

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,  
Начальник теплотехнического участка  
АО завод «Прибор»

\_\_\_\_\_ А.Г.Петров  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
промышленной теплоэнергетики,  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**РАСШИРЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ НА ТЕРРИТОРИИ АО ЗАВОД «ПРИБОР»**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2018.230.10.ПЗ ВКР

Консультант по разделу  
«Экономика и управление»,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ С.В.Пашнин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Автор работы,  
студент группы ПЗ-579  
\_\_\_\_\_ В.С.Ларкин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Челябинск 2018

## АННОТАЦИЯ

Ларкин В.С. Расширение котельной на территории АО завод «Прибор» Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2018, 95 с., 2 ил., библиогр. список – 61 наим., 1 прил., 5 листов чертежей ф. А1, демонстрационный плакат по экономике ф.А1.

Выпускная квалификационная работа включает в себя расширение блочно-модульной котельной, а именно установка дополнительного котла мощностью 3,050 МВт, с установкой соответственно дополнительного теплообменника и насосного оборудования.

В работе выполнены тепловые расчёты котла, теплообменника, подобрано насосное оборудование. Произведён расчёт концентрации вредных веществ. Выполнен расчёт экономической эффективности расширения, разработаны разделы «Энергосбережение», «Автоматизации», «Безопасность жизнедеятельности». Графическая часть проекта выполнена с использованием программы AutoCAD.

					<i>13.03.01.2018.230.10 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Ларкин В.С.</i>				<i>Расширение котельной на территории АО завод «Прибор»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Паинин С.В.</i>					3	95	
<i>Н. Контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>			
<i>Утверд.</i>	<i>Осинцев К.В..</i>							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ РАСШИРЕНИЯ БМК АО завод «Прибор».....	8
2 ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	9
2.1 Источник тепловой энергии.....	9
2.2 Отопление.....	9
2.3 Горячее водоснабжение.....	9
2.4 Перспективная нагрузка.....	9
2.5 Тепловые сети.....	9
3 РАСЧЁТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК.....	10
3.1 Расчет часовых расходов тепла по видам теплопотребления.....	10
4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ.....	14
4.1 Исходные данные.....	14
4.2 Описание тепловой схемы котельной.....	14
4.3 Расчет принципиальной тепловой схемы котельной.....	15
5 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	18
5.1 Сравнительные характеристики котлов.....	18
5.2 Исходные данные.....	19
5.3 Выбор котельного агрегата.....	19
6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ЖАРОТРУБНО-ДЫМОГАРНОГО КОТЛА.....	21
6.1 Исходные данные.....	21
6.2 Расчёт объёмов продуктов сгорания топлива.....	22
6.3 Расчёт энтальпии продуктов сгорания газа и воздуха.....	24
6.4 Расчёт теплового баланса котла.....	25
6.5 Тепловой расчёт топки.....	27
6.6 Расчёт конвективных поверхностей нагрева.....	32
6.7 Расчёт второго хода.....	32
6.8 Расчёт третьего хода.....	37
7 ВЫБОР И РАСЧЁТ ТЕПЛООБМЕННИКА.....	43
7.1 Выбор теплообменника.....	43
7.2 Расчёт теплообменника.....	43
7.3 Тепловой расчёт теплообменника.....	44
8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	50
8.1 Насосы котлового контура.....	50
8.2 Сетевые насосы.....	50
8.3 Насосы рециркуляции.....	51
8.4 Насосы для подпитки.....	51
8.5 Теплообменное оборудование.....	52
8.6 Система водоподготовки.....	52
9 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
10 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	59
10.1 Расчет концентрации вредных выбросов в зимний период.....	59
10.2 Расчет концентрации вредных выбросов в летний период.....	63

10.3	Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	65
11	КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА.....	68
11.1	Задачи системы автоматизации.....	68
11.2	Описание функциональной схемы.....	69
11.2.1	Измерение температуры.....	69
11.2.2	Измерение давления .....	69
11.2.3	Регулирование расхода воздуха .....	69
11.2.4	Регулировка горелки .....	70
11.2.5	Автоматика безопасности.....	70
11.2.6	Автоматическое регулирование технологического процесса.....	71
11.2.7	Прочие элементы автоматизации.....	71
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	73
12.1	Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов.....	73
12.2	Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства.....	73
12.3	Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на объекте.....	74
12.4	Описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта.....	76
12.5	Описание и обоснование проектных решений по обеспечению безопасности людей при возникновении пожара.....	77
12.6	Сведения о категории здания по признаку взрывопожарной и пожарной опасности.....	78
12.7	Описание и обоснование противопожарной защиты.....	78
13	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	80
13.1	Технико-экономическое сравнение вариантов.....	80
13.1.1	Вариант №1 расширение водогрейной блочно-модульной газовой котельной.....	80
13.1.2	Вариант №2 теплоснабжения от городской тепловой сети.....	83
13.2	Расчет сравнительной экономической эффективности.....	83
13.3	Качественный анализ вариантов проектных решений.....	84
13.4	Оценка движущих сил и сдерживающих сил и ресурсов.....	85
13.5	Планирование целей проекта в дереве целей.....	87
13.6	График Ганта по разработке и реализации проекта расширения блочно-модульной котельной.....	89
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	90
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	91



Для обработки теплоносителя при заполнении системы и подпитки отопительных контуров предусмотрена установка многоступенчатой автоматизированной системы химводоочистки (фильтрация, умягчение, обезжелезивание, дозирование химреагента, использование натри-катионита).

На каждый котел водогрейной котельной для обеспечения наиболее оптимальных режимов работы устанавливается своя дымовая труба из углеродистой или нержавеющей стали.

Автоматика водогрейной котельной позволяет ей работать в полностью автоматическом режиме, не требующем постоянного присутствия обслуживающего персонала. Режимы работы котельной программируются, автоматически отслеживаются и корректируются процессорами.

Бесперебойность снабжения тепловой энергией достигается тем, что современные водогрейные котельные способны работать сразу на двух видах топлива: газ и дизель, газ и мазут, газ и печное топливо, газ и нефть, возобновляемые источники. В настоящее время, в связи с новыми экономическими отношениями между производителями и потребителями тепловой энергии, особое внимание приобретает совершенствование качества теплоснабжения, систем регулирования отпуска тепловой энергии, внедрение энергосберегающих технологий. Таким образом, высокая значимость теплоснабжения решения проблемы окружающей среды в городах и населённых пунктах должны способствовать развитию газификации регионов, что в свою очередь даст возможность развивать установки децентрализованного теплоснабжения, включая использование блочно-модульных котельных.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

## 1 ОБОСНОВАНИЕ РАСШИРЕНИЯ БМК АО ЗАВОД «Прибор»

В связи с изменением спроса на продукцию предприятия, в сторону увеличения, возникла необходимость в строительстве нового Производственного корпуса, в котором будут размещены новые, современные производственные линии. С увеличением производственной мощности предприятия возникает необходимость в тепловой энергии.

Существующая на данный момент котельная предприятия не имеет резерва мощности, чтобы отопить новый Производственный корпус. Прокладывать новые тепловые сети и подключаться к тепловой сети Челябэнерго не целесообразно, так как тепловая энергия полученная, со стороны будет значительно дороже, и необходимо затратить денежные средства на прокладку теплопровода к новому Производственному корпусу, поэтому одним из вариантов решения вопроса теплоснабжения нового корпуса является расширение существующей БМК, расположенной на территории предприятия.

Проектом предусматривается строительство дополнительного блока к зданию котельной, в котором будет установлен водогрейный котёл Logano S285L, сетевой насос WILO и теплообменник. Мощность котельной будет увеличена на 9МВт.

Для подготовки дополнительного расхода воды будет использована существующая химводоподготовка, а для удаления продуктов сгорания от нового котельного агрегата, будет смонтирована дымовая труба.

В настоящем проекте использованы прогрессивные технические решения:  
применено современное оборудование;

выполнена полная автоматизация процесса выработки тепловой энергии.

На реализацию данного проекта влияют:

поддержка руководства предприятия;

доступность энергоресурсов, газа и электрической энергии;

увеличение спроса на продукцию предприятия;

наличие денежных средств на реализацию проекта.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1 Источник тепловой энергии

Источником тепловой энергии системы теплоснабжения АО завод «Прибор», является существующая блочно-модульная котельная установленной мощностью 6100 кВт.

Основное оборудование:

водогрейный котёл Logano S825L мощностью 3050 кВт(2шт.);

сетевые насосы WILO IL 100/145 -11/2 (3 шт);

насос котлового контура WILO IL 100/160 -2,2/4 (2 шт);

насос рециркуляции кола WILO TOP S 80/7 (2 шт);

подпиточные насосы WILO MHI 206-3 (2 шт);

теплообменник пластинчатый - (2шт).

### 2.2 Отопление

Расчётный температурный график систем теплоснабжения 95-70°C. Схемы отопления потребителей тепловой энергии различных типов. В качестве отопительных приборов использованы конвекторы, регистры из гладких труб. Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию -4,97 МВт. В отдельных цехах, зданиях предприятия установлены калориферные установки приточной вентиляции и воздушно-тепловых систем.

### 2.3 Горячее водоснабжение

В административно-бытовых помещениях предприятия, а также в столовой установлены подогреватели горячего водоснабжения. Тепловая нагрузка на ГВС составляет 1 МВт.

### 2.4 Перспективная нагрузка

Перспективная тепловая нагрузка Производственный корпус №3 с тепловой отопительной нагрузкой  $Q = 2800$  кВт.

### 2.5 Тепловые сети

Схема тепловой сети радиальная. Главная магистраль Ду350 Прокладка тепловых сетей выполнена в непроходных каналах.

Тепловые удлинения компенсируются п-образными компенсаторами. Схема теплоснабжения закрытого типа.

К тепловой сети подключены: Производственный корпус №1,2, бытовые корпуса, инженерный корпус, тепличное хозяйство, столовая, гараж, проходная, Производственный корпус №3.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



### 3 РАСЧЁТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

#### 3.1 Расчет часовых расходов тепла по видам теплопотребления

Расчет часовых расходов тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение производится по формулам «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передачи тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденной Заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003 года.

##### Отопление

Расчетную тепловую нагрузку отопления отдельного здания определяют по укрупненным показателям, по формуле (3.1):

$$Q_0 = \alpha \cdot V \cdot q_0 \cdot (t_p - t_o) \cdot (1 + K_{u.p.}) \cdot 10^{-6}, \quad (3.1)$$

где  $\alpha$  – поправочный коэффициент;

$V$  – строительный объем здания по наружному обмеру, (м<sup>3</sup>);

$q_0$  – удельная отопительная характеристика здания при  $t_0 = -30^\circ\text{C}$ , ккал/м<sup>3</sup>ч°С;

$t_p$  – расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

$t_o$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, согласно [18] СНиП 23-01-99,  $t_0 = -34^\circ\text{C}$

##### Вентиляция

Расчетную часовую тепловую нагрузку приточной вентиляции зданий определяют по укрупненным показателям, по формуле (3.2):

$$Q_v = \alpha \cdot V \cdot q_v \cdot (t_p - t_o) \cdot 10^{-6}, \quad (3.2)$$

где  $q_v$  – удельная тепловая вентиляционная характеристика здания.

##### Горячее водоснабжение

Тепловая нагрузка горячего водоснабжения потребителя тепловой энергии, определяется по формуле (3.3) по СНиП 2.04.01-85\*:

$$Q_{hr}^h = 1,163 \cdot q_{hr}^h \cdot (60 - t^c), \quad (3.3)$$

где  $q_{hr}^h$  – максимальный часовой расход горячей воды, определяется по формуле (3.4) по СНиП 2.04.01-85\*:

$$q_{hr}^h = 0,005 \cdot q_{o,hr}^h \cdot \alpha_{hr}, \quad (3.4)$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $q_{o,hr}^h$  – расход горячей воды санитарно-техническим приборам, принимается по Приложению 3 СНиП 2.04.01-85\*, л/ч;

$\alpha_{hr}$  – коэффициент, определяемый согласно Приложению 4 [20] СНиП 2.04.01-85\* в зависимости от общего числа приборов N и вероятности их использования.

