корпус может быть установлен с углом разворота нагнетательного патрубка от 0° до 270° через 15°.

Основными узлами вентиляторов ВДН-11,2-1000 являются: рабочее колесо, корпус (улитка), всасывающий патрубок, осевой направляющий аппарат, электродвигатель-привод, чугунный постамент. Постамент служит общим несущим элементом, на котором с помощью болтовых соединений в единый поставочный блок монтируются улитка в сборе с осевым направляющим аппаратом и двигатель с насаженным на его вал рабочим колесом.

Рабочее колесо состоит из основного диска, переднего конического диска, 16-ти назад загнутых лопаток и ступицы. Рабочие колеса отбалансированы на заводе-изготовителе, класс точности балансировки 4 (ГОСТ 22061).

С целью предотвращения перегрева подшипников электродвигателей, расположенных со стороны рабочих колёс (передних подшипников), посадочные поверхности ступиц рабочих колёс вентиляторов ВДН-11,2-1000 имеют шлицевые пазы, что обеспечивает возможность применения вентиляторов в качестве дымо-сосов.

Сварной спиральный корпус собран из двух боковых стенок и обечайки. Для создания необходимой жёсткости торцевые стенки корпуса усиливаются оребрением из полос. К передней стенке корпуса приваривается всасывающий патрубок цилиндрической формы.

Регулирование производительности и полного давления вентилятора ВДН-11,2-1000 осуществляется осевым направляющим аппаратом. Осевой направляющий аппарат состоит из сварного цилиндрического корпуса, поворотного кольца, восьми листовых лопаток, соединенных с поворотным кольцом рычажной системой и обтекателем. Направляющий аппарат устанавливается на входе воздушного потока в корпус. Лопатки синхронно поворачиваются в направлении вращения рабочего колеса на угол от 0° до 90°. Привод лопаток направляющего аппарата осуществляется вручную либо от колонки дистанционного или автоматического регулирования.

Также с вентилятором ВДН-11,2-1000 может поставляться всасывающий карман. Всасывающий карман устанавливается на входе потока воздуха в корпус (крепится к патрубку болтами) и позволяет, изменяя направление потока на 90°, стабилизировать его и повысить КПД тягодутьевой машины.

На внутренний рынок вентиляторы ВДН-11,2-1000 поставляются без упаковки, двигатель обёрнут полиэтиленовой пленкой.

Дымосос центробежный котельный ДН-12,5-1000 одностороннего всасывания из листовой углеродистой стали производства ОАО «Бийский котельный завод» предназначен для отвода дымовых газов из топков паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности.

Допускается применение дымососов ДН-12,5-1000 в технологических установках предприятий различных отраслей, требующих регулирования производительности, для отвода воздуха и других сред (газов) на санитарно-технические и производственные нужды (например, в системах газоочистки, аспирации и др.)

Технические характеристики дымососа ДН-12,5-1000 представлены в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Технические характеристики дымососа ДН-12,5-1000

Наименование показателя	Значение
1	2
Номер чертежа компоновки (правое вращение)	00.8046.033-06

Продолжение таблицы 4.8

1	2
Номер чертежа компоновки (левое вращение)	00.8046.033-07
Диаметр рабочего колеса, м	1,25
Частота вращения рабочего колеса двигателя(синхронная), тах, об./мин.	1000
Типоразмер двигателя	A200L6
Установленная мощность двигателя, кВт	30
Потребляемая мощность, кВт	14
Производительность на всасывании, м <sup>3</sup> /ч	26600
Полное давление, даПа	155
Температура перемещаемой среды на всасывании, С	200
КПД тах, %	83
Предельная запыленность перемещаемой среды, г/м <sup>3</sup>	2
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании, С	200
Габариты поставочные с э/дв., L×B×H, мм	1626×2236×2040
Масса с э/дв. (без э/дв.), кг	1150 (875)

Эксплуатация дымососов ДН-12,5-1000 предусмотрена в условиях аналогичных вентилятору ВДН-11,2-1000.

Состав арматуры для парового котла серии ДКВр-10/13 приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Состав арматуры для парового котла серии ДКВр-10/13

Наименование	Количество
1	2
Клапан запорный Ду20 Ру25	15
Клапан (вентиль) Ду50 Ру40 15с22нж	3
Клапан Ду50 Ру16 КРП-50М	1
Клапан обратный Ду32 Ру100 3С-6-3	1
Клапан обратный поворотный Ду50 Ру40 19с53нж КОП 50-40	2
Кран шаровой Ду125 Ру16 КШЗФ	1
Крепеж в упаковке	1
Указатель уровня Ду10 Ру25	2
Сопло	1
Накладка силовая с петлей крепления	4
Опора для ГУВ	1
Клапан предохранительный Ду50 Ру40 (d <sub>c</sub> =48)	2

Продолжение таблицы 4.9

1	2
Трубка манометра	1
Стрелка указателя уровня	2
Клапан трехходовой Ду10 Ру40	1
Манометр МП4-У У2-2,5МПа-1,5	1
Гильза с фланцем	1
Крышка	4
Стопор	4
Прокладка	4



## 5 ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ КОТЛОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Среди множества различных индивидуальных систем отопления 79% рынка занимают котлы, работающие на газовом топливе, однако менее 10% из них являются котлами конденсационного типа. В основном используются традиционные комбинированные котлы для обеспечения теплоносителем систем отопления и горячего водоснабжения. Традиционный комбинированный котел оснащен модулируемой газовой горелкой атмосферного типа. Она изготовлена из нержавеющей стали и поставляется в комплекте с электродами розжига. Газовый клапан имеет двойной затвор со встроенной модулирующей катушкой.

Первичный теплообменник представляет собой высокоэффективную систему газ / вода, изготовленную из меди и состоящую из четырех труб, соединенных последовательно в пластинчатые катушки, защищенные некорродирующим сплавом. Камера сгорания стальная, ее внутренняя сторона защищена керамическими панелями. Гидравлический модуль состоит из 3-ходового электрического клапана, регулируемого байпаса, датчика давления рабочей среды первичного контура, предохранительного клапана, системы слива и шарового крана для заполнения системы.

Для приготовления воды на горячее водоснабжение (ГВС) котел оборудован водо-водяным теплообменником из нержавеющей стали и оснащен реле расхода. Расширительный бак представляет собой мембранную емкость, оборудованную предохранительным клапаном, термометром и датчиком давления. Уровень нагрева воды контролируется с помощью предохранительного термостата. Традиционный газовый котел может быть дооборудован для перевода в конденсационный режим работы. Однако температура теплоносителя на входе в котел должна быть ниже температуры точки росы дымовых газов в течение большей части отопительного сезона. Конструкция котла Viessmann Vitoped 100 представлена на рисунке 5.1.