Вероятность действия санитарно-технических приборов для системы в целом определяется по формуле (3.5):

$$P_{hr}N = \frac{3600 \cdot PN \cdot q_o^h}{q_{o,hr}^h}, \quad (3.5)$$

где  $q_o^h$  – расход горячей воды санитарно-техническим прибором, принимается по Приложению 3 [20] СНиП 2.04.01-85\*;

$q_{hr,u}^h$  – норма расхода горячей воды потребителем в час; наибольшего водопотребления, принимается по Приложению 3 [20] СНиП 2.04.01-85\*;

Вероятность действия санитарно-технических приборов при одинаковых водопотребителях определяется по формуле (3.6):

$$PN = \frac{q_{hr,u}^h \cdot U}{q_o^h \cdot 3600}, \quad (3.6)$$

где  $U$  – число водопотребителей, чел.

Далее выполнен расчет часовых расходов тепла, расчет годовых расходов тепла по видам теплотребления и расчет расходов топлива.

Расчет часовых расходов тепла производственными и административно-бытовыми зданиями по видам теплотребления выполнен для Челябинской области.

Выполним расчет часовых расходов тепла по всем потребителям тепловой энергии АО завод «Прибор».

### 1. Производственный корпус №1

Отопление

$V = 56500 \text{ м}^3$ ;  $t = 16^\circ\text{C}$ ;  $\alpha = 0,96$ ;  $q_o = 0,38 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $L = 27 \text{ м}$ .

$Q_o = 0,96 \cdot 56500 \cdot 0,38 \cdot (16+34) \cdot 10^{-6} = 1,032 \text{ Гкал/ч}$

### 2. Производственный корпус №2

Отопление

$V = 50500 \text{ м}^3$ ;  $t = 16^\circ\text{C}$ ;  $\alpha = 0,96$ ;  $q_o = 0,39 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $L = 27 \text{ м}$ .

$Q_o = 0,96 \cdot 50500 \cdot 0,39 \cdot (16+34) \cdot 10^{-6} = 0,945 \text{ Гкал/ч}$

### 3. Инженерный корпус

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Отопление

$V = 15000\text{м}^3$ ;  $t = 18^\circ\text{C}$ ;  $\alpha = 0,96$ ;  $q_0 = 0,40 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $L = 27\text{м}$ .

$$Q_0 = 0,96 \cdot 15000 \cdot 0,4 \cdot (18 + 34) \cdot 10^{-6} = 0,299 \text{ Гкал/ч}$$

4. Гараж

Отопление

$V = 1433\text{м}^3$ ;  $t = 10^\circ\text{C}$ ;  $\alpha = 0,96$ ;  $q_0 = 0,7 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $L = 27\text{м}$ .

$$Q_0 = 0,96 \cdot 1433 \cdot 0,7 \cdot (10 + 34) \cdot 10^{-6} = 0,042 \text{ Гкал/ч}$$

5. АБК №1

Отопление

$V = 15200\text{м}^3$ ;  $t = 18^\circ\text{C}$ ;  $\alpha = 0,96$ ;  $q_0 = 0,32 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $L = 15\text{м}$ .

$$Q_0 = 0,96 \cdot 15200 \cdot 0,32 \cdot (18 + 34) \cdot 10^{-6} = 0,243 \text{ Гкал/ч}$$

6. АБК №2

Отопление

$V = 15200\text{м}^3$ ;  $t = 18^\circ\text{C}$ ;  $\alpha = 0,96$ ;  $q_0 = 0,32 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $L = 15\text{м}$ .

$$Q_0 = 0,96 \cdot 15200 \cdot 0,32 \cdot (18 + 34) \cdot 10^{-6} = 0,243 \text{ Гкал/ч}$$

7. АБК №3

Отопление

$V = 22550\text{м}^3$ ;  $t = 18^\circ\text{C}$ ;  $\alpha = 0,96$ ;  $q_0 = 0,32 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $L = 15\text{м}$ .

$$Q_0 = 0,96 \cdot 22550 \cdot 0,32 \cdot (18 + 34) \cdot 10^{-6} = 0,360 \text{ Гкал/ч}$$

8. Столовая

$$Q_0 = 0,300 \text{ Гкал/ч};$$

9. Энергоблок

$$Q_0 = 0,300 \text{ Гкал/ч};$$

10. Газоразборная

$$Q_0 = 0,070 \text{ Гкал/ч};$$

11. Очисные сооружения

$$Q_0 = 0,080 \text{ Гкал/ч};$$

12. ГВС

$$Q_0 = 0,860 \text{ Гкал/ч};$$

13. Новый производственный корпус

$$Q_0 = 2,625 \text{ Гкал/ч};$$

Результаты расчета часовых расходов тепла сведем в таблицу 3.1.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 3.1 – Сводная таблица часовых расходов тепла

Наименование потребителя	Расход тепла, Гкал/ч				Температура воздуха, t вн, °С	Примечание
	Отопл.	Вент.	ГВС	Сумма		
1	2	3	4	5	6	7
1. Производственный корпус №1	1,032	-	-	1,032	16	
2. Производственный корпус №2	0,945	-	-	0,945	16	
3. Инженерный корпус	0,299	-	-	0,299	18	
4. Гараж	0,042	-	-	0,042	10	
5. АБК №1	0,243	-	-	0,243	18	
6. АБК №2	0,243	-	-	0,243	18	
7. АБК №3	0,360	-	-	0,360	18	
8. Столовая	0,300	-	-	0,300	18	данные ОГЭ
9. Энергоблок	0,300	-	-	0,300	18	данные ОГЭ
10. Газоразборная	0,070	-	-	0,070	16	данные ОГЭ
11. Очистные сооружения	0,080	-	-	0,080	18	данные ОГЭ
12. Нагрузка ГВС		-	0,86	0,860		данные ОГЭ
13. Производственный корпус	2,625			2,625	16	перспектива
Итого:	6,539		0,86	7,399		

## 4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

### 4.1 Исходные данные

Котельная предназначена для покрытия отопительной нагрузки вновь построенного производственного корпуса, а также собственных нужд самой котельной. По отпуску тепла котельная относится ко второй категории, потребители тепла по надежности теплоснабжения также относятся ко второй категории.

Система теплоснабжения – закрытого типа. Основное топливо – природный газ. Аварийное топливо отсутствует. Котельная отдельно стоящая, автоматизированная, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Параметры теплоносителя: сетевая вода с температурой 95-70°C, горячая вода с температурой 60-5°C. Режим работы – круглогодичный.

Климатические условия выбраны в соответствии с [20] СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» (Актуализированная версия СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»).

В таблице 4.1 представлены расчетные параметры наружного воздуха.

Таблица 4.1 – Расчетные параметры наружного воздуха

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	Период со среднесуточной температурой $\leq 8$ °С		Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь м/с,
	Продолжительность, сут. $Z_{ht}$	Средняя температура воздуха, °С $t_{ht}$	
- 34	218	- 6,5	4,5

### 4.2 Описание тепловой схемы котельной

В блочно-модульной котельной установлены водогрейные котлы для теплоснабжения и ГВС системы теплоснабжения завода «Прибор». Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная, тепловая схема котельной выполнена двухконтурной.

Нагретая в котле вода напрямую поступает в теплообменник, нагревает сетевую воду, а затем возвращается в котел.

Для поддержания температуры воды, поступающей в котел, устанавливается рециркуляционный насос, который забирает часть воды из подающего трубопровода и смешивает с водой в обратном трубопроводе.

Автоматическое регулирование теплоносителя сетевого контура производится по температуре наружного воздуха, датчик которого устанавливается на фасаде здания.

Циркуляция теплоносителя котельного контура запроектирована с помощью циркуляционных насосов фирмы «Wilo» с системой регулирования давления, плавным пуском и защитой от «сухого» хода. Управление насосами котлового и сетевого контуров выполнено в ручном и автоматическом режимах. Для подпитки сетевого контура предусмотрен бак-аккумулятор.

Приготовление химочищенной воды осуществляется по следующей схеме: из водопровода происходит заполнение бака исходной воды, из бака исходная вода подпиточными насосами подается на установку умягчения воды, которая включает в себя: два Na –катионитовых фильтра SF-1354А непрерывного действия. Для умягчения используется сильнокислотная катионообменная смола.

Катионит обладает обменной емкостью - способностью забирать на себя катионы жесткости кальция, магния и отдавая взамен, катионы натрия. Натрий-катионитный фильтр представляет из себя ионообменную колонну с расположенным в верхней ее части блоком управления регенерацией.

Регенерация установки производится автоматически блоком управления по объему подпитки и состоит из четырех стадий: обратная промывка; обработка смолы раствором соли; быстрая промывка; заливка воды в солевой бак.

Работа фильтров полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Регенерация фильтров установки происходит попеременно, что позволяет соблюдать непрерывный режим подачи умягченной воды для подпитки системы. Для приготовления регенерационного раствора рекомендуется использовать гранулированную или таблетированную поваренную соль.

Обескислороживание подпиточной умягченной воды осуществляется с помощью установки пропорционального дозирования состоящая из насоса-дозатора "Etatron", счетчика с импульсным выходом и емкости для реагента. В воду дозируется реагент IN-ECO-391, который связывает растворенный в воде кислород.

Для компенсации тепловых расширений теплоносителя и поддержания постоянного рабочего давления в котельном контуре предусмотрена установка расширительных баков. При повышении давления теплоносителя излишки воды сбрасываются в бак запаса воды, через регулирующий «до себя» сбросной клапан.

#### 4.3 Расчет принципиальной тепловой схемы котельной

В задачу расчета тепловой схемы котельной входит определение расходов, температур и давлений теплоносителей (горячей воды) по их потокам в пределах котельной. На основе результатов этого расчета производится выбор оборудования котельной.

						13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			15

Расчет водогрейной части котельной ведется при трех режимах:

- максимально-зимний;
- режим наиболее холодного месяца;
- летний.

Исходные данные для расчета тепловой схемы котельной для закрытой системы теплоснабжения представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет принципиальной тепловой схемы котельной

Расчетная величина	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Расчетные режимы		
				$t_{но} = -34$ °C	$t_{нхм} = -$ 15,8 °C	$t_{+8} = +8$ °C
1	2	3	4	5	6	7
1. Суммарная мощность	$Q_{см}$	МВт	$Q_o + Q_{ГВС}$	9	5,724	0,16
2. Расход теплоты на подпитку и потери	$Q_{сн}$	МВт	$0,015 \cdot Q_{сн}$	0,135	0,086	0,002
3. Общая тепловая мощность котельной	$Q_k$	МВт	$Q_o + Q_{ГВС} + Q_{сн}$	9,135	5,810	0,162
4. Температура воды в подающем трубопр	$\tau_{01}$	°C	из пункта 4.1	105	80,5	80
5. Температура воды в обратном трубопр.	$\tau_{02}$	°C	из пункта 4.1	85	69,7	70
6. Расход воды через котлы	$G_k$	кг/с	$\frac{Q_k^{t_{но}}}{\delta t \cdot c_B}$	109,11	109,11	23,9
7. Температура воды на выходе из котла ( $t_k' = 70^\circ\text{C}$ )	$t_k''$	°C	$t_k' + \frac{Q_k}{c_B \cdot G_k}$	104,9	89,2	80
8. Расход воды на собственные нужды	$G_{сн}$	кг/с	$\frac{Q_{сн}}{(t_k'' - t_k') \cdot 4,19}$	1,67	1,67	1,67

9. Расход воды на линии рециркуляции	$G_{pc}$	кг/с	$\frac{G_k(t'_k - \tau_{02})}{(t''_k - \tau_{02})}$	0	0	0
10. Расход воды на отопление	$G_0$	кг/с	из пункта 3.1	96,75	96,75	0

11. Расход воды на ГВС	$G_{гвс}$	кг/с	из пункта 3.1	7,96	7,96	23,8
12. Расход сетевой воды	$G_c$	кг/с	$G_0 + G_g$	104,7	104,7	23,80
13. Расход воды на подпитку	$G_{подп}$	кг/с	$0,02 \cdot G_c$	2,09	2,09	0,46
14. Расход подающей сетевой воды	$G_c^{под}$	кг/с	$G_c + G_{подп} + G_{гвс}$	108,46	108,46	24,35
15. Расход воды по перемычке	$G_{лм}$	кг/с	$\frac{G_c^{подп}(t''_k - \tau_{01})}{(t''_k - \tau_{02})}$	0	0	0
16. Расход воды на ХВО	$G_{хво}$	кг/с	$G_{хво} = G_{подп}$	2,09	2,09	0,26
17. Расчетная тепловая мощность котельной	$G_k^p$	кг/с	$\frac{Q_{с.м} \cdot 10^3}{(t''_k - t'_k) \cdot 4,19}$	107,5	107,5	23,9
18. Ошибка расчета	$\Delta$	%	$\frac{G_k^p - G_k}{G_k^p}$	1,46	1,46	1,9

При расчете принципиальной тепловой схемы котельной была получена погрешность, равная 1,3%. Полученная погрешность удовлетворяет допустимой (<2%), и поэтому пересчет производить не требуется.





## 5.2 Исходные данные

Максимальная расчетная тепловая нагрузка на водогрейную котельную составляет 6,1 МВт и состоит из:

Расчетная нагрузка на отопление – 4,97 МВт (4,274 Гкал/ч);

Расчетная нагрузка на ГВС – 1,0 МВт (0,86 Гкал/ч);

Расчетная нагрузка на собственные нужды – 0,13 МВт (0,11 Гкал/ч);

Основное топливо блочно-модульной водогрейной котельной - природный газ с теплотворной способностью 8640 ккал/м<sup>3</sup>. Аварийное топливо - отсутствует.

Расчетная температура наружного воздуха -34°С.

Параметры теплоносителя:

- сетевая вода с температурой 95-70°С;

- горячая вода с температурой 60-5°С

Режим работы котельной - круглогодичный.

Продолжительность отопительного периода - 218 суток.

## 5.3 Выбор котельного агрегата

В соответствии с установленным котельным оборудованием блочно-модульной котельной принимается к установке жаротрубный котёл, Logano L825S тепловой мощностью 3050 кВт250 кВт. Установленная тепловая мощность котельной после расширения достигнет – 9,15 МВт .

Logano L825S – предназначен для получения горячей воды, которая может быть использована в системах теплоснабжения. Котёл–водогрейный автоматизированный, жаротрубный, горизонтальный, с трёхходовым движением дымовых газов. Котлы предназначены для производства теплофикационной горячей воды с максимальной температурой 110°С при допустимом рабочем давлении 0,6 МПа. Основные характеристики Logano L825S указаны в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Основные технические характеристики котлов Logano L825S

Наименование параметра	Значение
1. Максимальная температура воды, °С	110
2. Максимальная температура воды на входе в котел, °С	60
3. Максимальное рабочее давление воды, МПа	0,6

Технические характеристики Logano L825S указаны в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Технические характеристики котлов, Logano L825S

Типоразмер котла	Единица измерения	Показатели
1. Номинальная теплопроизводительность	кВт	3050
2. КПД, %	%	90
3. Максимальная температура на выходе котла	°С	110
4. Давление теплоносителя не более	бар	6,0
5. Гидравлическое сопротивление водяного тракта	м в ст.	0,2
6. Температура уходящих газов	°С	230
7. Объём топки	м <sup>3</sup>	2,13
8. Водяной объём котла	л	2700

## 6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ЖАРОТРУБНО-ДЫМОГАРНОГО КОТЛА

Расчёт топочной камеры и конвективных поверхностей водогрейного котла выполняется с целью выявления экономичности и надёжности работы котельного агрегата в целом. Экономичность работы агрегата характеризуется минимальными потерями тепла от химического недожога при максимально допустимых нагрузках топочного объёма и минимальном коэффициенте избытка воздуха.

Расчёт котельного агрегата может быть конструктивным или поверочным. При конструктивном расчёте определяются размеры топочного пространства и площади поверхностей нагрева котла. При поверочном расчёте определяется температура продуктов сгорания на выходе из топочного пространства, после конвективных поверхностей, производится оценка экономичности и надёжности работы котельного агрегата в целом.

При проектировании и эксплуатации котельных установок чаще всего выполняется поверочный расчёт топки и поверхностей нагрева котла.

При выполнении поверочного расчёта известны: объём топочной камеры, площади конвективных поверхностей нагрева, диаметры трубок. В результате расчёта определяются, температуры продуктов сгорания на выходе из топочного пространств.

В данном проекте выполнен поверочный расчёт водогрейного жаротрубного котла Logano S825 L – 3050 мощностью 3,05 МВт. Проект выполнен в соответствии с требованиями нормативного метода расчёта котельного агрегата [44], а также методического пособия [37].

Расчёт выполнен методом последовательных приближений. При выполнении расчёта предварительно задавались температурой дымовых газов на выходе из котла. Полученная в ходе расчёта температура продуктов сгорания на выходе из котельного агрегата не должна отличаться от заданной на  $\pm 10$  °С.

### 6.1 Исходные данные

Целью теплового поверочного расчета является определение температуры воды, воздуха и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева на выходе из котла, коэффициент полезного действия котла, расход топлива. В результате расчета получают исходные данные, необходимые для выбора вспомогательного оборудования и выполнения гидравлических, аэродинамических и прочностных расчетов.

В качестве основного топлива для сжигания используется природный газ со следующими характеристиками:

теплотворная способность газа  $Q_H^p = 8640$  ккал/нм<sup>3</sup>

плотность газа при нормальных условиях  $\rho = 0,758$  кг/м<sup>3</sup>

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

В таблице 6.1 представлен состав газа.

Таблица 6.1 – Состав газа

Состав газа по объему, %					
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>
94,2	2,5	0,4	0,2	0,1	2,6

## 6.2 Расчёт объёмов продуктов сгорания топлива

При сжигании топлива в топках котельных агрегатов в качестве окислителя используется воздух. Зная количество воздуха, необходимое для горения каждого горючего элемента топлива можно определить теоретическое количество воздуха, необходимое для горения всех горючих элементов. Теоретическое количество воздуха, необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива, зависит от его химического состава. Расчёты, связанные с горением газа, ведутся на 1 м<sup>3</sup> горючего газа при нормальных условиях (нм<sup>3</sup>).

Объём дымовых газов при нормальных условиях рассчитывается по формуле (6.1):

$$V_{\Gamma} = V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{RO}_2}^0 + (\alpha - 1) * V^0, \quad (6.1)$$

где  $V_{\text{RO}_2}$  - объём трехатомных газов;

$V_{\text{N}_2}^0$  - объём азота;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$  - объём водяных паров;

$V^0$  - теоретический объёмный расход воздуха,

$\alpha = 1,15$  - коэффициент избытка воздуха.

Теоретический объём воздуха при коэффициенте расхода воздуха  $\alpha = 1,15$  для природного газа, находится по формуле (6.2):

$$V^0 = 0,0476 * [\sum (m + 0,25 * n) * C_m H_n], \quad (6.2)$$

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

$$V^0 = 0,0476 * (2 * 94,2 + 3,5 * 2,5 + 5 * 0,4 + 6,5 * 0,2 + 8 * 0,1) = 9,56 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Теоретический объём продуктов сгорания топлива при  $\alpha = 1,15$ :

Объём двухатомных газов, определяется по формуле (6.3):

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					22

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2 \quad (6.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,56 + 0,01 \cdot 2,6 = 7,58 \frac{M^3}{M^3}$$

Объем трехатомных газов, определяется по формуле (6.4):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (\sum m \cdot C_m \cdot H_n) \quad (6.4)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (94,2 + 2 \cdot 2,5 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1) = 1,017 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем водяных паров, найдем по формуле (6.5):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (\sum 0,5 \cdot n \cdot C_m \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{ггп}) + 0,0161 \cdot V^0 \quad (6.5)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (2 \cdot 94,2 + 3 \cdot 2,4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,1) + 0,0161 \cdot 9,56 = 2,145 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный объём водяных паров (при  $\alpha > 1$ ), находим по формуле (6.6):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (6.6)$$

$$V_{H_2O} = 2,145 + 0,0161 \cdot (1,15 - 1) \cdot 9,56 = 2,168 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объём азота определим по формуле (6.7):

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot V^0 + N_2 / 100 \quad (6.7)$$

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot 9,56 + 0,01 / 100 = 7,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный объём дымовых газов найдем по формуле (6.8):

$$V_{г} = V_{N_2} + V_{H_2O} + V_{RO_2} + 1,0161(\alpha - 1) \cdot V_{в}^0, \quad (6.8)$$

$$V_{г} = 1,17 + 2,168 + 7,58 + 1,0161(1,15 - 1) \cdot 9,56 = 12,199 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Доля трёхатомных газов, определим по формуле (6.9):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{г}}, \quad (6.9)$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$r_{RO_2} = \frac{1,017}{12,199} = 0,083 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Доля водяных паров, определим по формуле (6.10):

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_z}, \quad (6.10)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,168}{12,199} = 0,178 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Суммарная объёмная доля трёхатомных газов, определяется по формуле (6.11):

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}, \quad (6.11)$$

$$r_n = 0,178 + 0,083 = 0,261 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

В топке и газоходах 2, 3  $V_T, r_{RO_2}, r_{H_2O}, r_n$  равны, так как присосы отсутствуют.

### 6.3 Расчёт энтальпии продуктов сгорания газа и воздуха

Данные расчёта теоретических энтальпий при постоянном значении коэффициента расхода воздуха занесены в таблицу 6.2.

Теоретические теплосодержания газов, воздуха, трёхатомных газов и водяных паров находим по формулам (6.12, 6.13, 6.14, 6.15, 6.16):

$$I_z = I_z^0 + I_s^0 \cdot (\alpha - 1) \quad (6.12)$$

$$I_z^0 = I_{RO_2}^0 + I_{H_2O}^0 + I_{N_2}^0 \quad (6.13)$$

где  $I_T^0$  и  $I_B^0$  – теоретические теплосодержания газов и воздуха, кДж/кг.

$$I_{RO_2}^0 = V_{RO_2} \cdot (c_{\mathcal{G}})_{RO_2} \quad (6.14)$$

$$I_{H_2O}^0 = V_{H_2O} \cdot (c_{\mathcal{G}})_{H_2O} \quad (6.15)$$

$$I_{N_2}^0 = V_{N_2} \cdot (c_{\mathcal{G}})_{N_2} \quad (6.16)$$

где  $c_{RO_2}, c_{H_2O}, c_{N_2}, c_B$  – теплоемкости трёхатомных газов, водяных паров, азота и холодного воздуха (при температуре  $t_{хв}$ ), приведены в таблице 6.2, кДж/м<sup>3</sup>;

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$\vartheta$  - температура газов, °С.

Теплосодержание воздуха, находим по формуле (6.17):

$$I_{\vartheta}^0 = V^0 \cdot (c \cdot t)_{\vartheta}, \quad (6.17)$$

Таблица 6.2 – Теплоемкость продуктов сгорания и воздух

$\vartheta$ , °С	$I_{\vartheta}^0$ , кДж/ м <sup>3</sup>	$I_{\vartheta}^0$ , кДж/ м <sup>3</sup>	$I_{\vartheta}$ кДж/ м <sup>3</sup> при $\vartheta=1,15$
20	303,302	256,781	341,819
100	1487,061	1268,612	1677,35
200	3003,572	2552,52	3386,45
300	4562,857	3852,68	5140,76
400	6156,180	5181,52	6933,41
600	9477,359	7934,80	10667,58
800	12956,06	10793,24	14575,04
1000	16582,93	13747,28	18645,02
1100	18429,77	15248,20	20717,00
1200	20309,27	16768,24	22824,50
1400	24070,20	19846,56	27047,18
1600	27957,33	22972,68	31403,23
1800	31916,65	26117,92	35834,34
2000	35990,66	29310,96	40387,31
2100	37930,00	30917,04	42567,56
2200	39951,72	32523,12	44830,19

#### 6.4 Расчёт теплового баланса котла

Располагаемое тепло топлива:  $Q_p^p = Q_n^p = 36712$  кДж/ нм<sup>3</sup>

Температура уходящих газов:  $t_{yx} = 215$  °С

Энтальпия уходящих газов:  $I_{yx} = 3649,6$  кДж/нм<sup>3</sup>

Температура холодного воздуха:  $t_{xв} = 12$  °С

Энтальпия холодного воздуха находим по формуле (6.18):

$$I_{xв} = \alpha_{yx} \cdot V_{в}^0 \cdot (c \cdot t_{xв}), \quad \text{кДж/н м}^3, \quad (6.18)$$



где  $V^0 = 9,56 \text{ м}^3/\text{м}^3$  теоретическое количество воздуха при сжигании  $1 \text{ м}^3$  газа;  
 $(c * t_{\text{хв}}) = 26,46 \text{ кДж/ м}^3$  - удельная объёмная энтальпия холодного воздуха.

$$I_{\text{хв}} = 1,15 \cdot 9,56 \cdot 26,46 = 290,9 \text{ кДж/нм}^3$$

Потери тепла от химического недожога принимаем:  $q_3 = 0$ .