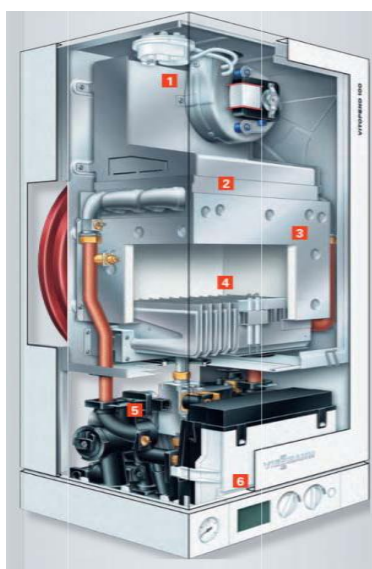


Рисунок 5.1 – Конструкция котла Viessmann Vitoped 100

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2020.439.14 ПЗ

Лист

34





Целью данного исследования является сравнительный анализ котлов двух типов, работающих на газовом топливе, оценка их энергетических и экологических показателей, разработка рекомендаций по оптимальному режиму их эксплуатации. Исследования проводились на котлах настенного типа, работающих на сжиженном природном газе. Один из них традиционного комбинированного типа, а второй – конденсационного. Все котлы использовались для отопления частных домов в Архангельской области, имеющих разное конструктивное исполнение и тепловые нагрузки. Эксперименты проводились на котлах двух моделей: Viessmann Vitopend 100 и Viessmann Vitodens 100 – при их работе на номинальной мощности. В домах, где установлены котлы, в качестве систем отопления использовались теплые полы, настенные и напольные радиаторы. Исследования проводились с помощью газового анализатора Testo 350 [8], замеры выполнялись в коаксиальных дымоходах котлов через технологические отверстия (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Основные результаты энергообследования газовых котлов

Наименование показателя	Марка котла	
	Viessmann Vitopend 100	Viessmann Vitodens 100
Мощность, кВт	32	32
Содержание O <sub>2</sub> , %	12,5	5,5
Содержание CO, ppm	15	40
Содержание NO, ppm	40	14
Содержание NO <sub>2</sub> , ppm	5	3,8
Температура уходящих газов, °С	152	39
Давление газа на соплах, мбар	23,9	–
Коэффициент избытка воздуха	2,47	1,35
Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	3,65	3,23
Потери тепла, %:		
	от химического недожога, с уходящими газами	0,01 11,11
КПД брутто	86,68	97,13
Эмиссии, мг/МДж:		
	CO NO <sub>x</sub>	13 25

Основные характеристики газовых котлов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Основные характеристики газовых котлов

Наименование показателя	Конденсационный котел	Комбинированный котел
Диапазон регулирования нагрузки, кВт	5,3 – 32,0	14,5 – 32,2
КПД при номинальной нагрузке, %	97	93
Потребляемая электрическая мощность, Вт	141	140

Результаты энергообследования показали, что КПД брутто конденсационного котла более чем на 10 % превышает КПД традиционного котла комбинированного типа, что в первую очередь связано с наличием вторичного теплообменника, обеспечивающего «глубокое» охлаждение уходящих газов. Модулируемая цилиндрическая горелка конденсационного котла позволяет обеспечить соотношение топливо – воздух, близкое к оптимальному. За счет этого эмиссия оксидов азота в 2,3 раза ниже, чем для традиционного котла комбинированного типа. Эмиссии оксида углерода имеют очень маленькие и близкие значения для обследованных котлов. Если учитывать тепловое загрязнение окружающей среды, то оно для конденсационного котла намного ниже. Высокое содержание кислорода в камере сгорания традиционного котла объясняется отсутствием частотного регулирования у дымососа. Данное обстоятельство является существенным недостатком, влияющим на техникоэкономические и экологические показатели работы котла, особенно при его эксплуатации на пониженных нагрузках, что необходимо учесть при дальнейшем совершенствовании конструкции котлов данного типа.





Также возможно применение следующих мероприятий по энергосбережению:

- Удаление отложений (накипи) со стенок котлов и теплообменников, эта процедура позволяет снизить перерасход топлива;
- применение регуляторов температуры в системе ГВС, а также установка регуляторов температуры теплоносителя на отопление;
- установка более эффективной водозапорной арматуры;
- применение современных теплоизоляционных материалов.

Энергосбережение в современных условиях является одним из основных факторов при выборе оборудования. Основным критерием энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной при ее эксплуатации. Пути для снижения затрат энергетических ресурсов являются:

- автоматизированное регулирование выработки и отпуска пара: обеспечивает оптимизацию затрат на выработку пара и экономию топлива на 12–15%;
- применение автоматизированных горелок, обеспечивающих КПД котлоагрегатов, не ниже 90%;
- применение частотных приводов и устройств плавного пуска на электродвигателях позволяет снизить расход электроэнергии на 25–30 %, а также продлить срок эксплуатации двигателя на 15 %.
- применение современных автоматизированных установок подготовки воды позволяет снизить размер отложений в котлах и трубопроводах, и соответственно улучшить теплоем и теплопередачу позволяют добиться экономии потребления топлива котлоагрегатами на 5–7 %.

Автоматика – это комплекс программных аппаратных средств, которые обеспечивают работу тепловой схемы котельной и системы отопления потребителей по заданному алгоритму. Принцип действия состоит в том, что снижается температура на улице, тогда повышается температура пара. Целью применения такой автоматики является компенсация возрастающих или уменьшающихся теплопотерь с опережением в зависимости от температурой наружного воздуха.

Погодозависимая автоматика обеспечивает нам изменение температуры, но делает это не совсем корректно. Данный процесс ощутим только при сезонном понижении температуры.

Для трубопроводов горячей воды предусмотреть изоляцию из трехслойного антикоррозионного покрытия на основе экструдированного полиэтилена 50 мм (рисунок 6.1).

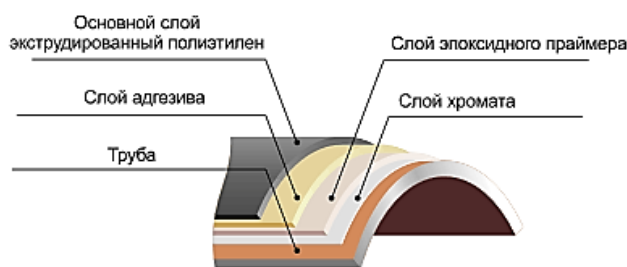


Рисунок 6.1 – Конструкция изоляционного покрытия трубы



Данная продукция производится на ООО «Копейский завод изоляции труб».

Изоляция производится в виде скорлупы и устанавливается на трубу с креплением полиэтиленовыми хомутами-стяжками. Стыки фасонных элементов скорлупы проклеиваются монтажной армированной лентой (скотчем).

Применение автоматизированных систем также является мероприятием энергоэффективного использования энергии. Для котла ДКВр-10/13ГМ предусматриваем автоматику ТРМ 212 фирмы «ОВЕН», В качестве устройства контроля, управления, сигнализации и защиты оборудования применяется программируемый многофункциональный контроллер SIMATIC S7-200 фирмы «SIEMENS», обеспечивающий работу систем управления и сигнализации в автоматическом режиме и другие приборы автоматики. Применение приборов системы автоматики более подробно рассмотрены в разделе «Автоматизация».

					<i>13.03.01.2020.439.14 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		





Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6
5	Температура насыщенного пара	5б 5г	Термометр термоэлектрический хромель-копелевый	ТХК-0515 710-21	2
		5а,5в 5д	Термометр термоэлектрический хромель-копелевый	ТХК-0515 710-41	3
		5е	Потенциометр автоматический	КСПЧ -41- 463-50-030	1
		ТС1- ТС4	Табло световое	ТС6/2	4
6	Температура стенок труб пароперегревателя	6а	Термометр термоэлектрический хромель-копелевый	ТХКП- XVIII	10
		6л	Потенциометр автоматический многоточечный	КСП4-41- 513-50-101	1
7	Отсечка газа	7е	Клапан отсечной	ДХО-80	1
		7д	Автоматическое закрытие клапана	АЗК-063	1
		7ж	Клапан электропневматический	ЭПК-1/4	1
8	Давление перегретого пара после пароперегревателя II ступени	7а	Манометр	МЭД- 22365	1
		7б	Манометр показывающий	МОШ1- 160-25	1
		7в	Прибор вторичный	КСДЗ-1001	1
9	Давление насыщенного пара перед пароперегревателем	8а	Манометр показывающий	МОШ1- 160-25	1
10	Давление природного газа перед ПП	9а	Диафрагма камерная	ДК-16-80	1
		9б	Дифманометр мембранный	ДМ-3564	1
		9в	Напоромер мембранный	НМП-52	1
		9г	Прибор вторичный	КСДЗ-1001	1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2020.439.14 ПЗ