Потери тепла от механического недожога:  $q_4 = 0$ .

Потери тепла с уходящими газами определим по формуле (6.19):

$$q_2 = \frac{(I_{\text{yx}} - I_{\text{хв}}) * (100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (6.19)$$

$$q_2 = \frac{(3649,6 - 290,9) \cdot (100 - 0)}{36170} = 9,3\%$$

Потери тепла в окружающую среду:  $q_5 = 0,5\%$ .

Потери тепла с физическим теплом шлаков:  $q_6 = 0$ . (топливо газ)

Сумма потерь тепла рассчитывается по формуле (6.20):

$$\Sigma q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (6.20)$$

$$\Sigma q_i = 9,3 + 0,5 = 9,8\%$$

Коэффициент полезного действия котла определим по формуле (6.21):

$$\eta^{\text{бп}} = 100 - \Sigma q_i \quad (6.21)$$

$$\eta^{\text{бп}} = 100 - 9,8 = 90,2\%$$

Коэффициент сохранения тепла рассчитаем по формуле (6.22):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{\text{бп}} - q_5} \quad (6.22)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{90,2 - 0,5} = 0,9944$$

$Q_k = 3050 \text{ МВт}$ .

Полный расход топлива определим по формуле (6.23):

$$B = \frac{Q_k}{Q_p^p * \eta_{\text{тг}}^{\text{бп}}}, \quad (6.23)$$

$$B = \frac{3050}{36170,902} = 0,093 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчётный расход топлива рассчитаем по формуле (6.24):

$$B_p = B * \left(1 - \frac{a_4}{100}\right), \quad (6.24)$$

Для газообразного топлива:

$$B_p = B = 0,093 \text{ м}^3/\text{с}$$

### 6.5 Тепловой расчёт топки

Топочная камера котла служит для сжигания топлива, а также для организации теплообмена между высокотемпературной средой и поверхностями нагрева. В топках водогрейных котлов передача тепла поверхностям нагрева происходит преимущественно за счёт теплового излучения, а также конвекцией. Источником излучения в топке является горящее топливо. В топочном пространстве наблюдается пространственное, несимметричное поле температур излучающей среды; максимальная температура, близкая к теоретической располагается в зоне ядра факела, а минимальная на выходе из топки. Результатом расчёта топки, является определение температуры газов на выходе из топки. При выполнении расчёта топки в состав топки была включена и поворотная камера.

Объём топочной камеры (6.25):

$$V_m = 1,71 + 0,42 = 2,13 \text{ м}^3 \quad (6.25)$$

Площадь поверхности стен топочной камеры (6.26):

$$F_m = 9,05 + 4,21 = 13,26 \text{ м}^2 \quad (6.26)$$

Полная лучевоспринимающая поверхность:

$$H_n = 12,24 \text{ м}^2$$

Коэффициент загрязнения экрана (для природного газа):

$$\zeta = 0,65$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов определим по формуле (6.27):

$$\Psi_{cp} = \frac{H_n * \zeta}{F_{cm}} \quad (6.27)$$

$$\Psi_{cp} = \frac{12,24 * 0,65}{13,26} = 0,6$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Эффективная толщина излучающего слоя определяется по формуле (6.28):

$$S = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}} \quad (6.28)$$

$$S = \frac{3,6 \cdot 2,13}{13,26} = 0,578$$

Абсолютное давление газа в топке:

$$P = 0,11 \text{ Мпа.}$$

Принимаем предварительно температуру газов на выходе из топки:  
 $t_m'' = 1275 \text{ }^\circ\text{C}$

Объёмная доля водяных паров:  $r_{H_2O} = 0,178$

Объёмная доля трёхатомных газов:  $r_n = 0,261$

Суммарная поглощательная способность трёхатомных паров и газов рассчитывается по формуле(6.30):

$$p_n \cdot s = P \cdot p_n \cdot s, \quad (6.30)$$

$$0,11 \cdot 0,261 \cdot 0,578 = 0,0166$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами определим по выражению (6.31):

$$k_c = 0,3 \cdot (2 - \alpha) \cdot \left[ 1,6 \cdot \frac{(t_m'' + 273)}{1000} - 0,5 \right] \cdot \frac{C_p}{H_p}, \quad (6.31)$$

где  $\frac{C_p}{H_p}$  – соотношение содержания углерода в рабочей массе топлива.

При сжигании газообразного топлива соотношение принимает вид (6.32):

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \left( \frac{m}{n} \right) \cdot C_m \cdot H_n, \quad (6.32)$$

где m, n - количество атомов углерода и водорода в соединении.

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \Sigma \left( \frac{1}{4} \cdot 94,2 + \frac{2}{6} \cdot 2,5 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,2 + \frac{5}{12} \cdot 0,1 \right) = 2,96$$

$$k_c = 0,3 \cdot (2 - 1,15) \cdot \left[ 1,6 \cdot \frac{(1275 + 273)}{1000} - 0,5 \right] \cdot 2,96 = 1,49 \frac{1}{\text{МПа}}$$

Степень черноты светящегося пламени определим по формуле (6.33):

$$\alpha_{св} = 1 - \exp(-(k_r \cdot r_n + k_c) \cdot p \cdot s) \quad (6.33)$$

где  $k_r \cdot r_n$  - коэффициент ослабления лучей для трехатомных газов, определяется по формуле (6.34):

$$k_r \cdot r_n = \left[ \frac{(7,8 \cdot 16 \cdot r_{H_2O})}{3,16 \cdot \sqrt{p_n \cdot s}} - 1 \right] \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(t_m'' + 273)}{1000} \right] \cdot r_n \quad (6.34)$$

$$k_r \cdot r_n = \left[ \frac{(7,8 \cdot 16 \cdot 0,178)}{3,16 \cdot 0,0166} - 1 \right] \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(1275 + 273)}{1000} \right] \cdot 0,261 = 2,91 \frac{1}{\text{МПа}}$$

$$\alpha_{св} = (2,91 + 1,49) \cdot 0,11 \cdot 0,278 = 0,242$$

Степень черноты несветящегося факела определим по формуле (6.35):

$$\alpha_{св} = 1 - \exp(-k_r \cdot r_n \cdot p \cdot s), \quad (6.35)$$

$$\alpha_{св} = 2,91 \cdot 0,11 \cdot 0,578 = 0,167$$

Тепло вносимое в топку при отсутствии подогрева выражение (6.36):

$$Q_{хс} = I_{хс} \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}, \quad (6.36)$$

$$Q_{хс} = 290,9 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}$$

Полезное тепловыделение в топке находим по формуле (6.37):

$$Q_m = \frac{Q_p^v \cdot (100 - q_3 - q_4 - q_6')}{100 - q_2} + q_{хс'} \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} \quad (6.37)$$

$$Q_m = \frac{36170 \cdot (100)}{100} + 290,9 = 36460,9 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}$$

Степень черноты факела при сжигании жидкого и газообразного топлива рассчитаем по формуле (6.38):

$$\alpha_{\phi} = m \cdot \alpha_{св} + (1-m) \cdot \alpha_{г}, \quad (6.38)$$

где  $m$  – коэффициент усреднения, зависящий от теплового напряжения топочного объёма  $q_v$ , который найдем по формуле (6.39):

$$q_v = \frac{B \cdot Q_m}{V_m} \quad (6.39)$$

$$q_v = \frac{0,093 \cdot 36460,9}{2,13} = 1592 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}$$

в данном случае коэффициент определяется по [44]:  $m = 0,6$ ;

$$\alpha_{\phi} = 0,6 \cdot 0,242 + (1-0,6) \cdot 0,167 = 0,212$$

Степень черноты топки при сжигании жидкого, газообразного топлива определяется по формуле (6.40):

$$\alpha_{\phi} = \frac{\alpha_{\phi}}{\alpha_{\phi} + (1-\alpha_{\phi}) \cdot \Psi_{ср}} \quad (6.40)$$

$$\alpha_{\phi} = \frac{0,212}{0,212 + (1-0,212) \cdot 0,6} = 0,309$$

Теоретическая (адиабатическая) температура горения определяем по таблице 6.2 для  $Q_T$ ]:

$$t_a = 1825,523 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Средняя теплоёмкость продуктов сгорания определим по выражению (6.41):

$$(VC)_{ср} = \frac{Q_m - I_m''}{t_a - t_m''}, \quad (6.41)$$

где  $I_m'' = 21719 \text{ кДж/нм}^3$  - энтальпия газов на выходе из топки (определяем по таблице 6.2 методом интерполяции,

$$(VC)_{ср} = \frac{36460,9 - 21719}{1825,523 - 1275} = 26,1 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3 \cdot ^\circ\text{C}}$$

Относительное положение максимума температур:

$$x_m = 0,049$$

Параметр, учитывающий характер распределения максимальных температур пламени по высоте топки определим по формуле(6.42):

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot x_m \quad (6.42)$$

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,049 = 0,530$$

Принимаем:  $M = 0,5$ .

Температура газов на выходе из топки имеет вид [44] (6.44):

$$t_T'' = \frac{t_a + 273}{\left( 0,5 \cdot \left[ \frac{5,67 \cdot \Psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot \alpha_m \cdot (t_a + 273)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_P \cdot (VC)_{cp}} \right]^{0,6} + 1 \right)} \quad (6.44)$$

$$t_T'' = \frac{1827,5 + 273}{\left( 0,5 \cdot \left[ \frac{5,67 \cdot 0,6 \cdot 13,26 \cdot 0,309 \cdot (1827,5 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,994 \cdot 0,093 \cdot 26,1} \right]^{0,6} + 1 \right)} = 1285$$

Разность между расчётной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки не превышает  $10^\circ\text{C}$ , следовательно расчёт выполнен правильно. Принимаем  $t_T'' = 1285^\circ\text{C}$ .

Энтальпия газов на выходе из топки:

$$I_m'' = 22466,2 \text{ кДж/ нм}^3.$$

Тепло переданное излучением в топке найдем по выражению (6.45):

$$Q_{\text{л}} = \varphi \cdot (Q_m - I_m''), \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} \quad (6.45)$$

$$Q_{\text{л}} = 0,994 \cdot (36460,9 - 22466) = 13994,9 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}$$

## 6.6 Расчёт конвективных поверхностей нагрева

Поверхности нагрева, расположенные в газоходах котельного агрегата воспринимают тепло, переданное в основном конвекцией, поэтому и называются конвективными поверхностями нагрева. Интенсивность конвективного обмена зависит от скорости продуктов сгорания и обогреваемой среды; температуры продуктов сгорания и температуры среды воспринимающей теплоту; физических свойств рабочих веществ; конструктивных особенностей поверхностей нагрева, характера потока.

В основе расчёта всех конвективных поверхностей лежат два уравнения уравнение теплового баланса (6.46):

$$Q^{\delta} = \varphi * (I'_{кн} - I''_{кн} + \alpha_{кн} * I'_{хс}) \quad (6.46)$$

Уравнение теплопередачи (6.47) в рассматриваемой поверхности нагрева:

$$Q_m = \frac{K * F * \Delta t}{B_p} \quad (6.47)$$

Количество теплоты, отданное продуктами сгорания, приравнивается к теплоте, воспринятое водой, которая обтекает конвективные поверхности нагрева. Для выполнения расчёта задаемся предварительно температурой продуктов сгорания после поверхностей нагрева, которые подлежат расчёту.

## 6.7 Расчёт второго хода

Конструктивные характеристики трубной поверхности нагрева

- диаметр внутренний  $d_{вн} = 0,043\text{м}$ ;
- длина трубы ,  $l = 2,978\text{м}$ ;
- количество трубок  $z = 87$ ;

Среднее сечение для прохода дымовых газов определим по формуле (6.48):

$$F_2 = \frac{\pi * d_{\varepsilon}^2}{4} \quad (6.48)$$

$$F_2 = \frac{3,14 * 0,043^2}{4} = 0,1263\text{м}^2$$

Поверхность нагрева пучка труб определим по выражению (6.49):

$$F = \pi * d_{\varepsilon} * z, \text{ м}^2 \quad (6.49)$$

$$F = 3,14 * 0,043 * 87 = 33,81 \text{ м}^2$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				13.03.01.2018.230.10 ПЗ	32

Температура газов на входе во второй вход:

$$t'_{2x} = t''_m = 1275^\circ\text{C}.$$

Энтальпия газов на входе во второй ход (из расчёта топки):

$$I'_{2x} = I'_m = 22466,2 \text{ кДж/ нм}^3$$

Температура газов на выходе из второго хода (задаёмся предварительно):

$$t''_{2x} = 420^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов на выходе:

$$I''_{2x} = 7306 \text{ кДж/ нм}^3$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу определим по формуле (6.50):

$$Q^{\delta} = \varphi * (I'_{2x} - I''_{2x} + \alpha * I'_{xs}) \quad (6.50)$$

$$Q^{\delta} = 0,994 * (24408 - 7400 + 0) = 17102 \text{ кДж/ нм}^3$$

Средняя температура газов определяется по формуле (6.51):

$$t_{\xi} = \frac{t'_{2x} - t''_{2x}}{2} \quad (6.51)$$

Средняя температура котловой воды:

$$t_{\sigma} = 95^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на входе второго хода (6.52):

$$\Delta t_{\delta} = t'_{2x} - t_{\sigma}, \quad (6.52)$$

$$\Delta t_{\delta} = 1275 - 95 = 1180^\circ\text{C}$$

Температурный напор на выходе второго хода определим по формуле (6.53):

$$\Delta t_{\text{м}} = t''_{2x} - t_{\sigma}, \quad (6.53)$$

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



$$\Delta t_M = 420 - 95 = 325^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор рассчитывается по формуле (6.54):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}}, \quad (6.54)$$

$$\Delta t = \frac{1180 - 325}{\ln \frac{1180}{325}} = 662,8^\circ\text{C}$$

Объём дымовых газов на  $1 \text{ нм}^3$  топлива:

$$V_g = 12,199 \frac{\text{нм}^3}{\text{нм}^3}$$

Объёмная доля водяных паров:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,178$$

Суммарная объёмная доля трёхатомных газов и водяных паров:

$$r_n = 0,261$$

Средняя скорость газов в пучке определяется по выражению (6.55):

$$W = \frac{B_p * V_g}{F_g} * \frac{(t_g + 273)}{273} \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.55)$$

$$W = \frac{0,093 * 12,199}{0,1263} * \frac{(847,5 + 273)}{273} = 36,52 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов при  $t_g = 847,5^\circ\text{C}$  определяется по формуле (6.56):

$$\Lambda = M_\lambda * \lambda_g \text{ Вт/м} \cdot ^\circ\text{C} \quad (6.56)$$

где  $M_\lambda$  - коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов:  $M_\lambda = 1,05$ ;

$\lambda_g$  - коэффициент теплопроводности дымовых газов среднего состава:

$$\lambda_g = 9,56 * 10^{-2} \text{ Вт/м} \cdot ^\circ\text{C}$$

$$\Lambda = 1,05 * 9,56 * 10^{-2} = 10,04 \text{ Вт/м} \cdot ^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при  $t_r=847,5$  °C, определим по формуле (6.57):

$$v=M_v*\lambda_v, \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.57)$$

где  $M_v$  - коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов:

$v_r= 136*10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с - коэффициент кинематической вязкости дымовых газов среднего состава:

$$v=1,02*136*10^{-6}=138,7 \text{ м}^2/\text{с}$$

Критерий Pr при  $t_r=847,5$  °C, рассчитаем по формуле (6.58):

$$Pr =M_{Pr}*Pr_r, \quad (6.58)$$

где  $M_{Pr}$  - коэффициент, зависящий от содержания водяных паров  $M_{Pr}=1,045$ .  
 $Pr_r$  - критерий Pr для дымовых газов среднего состава:  $Pr_r=0,598$ .

$$Pr =1,045*0,598=0,6113.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией определяется по формуле (6.59):

$$\alpha_k=0,023*\frac{\lambda}{d_g}*(W*\frac{d_g}{v})^{0,8}*Pr^{0,4}, \text{ Вт/м}^2\cdot\text{°C} \quad (6.59)$$

$$\alpha_k=0,023*\frac{10,04}{0,043}*\left(36,52*\frac{0,043}{138,7*10^{-6}}\right)^{0,8}*0,6113=77,64 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{°C}$$

Степень черноты загрязнённых стенок лучевоспринимающих поверхностей:

$$\alpha_{л}=0,8.$$

Эффективная толщина излучающего слоя находим из выражения (6.60):

$$S= 3,6*\frac{V}{F_{cm}}, \quad (6.60)$$

где  $V = 0,25*\pi*d_g*h$ , м<sup>3</sup> - объём дымогарной трубы;

$F_{cm}=\pi*d_g*h$ , м<sup>2</sup> - площадь поверхности стен дымогарной трубы;

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

После преобразования получим:

$$S=0,9*d_g^2, \text{ м}^2,$$

$$S=0,9*0,043^2=0,0378, \text{ м}^2.$$

Суммарная поглощающая способность трехатомных газов и водяных паров, определяется по формуле (6.61):

$$p_n * s = p * r_n * s, \quad (6.61)$$

$$p_n * s = 0,11 * 0,261 * 0,0378 = 0,0011$$

Коэффициент ослабления трёхатомными газами находим из выражения (6.62):

$$k_r r_n = \left[ \frac{(7,8 + 16 * r_{H_2O})}{3,16 * \sqrt{p_n * s}} - 1 \right] * \left[ 1 - 0,37 * \frac{(t + 273)}{1000} \right] * r_n, \quad (6.62)$$

$$k_r r_n = \left[ \frac{(7,8 + 16 * 0,1783)}{3,16 * \sqrt{0,0011}} - 1 \right] * \left[ 1 - 0,37 * \frac{(847,5 + 273)}{1000} \right] * 0,261 = 15,13$$

Степень черноты потока газов при температуре  $T = t_r + 273 = 1123 \text{ }^\circ\text{C}$ , находим по формуле (6.63):

$$A = 1 - \exp(-kps) = 1 - \exp(-k_r * r_n * p * s), \quad (6.63)$$

$$\alpha = 1 - \exp(-15,13 * 0,11 * 0,0378) = 0,057$$

Абсолютная температура загрязнённой поверхности:

$$T_3 = 95 + 25 + 273,15 \text{ }^\circ\text{C}$$

При сжигании газа  $\Delta t = 25^\circ\text{C}$ .

Коэффициент теплоотдачи излучением определяется по формуле (6.64):

$$\alpha_{\text{изл}} = 5,67 * 10^{-8} * \alpha * T^3 * \left( \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)} \right) \quad (6.64)$$

Коэффициент использования поверхности нагрева:  $\zeta = 1,0$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке (6.65):

$$\alpha_1 = \zeta * (\alpha_k + \alpha_n), \quad (6.65)$$

$$\alpha_1 = 1 \cdot (77,64 + 6,18) = 83,82 \text{ Вт/м}^2\text{°С}$$

Коэффициент тепловой эффективности нагрева:  $\Psi = 0,85$

Коэффициент теплопередачи находим по формуле (6.66):

$$K = \Psi \cdot \alpha_1, \quad (6.66)$$

$$K = 0,85 \cdot 83,82 = 71,25 \text{ Вт/м}^2\text{°С}$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по уравнению теплообмена (6.67):

$$Q^m = \frac{K \cdot F \cdot \Delta t}{B_p}, \quad (6.67)$$

$$Q^m = \frac{71,25 \cdot 33,81 \cdot 669}{0,093 \cdot 1000} = 17102 \text{ кДж/нм}^3$$

Невязка теплового расчёта 2-го хода по формуле (6.68):

$$\Delta = \frac{Q^\delta - Q^m}{Q^\delta} * 100\% \quad (6.68)$$

$$\delta = \frac{17360 - 17102}{17360} * 100\% = 1,35\%$$

Невязка не превышает 2%, расчёт выполнен правильно.

## 6.8 Расчёт третьего хода

Конструктивные характеристики трубной поверхности нагрева

- диаметр внутренний  $d_{\text{вн}} = 0,055\text{м}$ ;
- длина трубы,  $l = 3,150\text{м}$ ;
- количество трубок  $z = 47$ .

Среднее сечение для прохода дымовых газов определяем по формуле (6.69):

$$F_z = \frac{\pi * d_{\text{вн}}^2}{4} \quad (6.69)$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$F_2 = \frac{3,14 * 0,043^2}{4} = 0,112 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева пучка труб (6.70):

$$F = \pi * d_{\text{в}} * z, \text{ м}^2 \quad (6.70)$$

$$F = 3,14 * 0,043 * 87 = 25,57 \text{ м}^2$$

Температура газов на входе во второй вход:

$$t'_{3x} = t''_m = 242^\circ \text{C}$$

Энтальпия газов на входе во второй ход (из расчёта топки):

$$I'_{2x} = I'_m = 7306 \text{ кДж/ нм}^3$$

Температура газов на выходе из второго хода (задаётся предварительно):

$$t''_{2x} = 230^\circ \text{C}$$

Энтальпия газов на выходе:

$$I''_{3x} = 3649 \text{ кДж/ нм}^3$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу (6.71):

$$Q^{\text{б}} = \varphi * (I'_{3x} - I''_{3x} + \alpha * I_{\text{хс}}^0) \quad (6.71)$$

$$Q^{\text{б}} = 0,994 * (24408 - 7400 + 0) = 3657 \text{ кДж/ нм}^3$$

Средняя температура газов (6.72):

$$t_2 = \frac{t'_{2x} + t''_{2x}}{2} \quad (6.72)$$

$$t_2 = \frac{420 + 230}{2} = 325^\circ \text{C}$$

Средняя температура котловой воды:

$$t_{\text{в}} = 95^\circ \text{C}$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Температурный напор на входе второго хода, находим по формуле (6.73):

$$\Delta t_{\text{б}} = t'_{2\text{x}} - t_{\text{с}}, \quad (6.73)$$

$$\Delta t_{\text{б}} = 420 - 95 = 325^{\circ}\text{C}$$

Температурный напор на выходе второго хода (6.74):

$$\Delta t_{\text{м}} = t''_{3\text{x}} - t_{\text{с}}, \quad (6.74)$$

$$\Delta t_{\text{м}} = 230 - 95 = 135^{\circ}\text{C}$$

Средний температурный напор (6.75):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}}} \quad (6.75)$$

$$\Delta t = \frac{325 - 135}{\ln \frac{325}{135}} = 216^{\circ}\text{C}$$

Объём дымовых газов на  $1 \text{ нм}^3$  топлива:

$$V_{\text{г}} = 12,199 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Объёмная доля водяных паров:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,178$$

Суммарная объёмная доля трёхатомных газов и водяных паров:

$$r_{\text{n}} = 0,261$$

Средняя скорость газов в пучке находим по выражению (6.76):

$$W = \frac{B_{\text{п}} * V_{\text{г}} * (t_{\text{г}} + 273)}{F_{\text{г}} * 273}, \quad (6.76)$$

$$W = \frac{0,093 * 12,199 * (325 + 273)}{0,112 * 273} = 21,94 \text{ м/с}$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Коэффициент теплопроводности дымовых газов при  $t_r=325^\circ\text{C}$ , найдем по формуле (6.77):

$$\lambda = M_\lambda * \lambda_r \text{ Вт/м}^\circ\text{C} \quad (6.77)$$

где  $M_\lambda$ - коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов:  $M_\lambda=1,05$ ;

$\lambda_r$ - коэффициент теплопроводности дымовых газов среднего состава:

$$\lambda_r = 5,04 * 10^{-2} \text{ Вт/м}^\circ\text{C}$$

$$\lambda = 1,05 * 5,04 * 10^{-2} = 5,14 \text{ Вт/м}^\circ\text{C}$$

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при  $t_r=847,5^\circ\text{C}$ , определим по формуле (6.78):

$$v = M_v * \lambda_v \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.78)$$

где  $M_v$  - коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов:

$v_r = 47,3 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  - коэффициент кинематической вязкости дымовых газов среднего состава:

$$v = 1,02 * 47,3 * 10^{-6} = 49,67 \text{ м}^2/\text{с}$$

Критерий  $Pr$  при  $t_r=325^\circ\text{C}$ , рассчитывается по формуле (6.79):

$$Pr = M_{Pr} * Pr_r, \quad (6.79)$$

где  $M_{Pr}$  - коэффициент, зависящий от содержания водяных паров:  $M_{Pr}=1,045$ .