Лист

45

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6
11	Давление воздуха перед горелкой	10а	Датчик реле-напора	ДН-100-11	1
		10б	Напоромер	НМП-52	1
		ТС7	Табло световое	ТС6/2	1
12	Давление газа розжига перед горелкой	11а	Дифманометр	ДМ-23-573	1
		11б	Напоромер мембранный	НМП-52	1
		11в	Прибор вторичный	КВД1-501	1
13	Наличие кислорода в дымовых газах	12а	Датчик газоанализатора		1
		12б	Приемник		1
		12в	Мост автоматический	КСМ2-024	1
14	Регулирование разряжения в топке	13а	Дифманометр колокольный	ДКО-3702	1
		13в	Прибор вторичный	КСДЗ-1201	1
		13г	Прибор электронный регулирующий	РПИБ-Т	1
		13пу	Задатчик	ЗД-50	1
		13д	Переключатель универсальный	УП-5315-С457	1
		13е	Указатель положения дистанционный	ДУП-4	1
		13и	Аппарат направляющий дымососа		1
		13ку	Переключатель	УП-5313	1
15	Разряжение в топке	13б	Тягонапоромер мембранный	ТНМП-52	1
16	Разряжение в опускном газоходе после водяного экономайзера	14а	Дифманометр колокольный	ДКО-3702	1
		14б	Прибор вторичный	КВД1-501	1
17	Разряжение в газоходе перед газоподогревателем	15а	Дифманометр колокольный	ДКО-3702	1
		15б	Прибор вторичный	КВД1-501	1
18	Разряжение в газоходе после газоподогревателя	16а	Дифманометр колокольный	ДКО-3702	1
		16б	Прибор вторичный	КВД1-501	1

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

13.03.01.2020.439.14 ПЗ

Лист

46

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6
19	Разряжение в воздухоподогревателе	17а	Дифманометр колокольный	ДКО-3702	1
		17б	Прибор вторичный	КВД1-501	1
20	Разряжение газов перед дымососом	18а	Дифманометр мембранный	ДМ-23-573	1
		18б	Прибор вторичный	КВД1-501	1
21	Расход пара после пароперегревателя	19а	Сосуд конденсационный	СКМ-40	1
		19б	Диафрагма камерная	ДК-25-200	1
		19в	Дифманометр мембранный	ДМ-23-573	1
		19г	Прибор вторичный	КСДЗ-1001	1
22	Регулирование соотношения газ-воздух	20а	Диафрагма камерная	ДК-25-200	1
		20б 20в	Дифманометр мембранный	ДМ-23-573	2
		20г 20д	Прибор вторичный	КСДЗ-1001	2
		20е	Прибор электронный регулирующий	РПИБ-Т	1
		20ку	Задатчик	ЗД-50	1
		20ж	Переключатель универсальный	УП-5315-А70	1
		20з	Указатель положения дистанционный	ДУП-М	1
		20пу	Переключатель универсальный	УП-5315-С457	1
		20и	Пускатель магнитный		1
		20к	Механизм исполнительный	МЗО-10/25	1
		20л	Клапан регулирующий	ДП-80	1
		ТС10 ТС11	Табло световое	ТС6/2	2
23	Контроль наличия факела	21а	Датчик ионизационный		1
		21б	Датчик пламени		1
		21в 21г	Блок управления	W-Г-М100	2

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

13.03.01.2020.439.14 ПЗ

Лист

47

## Окончание таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6
		21д	Трансформатор		1
		21ку	Устройство ввода параметров		1
		21е	Вентиль электромагнитный		1
		ТС12 ТС13	Табло световое	ТС6/2	2
24	Расход и температура воды после экономайзера	22а	Диафрагма камерная	ДК-25-200	1
		22б	Дифманометр мембранный	ДМ-23-573	1
		22в	Прибор вторичный	КСДЗ-1001	1
		23а	Термометр Термоэлектрический хромель-копелевый	ТХК-0515 710-41	1
		23б	Милливольтметр	Ш4500	1
		24а	Дифманометр мембранный	ДМ-23-573	1
		24б	Прибор вторичный	КСДЗ-1001	1
		ТС14-16	Табло световое	ТС6/2	1
25	Общие элементы схемы автоматизации	25а	Кнопка	КЕ-511	1

Регулятор соотношения топливо-воздух получает импульсы по расходу воздуха и газа (мазута), сравнивает его с сигналом от задатчика и на основании этого воздействует на направляющий аппарат дутьевого вентилятора, приводя в соответствие соотношение «топливо-воздух».

Регулятор разряжения поддерживает постоянным разряжение в топке котла, изменением положения направляющего аппарата дымососа. Задачей автоматического регулирования теплоисточника является поддержание температуры воды, подаваемой в теплосеть, на заданном уровне, определяемом в соответствии с отопительным графиком. При этом необходимо обеспечить экономное сжигание используемого топлива. Спецификация аппаратуры контроля и автоматического регулирования приведена в таблице.

Компоновка котельной разработана с применением комплектных узлов заводского изготовления, состоящих из основного и вспомогательного оборудования.

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все импортные материалы и оборудование сертифицированы для применения на территории РФ.

Безопасная работа котельной обеспечивается совместной работой существующей системой защиты котельной и проектируемой системой автоматики безопасности котлов в соответствии с рекомендациями проекта завода-изготовителя. Автоматическое прекращение подачи газа на котлы осуществляется при выходе параметров, указанных в таблице 7.2, за предельно допустимые значения.

Таблица 7.2 – Автоматика котла

Изменение параметра	Система, отключающая подачу газа
Понижение давления газа перед горелкой	Автоматика безопасности котла
Понижение давления воздуха перед горелкой, сбой горелки	Автоматика безопасности котла
Несанкционированное погасание факела горелки	Автоматика безопасности котла
Повышение давления газа перед горелкой	Автоматика безопасности котла
Повышение или понижение давления воды в котлах	Автоматика безопасности котла
Повышение температуры пара на выходе из котла	Автоматика безопасности котла
Загазованность помещения	Автоматика безопасности котла
Пожар	Автоматика безопасности котла
Снижение расхода теплоносителя через котёл	Автоматика безопасности котла

Насосы котельной не имеют АВР и повторный запуск насоса осуществляется вручную оператором котельной. Сигнал аварии выводится на щит автоматизации, находящийся в поле зрения оператора. Все насосы котельной имеют защиту:

- по сухому ходу;
- по падению давления в напорном патрубке.

Для обеспечения необходимой температуры теплоносителя на входе в котёл предусматривается установка перемычки с регулирующим клапаном фирмы «Danfoss» (Дания).

Для контроля температуры дымовых газов после котлоагрегатов, на выходе из экономайзеров по водяному тракту устанавливаются регулирующие клапаны фирмы «Danfoss» (Дания). Восполнение утечек теплофикационной воды в тепловой сети осуществляется подпиточной химочищенной водой после обработки методом двухступенчатого Na-катионирования на существующей водоподготовительной установке, установленной в котельной. Подпитка осуществляется существующими подпиточными насосами.



Для обескислороживания подпиточной воды проектом предусмотрена установка комплекса пропорционального дозирования.

## 7.2 Автоматическая пожарная сигнализация

Проектом предусматривается автоматическая пожарная сигнализация и оповещение обслуживающего персонала о пожаре согласно нормам проектирования.

В котельном зале и бытовых помещениях предусмотрена система пожарной сигнализации данные с которой передаются в прибор пожарной сигнализации ВЭРС-ПК8БР, установленный в помещении оператора котельной. Прибор имеет систему резервного питания от блоков БРП12В, 4А.

Проектом предусматривается установка тепловых пожарных оптоэлектронных извещателей типа ИП212-70 и максимально-дифференциальных извещателей ИП101-10. Извещатели ИП212-70 устанавливаются на потолке помещения оператора. Извещатели ИП101-10 крепятся на тросах в котельном зале, высота установки извещателей 5,2м.