$Pr_r$  - критерий  $Pr$  для дымовых газов среднего состава:  $Pr = 0,598$ .

$$Pr = 1,045 * 0,598 = 0,6113$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией определяется по формуле (6.80):

$$\alpha_k = 0,023 * \frac{\lambda}{d_B} * \left( W * \frac{d_B}{v} \right)^{0,8} * Pr^{0,4}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.80)$$

$$\alpha_k = 0,023 * \frac{10,04}{0,043} * \left( 36,52 * \frac{0,043}{138,7 * 10^{-6}} \right)^{0,8} * 0,6113 = 77,64, \text{ Вт/м}^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Степень черноты загрязнённых стенок лучевоспринимающих поверхностей:  
 $\alpha_n=0,8$

Эффективная толщина излучающего слоя, рассчитывается по формуле (6.81):

$$S = 3,6 \cdot \frac{V}{F_{cm}}, \quad (6.81)$$

где  $V = 0,25 \cdot \pi \cdot d_B^2 \cdot h$ , м<sup>3</sup> - объём дымогарной трубы;  
 $F_{cm} = \pi \cdot d_B \cdot h$ , м<sup>2</sup> - площадь поверхности стен дымогарной трубы;

После преобразования получим формулу (6.82):

$$S = 0,9 \cdot d_B^2, \text{ м}^2, \quad (6.82)$$

$$S = 0,9 \cdot 0,055^2 = 0,0495, \text{ м}^2$$

Суммарная поглощающая способность трехатомных газов и водяных паров определяется по формуле (6.83):

$$p_n \cdot s = p \cdot r_n \cdot s, \quad (6.83)$$

$$p_n \cdot s = 0,11 \cdot 0,261 \cdot 0,0495 = 0,0014$$

Коэффициент ослабления трёхатомными газами найдем по формуле (6.84):

$$k_r r_n = \left[ \frac{(7,8 + 16 \cdot r_{H_2O})}{3,16 \cdot \sqrt{p_n \cdot s}} - 1 \right] \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(t + 273)}{1000} \right] \cdot r_n \quad (6.84)$$

$$k_r r_n = \left[ \frac{(7,8 + 16 \cdot 0,1783)}{3,16 \cdot \sqrt{0,0014}} - 1 \right] \cdot \left[ 1 - 0,37 \cdot \frac{(325 + 273)}{1000} \right] \cdot 0,261 = 18,32$$

Степень черноты потока газов при температуре:  $T = t_g + 273 = 325 + 273 = 598$  °С,  
 определяется по формуле (6.85):

$$\alpha = 1 - \exp(-kps) = 1 - \exp(-k_r \cdot r_n \cdot p \cdot s), \quad (6.85)$$

$$\alpha = 1 - \exp(-18,32 \cdot 0,11 \cdot 0,0495) = 0,107$$

Абсолютная температура загрязнённой поверхности:

$$T_3 = 95 + 25 + 273, 15 \text{ °С}$$



При сжигании газа  $\Delta t = 25^\circ\text{C}$ .

Коэффициент теплоотдачи излучением определяется по формуле (6.86):

$$\alpha_{\text{изл}} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \alpha \cdot T^3 \cdot \left( \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)} \right) \quad (6.86)$$

$$\alpha_{\text{изл}} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot 0,9 \cdot 0,107 \cdot 598^3 \cdot \left( \frac{1 - \left(\frac{393}{598}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{393}{598}\right)} \right) = 2,65$$

Коэффициент использования поверхности нагрева:  $\zeta = 1,0$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке выражение (6.87):

$$\alpha_1 = \zeta \cdot (\alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{изл}}), \quad (6.87)$$

$$\alpha_1 = 1 \cdot (69,29 + 2,65) = 71,94 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

Коэффициент тепловой эффективности нагрева:  $\Psi = 0,85$

Коэффициент теплопередачи найдем по формуле (6.88):

$$K = \Psi \cdot \alpha_1, \quad (6.88)$$

$$K = 0,85 \cdot 71,94 = 61,15 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по уравнению теплообмена (6.89):

$$Q^m = \frac{K \cdot F \cdot \Delta t}{B_p}, \quad (6.89)$$

$$Q^m = \frac{61,15 \cdot 25,57 \cdot 216}{0,093 \cdot 1000} = 3671 \text{ кДж/нм}^3$$

Невязка теплового расчёта 2-го хода рассчитывается по формуле (6.90):

$$\delta = \frac{Q^6 - Q^m}{Q^6} \cdot 100\% \quad (6.90)$$

$$\delta = \frac{3657 - 3671}{3657} \cdot 100\% = 0,38\%$$

Невязка не превышает 2%, расчёт выполнен правильно.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

## 7 ВЫБОР И РАСЧЁТ ТЕПЛООБМЕННИКА

### 7.1 Выбор теплообменника

К установке выбран теплообменник компании ЗАО «Ридан». Теплообменник предназначен для работы в различных процессах, где требуется передача тепловой энергии, в частности в данном случае нагрев жидкости [59].

Область применения теплообменника:

- системы теплоснабжения;
- электроэнергетика;
- металлургическая промышленность;
- атомная энергетика;
- технологические системы и установки.

Допустимая рабочая температура зависит от вида уплотнения и варьируется от 135- 200°C.

### 7.2 Расчёт теплообменника

В данном разделе рассматривается расчёт пластинчатого теплообменника для нагрева сетевой воды, в данном случае это вода, циркулирующая в котловом контуре, нагреваемая – сетевая вода.

Теплообменник пластинчатый, теплообменный агрегат в котором осуществляется нагрев сетевой воды через гофрированные пластины, выполненные из специальных материалов сталь, медь, титан, которые стянуты в пакет.

Исходные данные для расчёта:

Массовый расход теплоносителя:  $G_2 = 105$  т/ч.

Температура сетевой воды на входе в теплообменник:  $t_2' = 95^\circ\text{C}$ .

Температура сетевой воды на выходе из теплообменника:  $t_2'' = 70^\circ\text{C}$ .

Температура греющей воды на входе в теплообменник:  $t_1' = 105^\circ\text{C}$ .

Температура греющей воды на выходе из теплообменника:  $t_1'' = 85^\circ\text{C}$ .

Допустимое давление в теплообменнике:  $p = 1,6$  МПа.

Располагаемый напор со стороны греющего теплоносителя:  $\Delta p_1 = 30$  кПа.

Располагаемый напор со стороны нагреваемого теплоносителя:  $\Delta p_2 = 40$  кПа

Средняя температура греющего теплоносителя определяется по выражению (7.1):

$$\Delta t_1^{cp} = \frac{t_1' + t_1''}{2}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (7.1)$$

$$\Delta t_1^{cp} = \frac{105 + 85}{2} = 95 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Плотность греющего теплоносителя при  $\Delta t_1^{cp}$ :  $\rho_1=961,85$  кг/см<sup>3</sup>,

Удельная теплоёмкость:  $c_1=4187$  кДж / (кг\*°C);

Коэффициент теплопроводности греющего теплоносителя при  $\Delta t_1^{cp}$ :  
 $\lambda_1=0,680$  Вт / (м\*°C);

Кинематическая вязкость греющего теплоносителя при  $\Delta t_1^{cp}$ :  
 $\nu_2=0,312*10^{-6}$  м<sup>2</sup> /с.

Средняя температура нагреваемого теплоносителя определяется по выражению(7.2):

$$\Delta t_2^{cp} = \frac{t_2' + t_2''}{2} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (7.2)$$

$$\Delta t_2^{cp} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Плотность нагреваемого теплоносителя при  $\Delta t_2^{cp}$ :  $\rho_2= 970,20$  кг/см<sup>3</sup>,

Удельная теплоёмкость при  $\Delta t_2^{cp}$ :  $c_2=4187$  кДж / (кг\*°C);

Коэффициент теплопроводности нагреваемого теплоносителя при  $\Delta t_2^{cp}$ :  
 $\lambda_2=0,671$  Вт / (м\*°C);

Кинематическая вязкость нагреваемого теплоносителя при  $\Delta t_2^{cp}$ :  
 $\nu_1=0,312*10^{-6}$  м<sup>2</sup> /с.

Материал изготовления пластин теплообменника: 06ХН28МДТ.

Площадь поверхности нагрева пластины:  $F_1=0,5$ м<sup>2</sup>.

Эквивалентный диаметр межпластинного канала:  $d_3 = 0,008$ м;

Площадь поперечного сечения одного канала:  $f_1 =0,0018$  м<sup>2</sup>,

Длина канала приведённая:  $L_{пр} = 1,15$ м,

Толщина пластины:  $\delta_{ст} =0,6$ м.

Коэффициент теплопроводности материала, из которого изготовлены пластины:  $\lambda_{ст} = 13,4$  Вт / (м\*°C)

### 7.3 Тепловой расчёт теплообменника

Определим количество тепловой энергии, передаваемое за единицу времени выражение (7.3):

$$Q = G_2 * c_2 * (t_2'' - t_2'), \quad (7.3)$$

$$Q = 29,17 * 4187 * (95 - 70) = 30,53 * 10^5 \text{ Вт}$$

Объёмный расход теплоносителя найдем по формуле (7.4):

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$V_2 = \frac{G_2}{\rho_2}, \quad (7.4)$$

$$V_2 = \frac{29,17}{970,2} = 0,030 \text{ м}^3/\text{с}$$

Массовый расход греющей воды определяется по формуле (7.5):

$$G_1 = \frac{Q}{c_1 * (t_1' - t_1'')}, \quad (7.5)$$

$$G_1 = \frac{30,53 * 10^5}{4187 * (105 - 85)} = 36,46 \text{ кг/с}$$

Объемный расход греющей воды определяется по формуле (7.6):

$$V_1 = \frac{G_1}{\rho_1}, \quad (7.6)$$

$$V_1 = \frac{36,46}{961,85} = 0,0161 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяем средний температурный напор.