В операторской у входных дверей и на высоте 1,5 м от пола устанавливаются ручные пожарные извещатели ИПР, в котельном зале у входных дверей устанавливаются извещатели ЕхИП535-1В. Шлейфы пожарной сигнализации прокладываются в операторской по потолкам открыто, по стенам в самозатухающем ПВХ канале.

В котельном зале прокладка по стенам выполнена в трубах из самозатухающего ПВХ, опуски к ручным извещателям в металлических коробах. Шлейфы пожарной сигнализации выполняются проводом КСВВ 2х0,5. Для оповещения людей о пожаре предусмотрена установка комбинированных оповещателей Маяк-12-КП. Оповещатели устанавливаются над выходами из котельной. По пути эвакуации устанавливаются световые табло «ВЫХОД» типа «Молния-12». Сети оповещения выполняются проводом ПРКА 1×0,75 в металлических коробах.

## 7.3 Узел контроля расхода теплоносителя

Для контроля за расходом теплоносителя на каждый котёл, проектом предусмотрена установка первичных расходомеров ВСТН-200 Ду 200 мм с измерительными комплексами «Эльф», зарегистрированными в Государственном реестре средств измерений и допущенными к применению на территории Российской Федерации.

Узел контроля расхода теплоносителя через котёл также позволяет вести учёт выработанной тепловой энергии с возможностью архивации данных водогрейного котла

Измерительный комплекс предназначен для измерения и учёта тепловой энергии, объёма и температуры теплоносителя на подающем и обратном трубопроводах закрытой и открытой систем теплоснабжения в соответствии с «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя».

– теплоноситель - вода;

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ					

- рабочее давление теплоносителя – не более 1,6 МПа (16,0 кгс/см<sup>2</sup>);
- диапазон измерения объёма теплоносителя, 0,01...9999999 м<sup>3</sup>;
- диапазон измерения количества теплоты, 0,0001...99999,99 Гкал;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении разности температур  $\Delta t$ ,  $(0,11 + 0,006\Delta t)$  °С;
- предел допускаемой относительной погрешности при измерении массы и объёма
  - теплоносителя, 2 %;
  - диапазон температуры рабочей среды от 5 до 150 °С;
  - диапазон разности температур от 3 до 147 °С;
  - температура окружающей среды от 5 до 50 °С;
  - питание измерительного комплекса – литиевая батарея;
  - межповерочный интервал измерительного комплекса – 4 года.

В качестве первичных преобразователей с измерительным комплексом используются:

- а) счетчик горячей воды с импульсным выходом ВСТН-200;
- б) комплект термосопротивлений КТПТР-01-160.

Схема установки счетчиков горячей воды и термосопротивлений КТПТР-01-160 для учета расхода теплоносителя на котлы.

Счетчик горячей воды ВСТН-200 устанавливается в трубопровод с длиной прямолинейного участка перед счетчиком не менее 2Ду, после счетчика не менее 1Ду, внутренний диаметр прямолинейных участков трубопровода должен соответствовать внутреннему диаметру ВСТН-200 т.е. 200 мм. Термосопротивления в трубопроводах устанавливаются в специальные гильзы, позволяющие демонтировать термосопротивления в процессе эксплуатации. Измерительный комплекс предназначен для настенной установки. Он должен располагаться в удобном для снятия показаний месте. Соединение измерительного комплекса с термосопротивлениями и счетчиками воды производится штатными проводами.

## 8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Целью разработки данного раздела является определение степени влияния газовой ТЭЦ №4 мощностью на состояние окружающей среды в зоне жилой застройки района строительства.

Котлы являются источниками загрязнения атмосферы вредными веществами.

Для обеспечения безопасной эксплуатации котельной предусматривается:

- автоматический контроль заданных параметров работы котлов.
- предупредительная и аварийная сигнализация при изменении технологических параметров, с одновременной отсечкой подачи природного газа.
- своевременный ремонт котельного оборудования.
- обучение и аттестация обслуживающего персонала.
- выполнение требований регламента эксплуатации и обслуживания котлов.

При соблюдении перечисленных мероприятий возможность возникновения аварийной ситуации исключается.

ТЭЦ оказывает существенное влияние на состояние воздушного бассейна в районе ее расположения. Потребляя топливо и воздух, котельная выбрасывает в атмосферу продукты горения. Наиболее вредными являются оксиды азота  $NO$  и  $NO_2$ . Поэтому расчеты вредных выбросов котельной проведены для  $NO_2$  как наиболее токсичного вещества.

Поддержание ПДК на допустимом уровне обеспечивается пассивными и активными методами. К активному методу относится рациональное ведение топочного процесса и предварительная подготовка топлива. Пассивный метод заключается в установке дымовой трубы, которая выводит продукты сгорания в более высокие слои атмосферы, чтобы улучшить условия рассеивания их в воздухе до уровня концентрации, когда они становятся безопасными для человека.

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива за одну секунду при нормальных условиях (8.1):

$$V_{ny} = \frac{P_{ny} \cdot V_z \cdot T}{P \cdot T_{ny}} \quad (8.1)$$

где  $t_{yx} = 118^\circ\text{C}$  – температура дымовых газов на выходе из котла.

$$V_{ny} = \frac{101090 \cdot 11,408 \cdot 391}{97000 \cdot 273} = 17,03 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

### 8.1 Расчет максимальной приземной концентрации

Расход топлива (8.2):

$$B_p = \frac{Q}{Q_n^p \cdot \eta} \quad (8.2)$$

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

где:  $Q$  – тепловая мощность одного котла;

$\eta$  – КПД котла.

$$B_p = \frac{7,56}{33,885 \cdot 0,94} = 0,475 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся (8.3):

$$V = V_{ny} \cdot B \quad (8.3)$$

$$V = 17,03 \cdot 0,475 = 8,09 \text{ м}^3/\text{с}$$

## 8.2 Расчет выброса оксидов азота

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами (8.4):

$$M_{NO_2} = B_p \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2}^z \cdot \beta_K \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_\Gamma) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_{II} \quad (8.4)$$

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

$$K_{NO_2}^z = 0,0113 \cdot \sqrt{16,09} + 0,03 = 0,07 \text{ г/МДж}$$

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

$\beta_t$  – безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения:

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

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

$\beta_\Gamma$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота (8.5):

$$\beta_\Gamma = 0,16 \cdot \sqrt{r} \quad (8.5)$$

где  $r$  – степень рециркуляции дымовых газов.

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

$k_{II}$  – коэффициент пересчета, при определении выбросов в граммах в секунду.

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ					

$$M_{NO_2} = 0,475 \cdot 33,885 \cdot 0,07 \cdot 1 \cdot 2,94 \cdot 1 \cdot (1 - 0,16) \cdot (1 - 0,01) \cdot 1 = 2,75 \text{ г/с}$$

$$ПДК = 0,04 \text{ мг/м}^3$$

### 8.3 Расчет минимальной высоты трубы

Даже после очистки в дымовых газах остаются вредные вещества, особенно газообразные, количество которых может значительно превосходить предельно допустимую концентрацию (ПДК) этих веществ в атмосфере. Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения. К тому же окислы азота и серы, попавшие в атмосферу, там не накапливаются, т.к. под действием ультрафиолетового излучения сравнительно быстро происходит самоочищение.

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74, согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое  $C_m$  не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе (8.6):

$$C_m \leq ПДК \quad (8.6)$$

В соответствии с этим уравнением минимально допустимая высота трубы  $H$ , м, при которой обеспечивается значение  $C_m$ , равное ПДК, при наличии  $Z$  труб одинаковой высоты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ( $\Delta T > 0$ ), рассчитывается по формуле (8.7):

$$H = \sqrt{AFnm\eta \frac{M}{ПДК} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}} \quad (8.7)$$

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

$\Delta T$  – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

$V_1$  – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м<sup>3</sup>/с;

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

$F$  – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

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

$\eta$  – поправочный коэффициент на рельеф.

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

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ					

Задаем скорость газа на выходе из трубы:  $w_z = 15 \text{ м/с}$

Диаметр трубы (8.8):

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{w \cdot \pi}} \quad (8.8)$$

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 8,09}{15 \cdot 3,14}} = 0,82 \text{ м}$$

Принимаем диаметр устья дымовой трубы  $D_o = 0,8 \text{ м}$ , тогда скорость газа (8.9):

$$w_z = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2} \quad (8.9)$$

$$w_z = \frac{4 \cdot 8,09}{3,14 \cdot 0,8^2} = 16,1 \text{ м/с}$$

Задаем высоту трубы  $h_1 = 10 \text{ м}$  и находим значения коэффициента  $f$  (8.10):

$$f = \frac{10^3 w_z^2 D_o}{h_1^2 \Delta T} \quad (8.10)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 16,1^2 \cdot 0,8}{10^2 \cdot 152} = 13,64$$

Так как  $f = 13,64 \leq 200$ , то коэффициент  $m$  находим по формуле (8.11):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (8.11)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{13,64} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{13,64}} = 0,54$$

Значение коэффициента  $v_m$  находим по формуле (8.12):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T / h_1} \quad (8.12)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{8,09 \cdot 152 / 10} = 3,23 \text{ м/с}$$

Так как  $v_m \geq 2$ , то:  $n = 1$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ				



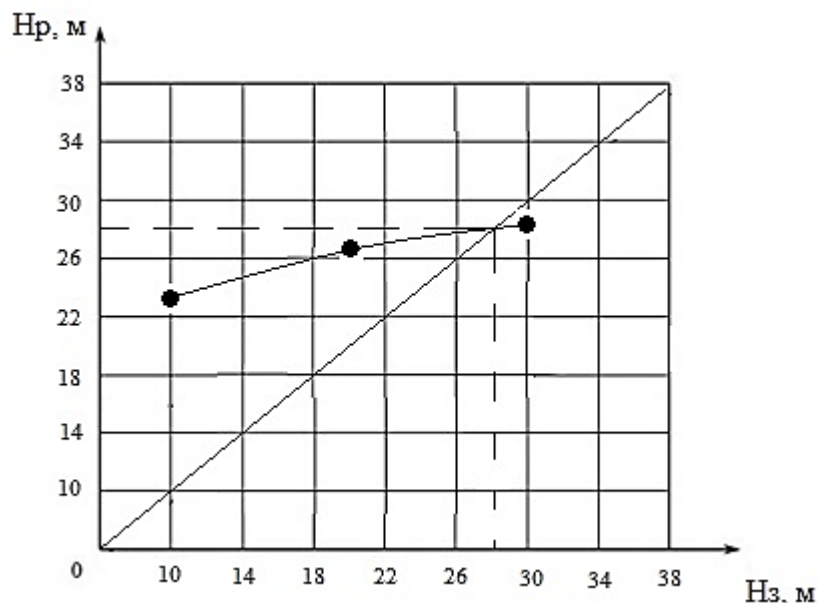


Рисунок 8.1 – График определения дымовой трубы

По графику получается, что  $h = 28$  м, следовательно выбирается металлическая труба высотой 30 м и диаметром устья 0,8 м.

Тогда концентрация оксидов азота рассчитывается по формуле (8.13):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (8.13)$$

Для высоты трубы 30 м рассчитаем коэффициент  $f$ :

$$f = \frac{10^3 \cdot 16,1^2 \cdot 0,8}{30^2 \cdot 152} = 1,52$$

Так как  $f = 1,52 \leq 200$ , то:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,52} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,52}} = 0,84$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{8,09 \cdot 152 / 30} = 2,24 \text{ м/с}$$

Так как  $v_m \geq 2$ , то:  $n = 1$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 2,75 \cdot 1 \cdot 0,84 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{8,09 \cdot 152}} = 0,038 \text{ мг/м}^3$$

Проверка:



$$h' = 30 \text{ м}$$

$$f' = \frac{10^3 \cdot 16,1^2 \cdot 0,8}{30^2 \cdot 152} = 1,52$$

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,52} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,52}} = 0,84$$

$$C'_{NO_2} = \frac{160 \cdot 2,75 \cdot 1 \cdot 0,84 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{8,09 \cdot 152}} = 0,038 \text{ мг/м}^3$$

$ПДК \geq C'_{NO_2} = 0,038 \text{ мг/м}^3$  – расчет произведен верно.

По полученным результатам выбирается труба максимальной высоты. Значит выбирается металлическая труба высотой 30 м и диаметром устья 0,8 м. Концентрация вредных веществ в приземном слое составила  $C_{NO_2} = 0,038 \text{ мг/м}^3$  при высоте трубы  $h = 30 \text{ м}$ , что удовлетворяет  $ПДК = 0,04 \text{ мг/м}^3$ .

#### 8.4 Сточные воды

Для проектируемого котла существуют бытовые сточные воды от периодической и непрерывной продувки. Спуск происходит в дренажный колодец, из которых вода поступает в городскую канализацию. Температура сточных вод не превышает 40 °С.

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В связи с тем, что технологический процесс производства тепловой энергии в целом пожароопасен и взрывоопасен, существует вероятность возникновения аварийных чрезвычайных ситуаций, которые могут привести не только к разрушению котельной, но и к жертвам среди людей.

Возможные аварийные ситуации в котельной:

- утечка и взрыв природного газа;
- взрыв топливно-пылевоздушной смеси в топке котла;
- пожар;
- аварии вследствие разрушения, повреждения и выхода из строя оборудования;
- эксплуатации в нерасчетных режимах;
- производственного брака при изготовлении, монтаже, наладке, ремонте;
- отказа системы автоматического регулирования и защит;
- колебаний частоты тока и напряжения сверх допустимых пределов;
- обесточивание котельной.

В таблице 9.1 представлен перечень чрезвычайных ситуаций и методы их локализации.

Таблица 9.1 – Чрезвычайные ситуации

Возможные чрезвычайные ситуации	Меры по предупреждению аварии	Следствие аварийной ситуации	Меры локализации аварийной ситуации и восстановления режима работы котельной
1	2	3	4
Отключение эл/энергии	–	Отключение всего оборудования в котельной и освещения	1. Закрыть газовые краны горелок и открыть свечи безопасности. 2. Закрыть задвижки на котлах. 3. Закрыть задвижки на работающих нитях ГРП.
Разрыв теплосети (увеличение расхода)	Соблюдение графиков ППР, ведение РНИ	Падение давления в прямой и обратной сети, увеличение расхода воды	1. Включить дополнительные подпиточные насосы. 2. При падении давления в обратном трубопроводе ниже 2 ата сообщить потребителям.
Отключение РДБК (внезапное прекращение подачи газа)	Соблюдение графиков ППР и графиков осмотра	Отключение водогрейных котлов	1. Закрыть газовые краны горелок и открыть свечи безопасности. 2. Отключить в ГРП неисправную нитку. 3. Включить байпасную нитку. 4. Растопить котел.

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

13.03.01.2020.439.14 ПЗ

Лист

59

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4
Выход из строя работающих сетевых насосов	Соблюдение графиков ППР и графиков осмотра	Отключение водогрейных котлов	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Закрыть газовые краны горелок и открыть свечи безопасности.</li> <li>2. Закрыть задвижки на нагнетателях, включить резервные.</li> <li>3. Закрыть задвижки на работающих линиях в ГРП при срабатывании ПЗК.</li> <li>4. Выявить причину выхода из строя и устранить.</li> </ol>
Выход из строя подпиточных насосов	Соблюдение графиков ППР и графиков осмотра	Падение давления в тепловых сетях. Срабатывает звуковая и световая сигнализация.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Включит в работу резервный ПН и АПН.</li> <li>2. Выявить причину и возможность устранения неисправности силами персонала.</li> </ol>

В котельной осуществляется постоянный автоматический контроль концентрации метана и окиси углерода в воздухе помещения котельной который содержит выход в систему светозвуковой сигнализации, над выходами в котельную («Загазовано») и на щите КИП. Предусмотрена автоматическая отсечка газа в котельную при наличии метана и окиси углерода в воздухе котельной выше установленного предела, а также при отсутствии напряжения питания котельной.