Схема потоков теплоносителя (противоток)

105°C → 85 °C

95°C ← 70 °C

$$\Delta t_6 = (105 - 95) = 10^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_M = (85 - 70) = 15^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор рассчитывается по формуле (7.7):

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{2,3 * \lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}} \quad (7.7)$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{15 - 10}{2,3 * \lg \frac{15}{10}} = 12,35^\circ\text{C}$$

Для расчёта скорости  $w_2$  принимаем:

$$\alpha_2 = 13000 \text{ Вт} / (\text{м}^2 * ^\circ\text{C}),$$

$$\zeta_2 = 2,4.$$

$$t_{cm}^{cp} = \frac{(t_1^{cp} + t_2^{cp})}{2}$$

$$t_{cm}^{cp} = \frac{(95+82,5)}{2} = 88,75^{\circ}\text{C}$$

Скорость теплоносителя определим по формуле (7.8):

$$w_2 = 2 * \sqrt{\frac{\alpha_2 (t_{cm}^{cp} - t_2^{cp}) * \Delta p_2}{c_2 (t_2 - t_2') * \rho_2^2 * \zeta_2}} \quad (7.8)$$

$$w_2 = 2 * \sqrt{\frac{13000 * (88,75 - 82,5) * 4000}{4187 * (95 - 70) * 970,2 * 2,4}} = 0,497 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Критерий Рейнольдса для потока нагреваемого теплоносителя рассчитывается по формуле (7.9):

$$Re_2 = \frac{w_2 * d_3}{\nu_2}, \quad (7.9)$$

$$Re_2 = \frac{0,479 * 0,008}{0,357 * 10^{-6}} = 10734$$

Проверяем принятое значение коэффициента общего гидравлического сопротивления по формуле (7.10):

$$\zeta_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}}, \quad (7.10)$$

$$\zeta_2 = \frac{22,4}{10734^{0,25}} = 2,2$$

Это близко к принятому:  $\zeta_2 = 2,4$

Критерии  $Pr_2$  и  $Pr_{cm}$  для воды:

$$\text{при } t_2^{cp} = 82,5^{\circ}\text{C} \quad Pr_2 = 2,173$$

$$\text{при } t_{cm}^{cp} = 88,75^{\circ}\text{C} \quad Pr_{cm} = 2,004$$

Вычисляем критерии Нуссельта со стороны нагреваемого теплоносителя по формуле (7.11):

$$Nu_2 = 0,135 * Re_2^{0,73} * Pr_2^{0,43} * \left( \frac{Pr_2}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \quad (7.11)$$

$$Nu_2 = 0,135 * 10734^{0,73} * 2,173^{0,43} * \left( \frac{2,173}{2,004} \right)^{0,25} = 168,5$$

Определяем коэффициент теплоотдачи от нагреваемого теплоносителя к стенке по полученному значению  $Nu_2$ , по выражению (7.12):

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 * \lambda_2}{d_3} \quad (7.12)$$

$$\alpha_2 = \frac{168,5 * 0,761}{0,008} = 14132,94 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{°C}}$$

Определяем аналогично рациональную скорость движения греющего теплоносителя в каналах теплообменника по выражению (7.13):

Для расчёта скорости  $w_1$  принимаем:

$$\alpha_1 = 12000 \text{ Вт / (м}^2 * \text{°C)},$$

$$\zeta_1 = 2,4.$$

$$t_{\text{cm}}^{\text{cp}} = \frac{(t_1^{\text{cp}} + t_2^{\text{cp}})}{2} \quad (7.13)$$

$$t_{\text{cm}}^{\text{cp}} = \frac{(95 + 82,5)}{2} = 88,75 \text{°C}$$

Определяем скорость теплоносителя по формуле (7.14):

$$w_1 = 2 * \sqrt{\frac{\alpha_2 (t_{\text{cm}}^{\text{cp}} - t_2^{\text{cp}}) * \Delta p_2}{c_2 (t_2^{\text{н}} - t_2) * \rho_2^2 * \zeta_2}} \quad (7.14)$$

$$w_1 = 2 * \sqrt{\frac{12000 * (95 - 88,75) * 30000}{4187 * (105 - 85) * 961,85^2 * 2,4}} = 0,401 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Критерий Рейнольдса для потока греющего теплоносителя рассчитываем по формуле (7.15):

$$Re_1 = \frac{w_1 * d_3}{\nu_1}, \quad (7.15)$$

$$Re_1 = \frac{0,401 * 0,008}{0,312 * 10^{-6}} = 10282$$

Проверяем принятое значение коэффициента общего гидравлического сопротивления по формуле (7.16):

$$\zeta_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}}, \quad (7.16)$$

$$\zeta_2 = \frac{22,4}{10282^{0,25}} = 2,23$$

Это близко к приближенно принятому:  $\zeta_2 = 2,4$

Критерии  $Pr_2$  и  $Pr_{cm}$  для воды:

$$\text{при } t_1^{cp} = 95 \text{ } ^\circ\text{C} \quad Pr_2 = 1,865$$

$$\text{при } t_{ct}^{cp} = 88,75 \text{ } ^\circ\text{C} \quad Pr_{cm} = 2,004$$

Вычисляем критерии Нуссельта со стороны нагреваемого теплоносителя по выражению (7.17):

$$Nu_1 = 0,135 * Re_1^{0,73} * Pr_1^{0,43} * \left( \frac{Pr_1}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \quad (7.17)$$

$$Nu_2 = 0,135 * 10282^{0,73} * 1,865^{0,43} * \left( \frac{2,865}{2,004} \right)^{0,25} = 147,1$$

Определяем коэффициент теплоотдачи от нагреваемого теплоносителя к стенке по полученному значению  $Nu_2$  (7.18):

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 * \lambda_1}{d_3} \quad (7.18)$$

$$\alpha_2 = \frac{147,1 * 0,6811}{0,008} = 12503,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * ^\circ\text{C}}$$

Определим термическое сопротивление пластины и загрязнений на ней:

а) термическое сопротивление загрязнений на стенки со стороны греющего теплоносителя:

$$R_{31} = 0,00023 \frac{\text{м}^2 * ^\circ\text{C}}{\text{Вт}}$$

б) термическое сопротивление стенки из стали 06ХН28МДТ (SMO) при толщине стенки  $\delta_{ct} = 0,6$  мм:

$$\frac{\delta_{ct}}{\lambda_{ct}} = \frac{0,0006}{13,4} = 0,000045 \frac{\text{м}^2 * ^\circ\text{C}}{\text{Вт}}$$

в) термическое сопротивление загрязнений на стенки по стороне нагреваемого теплоносителя:

$$R_{31} = 0,00023 \frac{\text{М}^2 \cdot \text{°С}}{\text{Вт}}$$

Вычисляем коэффициент теплопередачи по формуле (7.19):

$$K = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_1}\right) + R_{31} + \left(\frac{\delta_{\text{сн}}}{\lambda_{\text{сн}}}\right) + R_{32} + \left(\frac{1}{\alpha_2}\right)} \quad (7.19)$$

$$K = \frac{1}{\left(\frac{1}{12503,5}\right) + 0,00023 + 0,000045 + 0,00023 + \left(\frac{1}{13132,94}\right)} = 1525 \frac{\text{М}^2 \cdot \text{°С}}{\text{Вт}}$$

Определяем поверхность теплообменного аппарата (7.20):

$$F_a = \frac{Q}{k \cdot \Delta t} \quad (7.20)$$

$$F_a = \frac{3053000}{1525 \cdot 12,35} = 162 \text{М}^2$$

К установке можно принять НН №26.



## 8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 8.1 Насосы котлового контура

Для котлового контура выбираем насосы компании Wilo. Выбираем циркуляционный насос IL 100/160 -22/4 «WILO».

Насосы «WILO» – это циркуляционные насосы с мокрым ротором, с резьбовым или фланцевым соединением. Частотное ступенчатое регулирование мощности. Применяются как для систем отопления и систем кондиционирования, так и для закрытых контуров охлаждения и промышленных циркуляционных систем. Корпус насоса с катафорезным покрытием (KTL) для защиты от коррозии при образовании конденсата. Технические характеристики циркуляционных насосов представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Техническая характеристика насосов «WILO» IL 100/160-22/4

Параметры	IL100/160-22/4 «WILO»
1. Подключение к сети	1~230В/50Гц
2. Номинальная мощность двигателя	0,18 кВт
3. Максимально допустимое рабочее давление (t=20°C)	6/10 бар
4. Максимальная температура перекачиваемой жидкости	до +130°C
5. Минимальная температура перекачиваемой жидкости	-20°C

### 8.2 Сетевые насосы

Суммарная подача сетевых насосов в котельной должна быть такой, чтобы при выходе из строя любого насоса оставшиеся обеспечивали подачу максимального расхода сетевой воды. В системах, имеющих летнюю нагрузку на горячее водоснабжение, выбор сетевых насосов производят с учётом летнего режима работы тепловых сетей.

Сетевые насосы выбирают по максимальному расходу сетевой воды. Напор сетевых насосов выбирается из условия преодоления гидравлического сопротивления сети при расчётном максимальном расходе воды и необходимого напора у конечного потребителя.

В блочно-модульной котельной выбрано четыре сетевых насоса IL 100/145-11/2 «WILO» со следующими техническими характеристиками. Центробежный, одноступенчатый насос с сухим ротором Wilo CronoLine IL 100/145-11/2 - это

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

современный и надежный промышленный насос. Его применяют в системах отопления и горячего водоснабжения, циркуляции, промышленных установках и технологических процессах. Технические характеристики сетевых насосов представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Технические характеристики насоса IL 100/145-11/2 «WILO»

Параметры	Значение
1. Подключение к сети	3~380В/50Гц
2. Номинальная мощность двигателя	4 кВт
3. Максимально допустимое рабочее давление (t=20°C)	16бар
4. Максимальная температура перекачиваемой жидкости	до +140°C
5. Минимальная температура перекачиваемой жидкости	-20°C

### 8.3 Насосы рециркуляции

Для системы рециркуляции котла Logano S 825 L выбираем насосы «WILO»

Насосы TOP S 80/7 – это циркуляционные насосы с мокрым ротором, с резьбовым или фланцевым соединением. Частотное ступенчатое регулирование мощности. Применяются как для систем отопления и систем кондиционирования, так и для закрытых контуров охлаждения и промышленных циркуляционных систем. Корпус насоса с катафорезным покрытием (KTL) для защиты от коррозии при образовании конденсата [27]. Технические характеристики насосов рециркуляции представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Техническая характеристика насосов «WILO» TOP S 80/7

Параметры	TOP S 80/7 «WILO»
1. Подключение к сети	1~230В/50Гц
2. Номинальная мощность двигателя	0,45 кВт
3. Максимально допустимое рабочее давление (t=20°C)	6/10 бар
4. Максимальная температура перекачиваемой жидкости	до +130°C
5. Минимальная температура перекачиваемой жидкости	-20°C

### 8.4 Насосы для подпитки

Автоматическая установка водоснабжения Wilo MHI 206-3 одноступенчатого, самовсасывающего горизонтального центробежного насоса, работающего в режиме подачи или всасывания.

Достоинства:

Идеально подходит для использования при наружных работах, исполнена из нержавеющей высококачественной стали, благодаря чему даже при длительных простоях предотвращается образование коррозии.

Мембранный напорный бак способствует уменьшению частоты включений и снижению гидроударов, с полным электрическим и гидравлическим подключением, быстро и надежно устанавливается. Характеристика насосов подпитки представлена в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Технические характеристики насоса WILO MHI 206-3

Параметры	Значение
1. Подключение к сети	1~230 В, 50 Гц
2. Высота всасывания	макс. 8 м
3. Входное давление	макс. 1 бар
4. Давление включения	1,5 бар
5. Температура жидкости	от +5° С до +35° С
6. Рабочее давление	макс. 6 бар

### 8.5 Теплообменное оборудование

Посредником между котловым и сетевым контурами является теплообменник. Самым прогрессивным решением в настоящее время является выбор пластинчатых теплообменников. Теплообменник пластинчатый представляет собой пакет гофрированных пластин. Между пластинами образуются два канала, проводящие холодную и теплую среду. Жидкости проходят в противотоке по обеим сторонам пластины. Такая конструкция теплообменника обеспечивает эффективную компоновку теплообменной поверхности и, соответственно, малые габариты самого аппарата.

Выбираем теплообменник НН №26 фирмы «Ридан». Теплообменник пластинчатый «Ридан» типа НН широко применяется в различных промышленных отраслях и используется в местах, где обмен тепла происходит от жидкого вещества к газообразному. Такие теплообменники могут работать с различного рода агрессивными жидкостями, за счет того, что сегодня их

пластины и прокладки изготавливают только из качественных и надежных материалов.

#### 8.6 Система водоподготовки

Приготовление химочищенной воды осуществляется по следующей схеме: из водопровода происходит заполнение бака исходной воды, из бака исходная вода подпиточными насосами МНН 206-3 "WILO" подается на установку умягчения SF -1354А непрерывного действия.

В состав установки входит, также комплекс пропорционального дозирования ингибитора коррозии и накипеобразования IN-ECO 391.