Мероприятия по защите людей при повышении концентрации газа выше нормы в котельной:

- а) при обнаружении запаха газа в помещении немедленно вывести людей;
- б) аварийно отключить котел;
- в) закрыть газовые горелки;
- г) запретить работы в котельной до выяснения причин возникновения загазованности и их устранение.

При возникновении нештатной ситуации действовать согласно инструкции по эксплуатации котельных установок.

### 9.1 Основные причины несчастных случаев и аварий

При работе паровых и водогрейных котлов основными причинами несчастных случаев и аварий как правило являются:

- а) незнание или несоблюдение норм и правил, производственных инструкций и нарушение трудовой дисциплины, а также невыполнение техники безопасности;
- б) пренебрежительное отношение к оборудованию котельной, контрольно-измерительным приборам и арматуре;



- поврежденные электродвигатели;
- незаземленное оборудование;
- - гладкие и скользкие лестницы, низкие ограждения, различные предметы;
- - острые углы металлических конструкций.

Возможные аварийные ситуации:

- разрыв трубопроводов под давлением;
- взрыв деаэратора вследствие неправильной эксплуатации;
- взрыв котла и образование в нем дыр или трещин;
- взрыв газопровода при разрыве сварного шва;
- пожар вследствие аварии в системе электроснабжения;
- повышение содержания в воздухе вредных веществ;
- разрыв взрывного предохранительного клапана на трубопроводах дымовых газов.

### 9.3 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса

Воздух рабочей зоны оценивается по метеорологическим и атмосферным условиям на рабочих местах.

Действующими нормативными документами, регламентирующими метеорологические условия, являются:

СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ, микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей. Если сочетание этих параметров не является оптимальным для организма человека, может, нарушено функциональное и тепловое состояние человека, причем это будет сопровождаться напряжением реакций терморегуляции и ухудшением самочувствия.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях являются: температура воздуха, относительная влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

Работа оператора котельной по энергетическим затратам организма относится к категории 1а при работе в операторской и 1б при обходах технологического оборудования.

Котельные агрегаты а также трубопроводы горячей воды являются источником избыточного теплового излучения. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» интенсивность теплового облучения, работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования, осветительных приборов, инсоляции на постоянных и непо-

стоянных рабочих местах не должна превышать 35 Вт/м при облучении 50% поверхности тела и более, 70 Вт/м – при величине облучаемой поверхности от 25 до 50% и 100 Вт/м – при облучении не более 25% поверхности тела.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» установлены ПДК:

- оксида углерода (СО): класс опасности – 4 ПДК – 20 мг/ м<sup>3</sup> ;
- оксида азота (NO): класс опасности – 3 ПДК – 5 мг/ м<sup>3</sup> ;
- диоксида азота (NO<sub>2</sub>): класс опасности – 3 ПДК – 2 мг/ м<sup>3</sup> ;
- метан (СН<sub>4</sub>): – 4 ПДК – 7000 мг/ м<sup>3</sup> .

Оксид углерода очень опасен, так как не имеет запаха и вызывает отравление и даже смерть. Признаки отравления: головная боль и головокружение, одышка, покраснение лица, слабость, тошнота; в тяжелых случаях судороги, потеря сознания, кома.

Оксиды азота оказывают раздражающее воздействие на слизистые оболочки глаз, носа и остаются в легких в виде азотной и азотистой кислот. Диоксид азота воздействует в основном на дыхательные пути и легкие, а также вызывает изменения в составе крови, в частности уменьшает содержание в крови гемоглобина.

В целях профилактики неблагоприятного воздействия вредных факторов рабочей среды должны быть предусмотрены защитные мероприятия.

Для обеспечения нормативных параметров микроклимата в котельном цехе предусмотрена вытяжная вентиляция. Приток воздуха естественный.

Все трубопроводы котельной с температурой стенки выше 45°С теплоизолируются. Выполнена маркировка всех трубопроводов в соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркированные щитки» теплопроводы – красным цветом, вода холодная и горячая – зеленым, газопроводы – желтым.

Помимо этого персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты – спецодежда, рукавицы. Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловой энергии необходимы следующие мероприятия:

- все тепловыделения уменьшить путем использования тепловой изоляции;
- осуществлять автоматический контроль за оптимальной температурой;
- рационализация режимов труда и отдыха. Это достигается сокращением продолжительности рабочей смены, введением дополнительных перерывов, созданием условий для эффективного отдыха.

Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Допустимые величины интенсивности теплового излучения

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м <sup>2</sup>
50 и более	не более 35
25 – 50	не более 70
не более 25	не более 100

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого или красного свечения не должны превышать 140 Вт/м<sup>2</sup>.

При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

В тяжелых случаях может наступить тепловой удар – резкое, внезапное расстройство нервной системы (обморок), перегрев тела человека происходит от воздушной среды, а также от стен помещения и оборудования и окружающих предметов. Эти факторы (температура воздуха, влажность, скорость движения воздушного потока) образуют микроклимат на рабочем месте.

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловой энергии эти тепловыделения должны быть устранены или уменьшены. Излучающие поверхности должны быть покрыты тепловой изоляцией, т.е. материалами с малой теплопроводностью: шамотом, изделиями из диатомитового кирпича, шлаковатой, минеральной ватой. Другой способ уменьшения лучистого теплообмена - применение отражающих экранов. Так, тепловую изоляцию облицовывают гладким, блестящим, светлым материалом с очень малой степенью черноты - белой жемчужной, листовым алюминием. Лучистая энергия при этом почти, полностью отражается в направлении к излучателем, она не проникает в окружающую среду.

Тепловой изоляции подлежат все объекты с температурой теплоносителя выше 45 °С, находящиеся в помещении, и с температурой выше 60 °С, расположенные вне помещения. Для изоляции оборудования с температурой теплоносителя до 300 °С предусматривается применение матов из плит минераловатных на синтетическом связывающем материале марки 125 в обкладке из стекловаты марки Т-13.

Интенсивность теплового облучения не должна превышать 140 Вт/м<sup>2</sup> при наличии спецодежды.

Поверхности газопроводов при температуре 50...300 °С изолируются плитами минераловатными на синтетическом связующем марки 125 типа «НП» с каркасом из стальной сетки 1,5...1,6 мм с покрытием по наружной поверхности алюминиевой фольгой, толщиной 0,5...0,8 мм.

Для обеспечения нормальных условий работы все производственные, вспомогательные и бытовые помещения, проходы, проезды и некоторые другие участки территории предприятия должны освещаться. В помещениях, где постоянно пребывает персонал, предусмотрено применение газоразрядных ламп, наружное освещение основных дорог на территории котельной осуществляется с помощью неоновых ламп. В кабельных и теплофикационных тоннелях при установке светильников на высоте менее 2,5 метров применяется освещение напряжением не выше 42 В, согласно технике безопасности.

Согласно СНиП 23-05-95\*, помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь, как правило, естественное освещение.

Естественное освещение подразделяется на боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ					

В производственных помещениях со зрительной работой I–III разрядов следует устраивать совмещенное освещение. Допускается применение верхнего естественного освещения в крупнопролетных сборочных цехах, в которых работы выполняются в значительной части объема помещения на разных уровнях от пола и на различно ориентированных в пространстве рабочих поверхностях. При этом нормированные значения КЕО принимаются для разрядов I–III соответственно 10, 7,5 %.

Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, охранное и дежурное. Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное. Искусственное освещение может быть двух систем – общее освещение и комбинированное освещение.

Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон.

При необходимости часть светильников рабочего или аварийного освещения может использоваться для дежурного освещения.

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и снаружи зданий могут обеспечиваться как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников освещения безопасности и (или) эвакуационного освещения. Аварийное освещение предусматривает автоматическое резервирование питания от аккумуляторных батарей, оно обеспечивает действия персонала по ликвидации последствий аварий. Аварийным освещением оборудованы следующие места:

- проходы (не более 25 % нормируемой освещенности);
- водоуказательные и измерительные приборы;
- вентиляторная и дымососная установки;

Объекты которые непосредственно участвуют в технологическом процессе, относительно которых производится управление процессом горения топлива, согласно техники безопасности должны быть освещены (таблица 9.3).

Таблица 9.3 – Освещение помещений

Наименование помещений, рабочих мест, оборудования	Характеристика помещения по условиям среды	Плоскость нормирования освещенности и ее высота от пола	Разряд	Освещенность общего освещения	Коэффициент запаса
1	2	3	4	5	6
Помещение котлов: фронт котлов	Жаркое	В-на топках, затворах	VI-1	100	1,5







Такое ослабление вибрации называется демпфированием. Крупное оборудование, вызывающее вибрацию, изолируется матами прошивными, безобкладочными из базальтового супертонкого волокна в несколько слоев с каркасом из сетки. Соударяющиеся детали смазывают вязкими жидкостями, а вибрирующие детали погружают в масляные ванны.

В нашем случае общая вибрация категории ЗА. Предельно допустимый уровень – 92 дБ. Для локальной вибрации по оси Х – 112 дБ.

Инфразвук предусматривает собой механические колебания упругой среды, имеющие одинаковую с шумом физическую природу, частотой 20 Гц.

Воздухом такие колебания поглощаются слабо, и поэтому способны передаваться на большие расстояния.

В производственных условиях инфразвук образуется главным образом от вибрации работающих тихоходных машин и механизмов (вентиляторы, дымососы), детали которых совершают вращательное движение.

Особо неблагоприятно воздействует на человека инфразвук частотой 2-15Гц.

В соответствии с СН 2274-80 « Гигиенические нормы инфразвука на рабочих местах» уровень инфразвукового давления не должен превышать 100 дБ.

По тяжести работ, работа ремонтного персонала относится к группе 2 «А» средней тяжести (перемещения в пространстве, переходы, обусловленные технологическим процессом; энергозатраты 175 – 232 Вт).

Перечислим показатели тяжести трудового процесса. В большей степени физической нагрузки, как таковой, ремонтный персонал не испытывает (а именно слесарь КИПиА). Главными факторами напряженности являются нагрузки: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные, монотонность трудового процесса, режим работы.

					<i>13.03.01.2020.439.14 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

## 10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Экономическо-управленческий раздел работы содержит две части: технико-экономическое обоснование реконструкции, а также создание структуры реализации проекта реконструкции ЭБ-1 ТЭЦ-4.

### 10.1 Технико-экономический расчет

Технико-экономическим обоснованием проекта реконструкции ЭБ-1 ТЭЦ с заменой котла Loos Universal на котла ДКВр-10/13 является расчет срока окупаемости котла. Для расчета срока окупаемости необходимо рассчитать капитальные затраты на реконструкцию и текущие затраты на эксплуатацию котла до реконструкции ЭБ-1 и после нее.

#### 10.1.1 Расчет капитальных затрат на реконструкцию

Смета капитальных затрат на реконструкцию ТЭЦ-4 определяется по прейскуранту заводов-изготовителей и сведена в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Смета капитальных затрат

Наименование затрат	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
Оборудование (комплект котельного агрегата ДКВр-10/13 с горелкой и автоматикой)	1	8 100,00	8 100,00
Транспортные расходы	1	500,00	500,00
Демонтажные работы	1	3 480,00	3 480,00
Разработка проектной документации	1	867,00	867,00
Монтажные работы (в том числе пусконаладочные)	1	4 200,00	4 200,00
ИТОГО:			17 147,00

Общие капитальные вложения в реконструкцию участка тепловой сети (10.1):

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{д} + K_{пр} + K_{мр} \quad (10.1)$$

где  $K_{об}$  – стоимость комплекта оборудования и материалов, тыс. руб. ( $K_{пр} = 8100,00$  тыс.руб. – по данным ООО «Бийский котельный завод» [39]);

$K_{тр}$  – стоимость транспортных услуг, тыс. руб. ( $K_{тр} = 500,00$  тыс.руб. – по данным транспортной компании ООО «Байкал-сервис» [40]);

$K_d$  – стоимость демонтажных работ, тыс. руб. ( $K_d = 3\,480,00$  тыс.руб. – по данным ООО «Бийский котельный завод») [39]);

$K_{пр}$  – стоимость проектных работ, тыс. руб. ( $K_{пр} = 867,00$  тыс.руб. – по данным ООО «Бийский котельный завод») [39]);

$K_{мр}$  – стоимость монтажных и пусконаладочных работ, тыс. руб. ( $K_{мр} = 4200,00$  тыс.руб. – по данным ООО «Бийский котельный завод») [39]).

$$K = 8100,00 + 500,00 + 3480,00 + 867,00 + 4200,00 = 17147,00 \text{ тыс.руб.}$$

### 10.1.2 Расчет текущих затрат на обслуживание

Проведем расчет текущих затрат на энергетическое обслуживание котла до реконструкции.

Годовые затраты на природный газ с котлом UNIVERSAL UL-SX 24200 (10.2):

$$I_T = C_T \cdot B_{год}, \quad (10.2)$$

где  $C_T$  – тариф на природный газ, руб./м<sup>3</sup> ( $C_T = 2750$  руб./м<sup>3</sup> – по данным ПАО «Новатек» [41]);

$B_{год}$  – годовой расход газа, м<sup>3</sup>/год, по расчету главы 4.

$$I_T = 2750,00 \cdot 1860 \cdot 10^3 = 5115000,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Годовые затраты на воду (10.2):

$$I_в = C_в \cdot G_{год}, \quad (10.2)$$

где  $C_в$  – тариф на воду, руб./м<sup>3</sup> ( $C_в = 29,60$  руб./м<sup>3</sup> – по данным МУПП «ПОВВ» [42]);

$G_{год}$  – годовой расход воды, м<sup>3</sup>/год, по расчету главы 4.

$$I_в = 29,60 \cdot 28390 \cdot 10^3 = 840344,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Годовые затраты на электроэнергию не рассчитываются, так как ТЭЦ вырабатывает электроэнергию, затраты на ее производство учтены турбинном цехе, не подвергающийся реконструкции в рамках данного проекта.

Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты всех категорий персонала обслуживания котла UNIVERSAL UL-SX 24200 составит 2560,00 тыс. руб./год (по данным бухгалтерии ТЭЦ-4).

Отчисления на социальные нужды (10.3):

$$I_{соц} = H_C \cdot I_з, \quad (10.3)$$

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $H_C$  – процент отчислений на социальные нужды, % ( $H_C = 34\%$ ).

$$I_{соц} = 0,34 \cdot 2560,00 = 870,40 \text{ тыс.руб./год}$$

Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (10.4):

$$I_9 = 0,01 \cdot K + 0,1 \cdot K, \quad (10.4)$$

где 0,05 – 5% на содержание и эксплуатацию энергооборудования;  
0,1 – 10% на амортизацию энергооборудования;  
K – общая балансовая стоимость комплекса котла UNIVERSAL UL-SX 24200, тыс.руб. (по данным бухгалтерии ТЭЦ-4).

$$I_9 = 0,05 \cdot 5640,00 + 0,1 \cdot 5640,00 = 846,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие производственные расходы (10.5):

$$I_{пр} = 0,2 \cdot I_3, \quad (10.5)$$

где 0,2 – 20% на прочие производственные расходы;  
 $I_3$  – сумма зарплат всех категорий персонала, тыс.руб./год.

$$I_{пр} = 0,2 \cdot 2560,00 = 512,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма всех затрат (10.6):

$$I = \sum I_i = I_m + I_6 + I_3 + I_{соц} + I_9 + I_{пр} \quad (10.6)$$

где  $\sum I_i$  – сумма всех затрат, тыс.руб./год;

$$\begin{aligned} I_2 &= 5115000,00 + 840344,00 + 2560,00 + 870,4 + 846,00 + 512,00 = \\ &= 5960132,40 \text{ тыс.руб./год} \end{aligned}$$

Проведем расчет текущих затрат на энергетическое обслуживание котла после реконструкции.

Годовые затраты на природный газ при котле ДКВр-10/13ГМ:

$$I_T = 2750,00 \cdot 1548 \cdot 10^3 = 4257000 \text{ тыс.руб./год}$$

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

В связи с тем, что котел ДКВр-10/13 водотрубный, поэтому расход воды на производство пара увеличивается, тогда годовые затраты на воду составят:

$$I_T = 29,60 \cdot 30563 \cdot 10^3 = 904664,80 \text{ тыс.руб./год}$$

Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты всех категорий персонала обслуживания котла ДКВр-10/13 не поменяется и составит 2560,00 тыс. руб./год (по данным бухгалтерии ТЭЦ-4).

Отчисления на социальные нужды не поменяются и составят 870,40 тыс.руб./год.

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

$$I_3 = 0,05 \cdot 8100,00 + 0,1 \cdot 8100,00 = 1215,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие производственные расходы не поменяются и составят 512,00 тыс.руб./год.

Сумма всех затрат:

$$I_1 = 4257000 + 904664,80 + 2560,00 + 870,40 + 1215,00 + 512,00 = \\ = 5164518,20 \text{ тыс.руб./год}$$

### 10.1.3 Расчет срока окупаемости проекта

Экономия текущих затрат составит (10.7):

$$\Delta I = I_2 - I_1, \quad (10.7)$$

где  $I_1$  – общая сумма затрат на обслуживание котла ДКВр-10/13 после проведения реконструкции, тыс.руб./год;

$I_2$  – общая сумма затрат на обслуживание котла UNIVERSAL UL-SX 24200 до реконструкции, тыс.руб./год.

$$\Delta I = 5960132,40 - 5164818,20 = 7953,20 \text{ млн. руб./год}$$

Экономическая эффективность принятых технических решений сроком окупаемости проекта. Для определения срока окупаемости проекта реконструкции используют формулу (10.8):

$$T = \frac{K - K_{ликв}}{\Delta I}, \quad (10.8)$$

					13.03.01.2020.439.14 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

где  $\Delta И$  – экономия текущих затрат, тыс. руб./год;

$K$  – капитальные затраты ( $K = 17\,147,00,00$  тыс. руб. – по расчету формулы 10.1);

$K_{ликв}$  – стоимость лома демонтированного оборудования (10.9):

$$K_{ликв} = C_l \cdot M, \quad (10.9)$$

где  $C_l$  – тариф на металлолом, руб./кг ( $C_l = 1650,00$  руб./т – по данным АО «Челябвторцветмет» [43]);

$M$  – масса демонтированного металлолома, т ( $M = 12,6$  т – по данным главы 4).

$$K_{ликв} = 1650 \cdot 12,6 = 20,79 \text{ тыс.руб.}$$

Тогда срок окупаемости составит:

$$T = \frac{17147,00 - 20,79}{7953,20} = 2,15 \text{ года}$$

Вывод: по результатам расчета получили срок окупаемости проекта менее 6,7 лет, соответственно данный проект реконструкции экономически эффективен. Основная экономия текущих затрат достигается за счет снижения затрат на топливо (природный газ).

## 10.2 SWOT-анализ вариантов реализации проекта

Необходимо проанализировать сильные и слабые стороны проекта в двух вариантах, оценить сравнительную эффективность, выбрать лучший вариант. Для этого выполним SWOT – анализ варианта Работа ЭБ-1 ТЭЦ-4 после реконструкции (таблица 10.2).

Таблица 10.2 – SWOT-анализ работы ЭБ-1 ТЭЦ-4 после реконструкции

S: Сильные стороны	W: Слабые стороны
1. Наличие источников финансирования	1. Недостаточно квалифицированный персонал. 2. Большие капитальные затраты
O: внешние благоприятные возможности	T: внешние угрозы предприятию
1. Наличие деловых партнеров, способных поддерживать продвижение проекта 2. Возможность подключения новых потребителей.	1. Рост цен на топливо 2. Повышение цен на новые технологии







Таблица 10.4 – График Ганта

Наименование этапа	Исполнитель	Продолжительность								
		2020 г.				2021 г.				2022 г.
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	Январь
Расчёт и анализ надёжности работы энергетического оборудования.	Заказчик, ПТО									
Разработать план-проект, сметы по реконструкции котельного цеха.	Подрядчик									
Закупка, транспортировка нового оборудования.	Заказчик, служба снабжения									
Демонтаж старого оборудования, подготовка площадки под монтаж.	Подрядчик									
Монтаж нового оборудования.	Подрядчик									
Пуско-наладочные работы.	Подрядчик, Заказчик									
Пуск оборудования в сеть	Заказчик									



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;
- 2 Федеральный закон РФ от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса;
- 3 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением;
- 4 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок;
- 5 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- 6 ГОСТ 12.0.002-80. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. М.: Государственный стандарт СССР, 1980. – 37 с.;
- 7 ГОСТ 12.004.91. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: Государственный стандарт СССР, 1991. – 22 с.;
- 8 ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Государственный стандарт СССР, 1988. – 42 с.;
- 9 ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности. М.: Государственный стандарт СССР, 1990. – 18 с.;
- 10 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;
- 11 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. М.: Государственный стандарт СССР, 1991. – 8 с.;
- 12 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. М.: Государственный стандарт СССР, 1981. – 21 с.;
- 13 ГОСТ 12.1.038-82\* ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. М.: Издательство стандартов, 2001. – 32 с.
- 14 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: Издательство стандартов, 2015. – 44 с.;
- 15 ГОСТ 12.4.026-2001 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности, разметка сигнальная». М.: Госстандарт России, 2001. – 64 с.;
- 16 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013. – 28 с.;
- 17 ГОСТ 7.1-2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу: Библиографическая запись. Библиографическое описание / Об-

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.439.14 ПЗ					



33 Плетнев, Г.П. Проектирование, монтаж и эксплуатация автоматизированных систем управления теплоэнергетическими процессами / Г.П. Плетнев, Ю.П. Зайченко, Е.А. Зверев. – М.: Издательство МЭИ, 2007. – 316 с.;

34 Прахин, Н.Ф. Топливо и теория горения / Н.Ф. Прахин, В.В. Шелудченко. – Севастополь: Издательство Вебер, 2003. – 170 с.;

35 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров – М.: Энергия, 1980. – 424 с.;

36 Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное. Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998, – 256 с.

37 Эстеркин, Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: учебное пособие для техникумов / Р.И. Эстеркин. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 280 с.;

38 Основы государственной политики в области экологического развития России на период до 2030 года – <http://base.garant.ru/70169264/>;

39 Официальный сайт ООО «Бийский котельный завод» – <http://www.bikz.ru>;

40 Официальный сайт ООО «Байкал-сервис» – <https://chelyabinsk.baikalsr.ru>;

41 Официальный сайт ПАО «Новатэк» – <http://www.novatek74.ru>;

42 Официальный сайт МУП «ПОВВ» – <http://voda.uu.ru>;

43 Официальный сайт АО «Челябвторцветмет» – <http://chvcm.ru>.

					<i>13.03.01.2020.439.14 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