Для умягчения используется сильнокислотная катионообменная смола Lewatit S 1467. Катионит обладает обменной емкостью - способностью забирать на себя катионы жесткости кальция, магния и отдавая взамен, катионы натрия. Натрий- катионитный фильтр представляет из себя ионообменную колонну с расположенным в верхней ее части блоком управления регенерацией.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

## 9 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время в Челябинской области, как и во всей стране в целом сложилась острая ситуация с энергосбережением. Высокие тарифы на энергоресурсы приводят к значительному росту себестоимости продукции, способствует дальнейшему росту задолженности за тепловую и электрическую энергию, всё это влияет на федеральный и местный бюджеты.

В энергетике России нет проблемы в недостатке энергоресурсов, а есть проблема их эффективного использования.

В такой ситуации особую роль начинают играть энергосберегающие мероприятия и технологии, направленные на экономию энергоресурсов

Энергосбережение – это уменьшение потребления топлива, тепловой и электрической энергии за счет их наиболее полного и рационального использования во всех сферах деятельности человека.

Энергосбережение имеет важное значение для развития мировой экономики и в особенности для развития экономики нашей страны. Это обусловлено следующими основными причинами [28]:

1. Постепенное истощение запасов, усложнение добычи и увеличение стоимости природного органического топлива, которое в настоящее время трудно заменить другими, в т.ч. возобновляемыми источниками энергии.

2. Усложнение экологической ситуации, связанное с увеличением выбросов токсичных и канцерогенных (вызывающих возникновение злокачественных опухолей, например, бензапирен) продуктов сгорания, а также веществ, разрушающих озоновый слой атмосферы.

Особую актуальность вопросы энергосбережения имеют для России.

1. По климатическим условиям затраты топлива как на обеспечение населения теплом, так и на выпуск продукции в России наиболее высоки. Россия - самая холодная в мире страна, как по длительности отопительного сезона, так и доле населения, проживающей в областях, где наблюдается отрицательная среднегодовая температура. Обогрев, снабжение горячей водой и теплым вентиляционным воздухом каждого жителя России требуют больших затрат топлива.

2. По сравнению со странами западной Европы и Соединенными Штатами Америки энергетические ресурсы используются недостаточно эффективно. Наша страна обладает самым высоким потенциалом энергосбережения. По различным оценкам доля энергии, которую можно сэкономить составляет от 30 до 40% топливно-энергетического баланса страны.

3. Месторождения топлива в России сосредоточены в отдаленных и труднодоступных местах (Западная Сибирь, Заполярье). В результате затраты на добычу топлива, его транспортировку, на освоение новых месторождений выше, чем в других нефтедобывающих странах: странах арабского Востока, Иране, Мексике, Венесуэле, Брунее. В настоящее время затраты на экономию энергии в местах ее использования в 4-6 раз ниже, чем на добычу первичного топлива.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

4. Старение и уменьшение эффективности энергетического оборудования: электростанций, котельных, тепловых сетей, теплоиспользующих установок. Недостаток средств на строительство новых энергетических объектов.

Роль государственных органов в решении проблемы энергосбережения.

Государство, региональные и муниципальные органы принимают меры, призванные развивать энергосбережение. Вышли в свет такие важные законодательные документы, как Федеральный закон "Об энергосбережении", "Энергетическая стратегия России на период до 2020 года" [5].

«Энергетической стратегией России» на период до 2010 года, принятой Правительством 7 декабря 1994 г., в качестве высшего приоритета энергетической политики поставлена задача повышения жизненного уровня населения за счет роста прямых энергетических услуг, осуществляемых при углублении электрификации и газификации быта, села и общественного транспорта, и повышении эффективности использования энергии.

23 ноября 2009 года в целях создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов был принят

Федеральный закон «Об энергосбережении» № 261-ФЗ, который регулирует отношения, возникающие в процессе деятельности в области энергосбережения. Этим законом определены основные принципы энергосберегающей политики государства, установлены требования к стандартизации, сертификации и метрологии в области энергосбережения, определены основы государственного управления энергосбережением, включая осуществление государственного надзора за эффективностью энергопотребления, проведение энергетических обследований организаций и учет энергетических ресурсов. Определены основные финансовые и экономические механизмы и льготы.

В настоящее время практически сформирована правовая база:

Федеральные законы

- № 28-ФЗ от 3 апреля 1996 г "Об энергосбережении".
- № 41-ФЗ от 17 августа 1995 г. "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации".
- № 948-1 от 22.03.91 г. "О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках" (с изменениями от 24.06.92 г., 25.05.95 г., 6.05.98 г.)
- Постановление Правительства РФ «О федеральной целевой программе «Энергосбережение России» на 1998-2005 годы» с подпрограммой «Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве» от 24 января 1998 г. №80.

Указы Президента РФ

- № 425 от 28.04.97 "О реформировании жилищно-коммунального хозяйства".
- № 1451 от 17.10.96 г. "О дополнительных мерах по ограничению роста цен (тарифов) на продукцию (услуги) естественных монополий и созданию условий для стабилизации работы промышленности".

- Указ президента. № 472 от 07.05.95 "Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 года".

- № 221 от 28 февраля 1995 г. "О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов) (с изменениями от 8 июля 1995 г.)".

- № 889 от 25.07.98 "О мерах по снижению тарифов на электрическую энергию".

- № 1488-1 от 26.06.91 г. "Об инвестиционной деятельности в РСФСР" (с изменениями от 19.06.95, 25.02.99).

Постановления Правительства Российской Федерации

- «О повышении эффективности использования энергетических ресурсов и воды предприятиями, учреждениями и организациями бюджетной сферы» от 28.07.97г.

- № 998 от 12 октября 1995 года "О государственной поддержке создания в Российской Федерации энергоэффективных демонстрационных зон".

- №588 от 15.06.98г. «О дополнительных мерах по стимулированию энергосбережения в России».

В РФ разработано и применяется большое количество нормативно – технических документов, регламентирующих этапы проектирования, изготовления и эксплуатации энергетических установок и систем, в которых на нормативном уровне закладываются оптимальные по энергозатратам нормативы и требования к проектированию и эксплуатации энергетических систем и оборудования. Эти нормативы постоянно совершенствуются, отражая непрерывное развитие техники и энергосберегающих технологий.

Разработана фундаментальная система СНиПов, ПТБ, ПТЭ, ПУЭ, ГОСТов, ЕР, РД, инструкции и специальные методики.

Данная база стандартов функционирует на нескольких уровнях: международном, национальном, отраслевом, территориальном и местном.

Энергосбережение в современных условиях является одним из основных факторов при выборе оборудования и схемы котельной. Основным критерием энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной при ее эксплуатации.

Мероприятия по реализации выявленного потенциала энергосбережения разрабатываются по следующим основным направлениям:

- 1) Доведение показателей функционирования оборудования до нормативного уровня;

- 2) Внедрение новой энергосберегающей техники и технологии (регулируемого электропривода, новых технологий по водно-химическому режиму и т.д.);

- 3) Совершенствование техники учета: внедрение автоматизированного коммерческого учета отпуска тепловой энергии, расхода газа, потребления электроэнергии на собственные нужды, совершенствование работы с топливоснабжающими организациями;

- 4) Расширение энергетического анализа путем совершенствования нормативно-технической документации, повышения достоверности расчета показателей,

своевременного выявления и устранения причин нерационального использования энергоресурсов.

В настоящем проекте использован ряд прогрессивных технических решений, а именно:

- применено новейшее оборудование европейских и отечественных производителей;

- выполнена полная автоматизация процессов работы котельной, исключающая необходимость присутствия постоянного обслуживающего персонала.

Для обеспечения энергосбережения на рассматриваемом предприятии рекомендуется выполнение следующих организационных мероприятий:

- назначение в котельной ответственных за контролем расходов энергоносителей и проведения мероприятий по энергосбережению;

- совершенствование порядка работы котельной и оптимизация работы систем освещения, вентиляции, водоснабжения, теплоснабжения;

- соблюдение правил эксплуатации и обслуживания систем энергопотребления и отдельных энергоустановок, введение графиков включения и отключения систем освещения, вентиляции, тепловых завес и т.д.;

- организация работ по эксплуатации светильников, их чистке, своевременному ремонту оконных рам, оклейка окон, ремонт санузлов и т.п.;

- ведение разъяснительной работы с рабочими котельной по вопросам энергосбережения;

- проведение периодических энергетических обследований;

- ежеквартальная проверка и корректировка договоров на энерго- и ресурсопотребление с энергоснабжающими организациями.

Также, в целях повышения энергоэффективности котельной, рекомендуем следующий перечень мероприятий:

- внедрение газотурбинных надстроек в котельной с целью выработки электроэнергии для собственных нужд на базе теплового потребления;

- соблюдение сроков и регламентов проведения работ по наладке режимов котлов;

- постоянный контроль качества топлива;

- повышения качества водоподготовки и контроль за его соблюдением;

- разработка температурного графика и контроль за его соблюдением;

- повышение квалификация персонала;

- повышение технического состояния тепловых сетей;

- своевременная замена тепловой изоляции;

- окраска поверхностей производственных помещений и оборудования в светлые тона для повышения коэффициента использования естественного и искусственного освещения;

- исключение сквозняков в помещениях;

- защита оборудования от коррозии;

- применение энергоэффективных газовых горелок;

- применение систем климат-контроля для управления газовыми горелками.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



## 10 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Расширение блочно-модульной водогрейной газовой котельной предназначено для обеспечения тепловой энергией вновь построенного Производственного корпуса АО завода «Прибор», а также собственные нужды котельной.

Котельная отдельно стоящая.

Основное топливо – природный газ с теплотворной способностью 8640 ккал/м<sup>3</sup>. Аварийное топливо – отсутствует.

Полная тепловая нагрузка котельной, с установкой ещё одного котла составит 9 МВт.

В блочно-модульной котельной устанавливается водогрейный котёл Logano S825L мощностью 3050 кВт. Для удаления дымовых газов проектом предусмотрена установка металлических дымовая труба (по одной трубе на каждый котел) с размерами:

1. Диаметр  $D_y=400$  мм
2. Высота  $H=30$  м

### 10.1 Расчет концентрации вредных выбросов в зимний период

Из теплового расчета котла объем продуктов сгорания при нормальных условиях равен:  $V_r=12,199$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

температура уходящих газов:  $t_{yx}=230^{\circ}\text{C}$ ;

атмосферное давление при нормальных условиях:  $p_{\text{атм}}=760$  мм.рт.ст;

атмосферное давление при расчетных условиях:  $p_{\text{атм}}^{\text{расч}}=745$  мм.рт.ст;

расчетная температура в зимний период:  $t_3=-15,8^{\circ}\text{C}$ ;

расчетная температура в летний период:  $t_{\text{л}}=+8^{\circ}\text{C}$ ;

температура при нормальных условиях:  $t_{\text{н}}=0^{\circ}\text{C}$

тепловая мощность котла в зимний период:  $Q_3=3,05$  МВт;

тепловая мощность котельной в летний период (только нагрузка на ГВС):  $Q_{\text{л}}=1$  МВт;

коэффициент полезного действия:  $\eta=90,2$  %.

Расчет топлива на котел вычисляется по формуле (10.1):

$$B = \frac{Q_3}{Q_H^p \cdot \eta} \quad (10.1)$$

$$B = \frac{3,05}{36,712 \cdot 0,902} = 0,093 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котла за одну секунду, определяется по формуле (10.2):

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$V=B \cdot V_{\Gamma} \cdot \frac{p_{\text{атм}} \cdot T_{\text{ух}}}{p_{\text{атм}}^{\text{расч}} \cdot T_{\text{ну}}}, \quad (10.2)$$

$$V=0,093 \cdot 12,199 \cdot \frac{760 \cdot 503}{745 \cdot 273} = 2,13 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Выброс окислов азота рассчитывается по формуле (10.3):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot K_{\text{NO}_2} \cdot (1 - \beta), \quad (10.3)$$

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

$K_{\text{NO}_2}$  – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на МДж теплоты,  $K_{\text{NO}_2}=0,102 \text{ кг/МДж}$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot 0,093 \cdot 36,712 \cdot 10^3 \cdot 0,102 \cdot (1 - 0) = 0,35 \text{ г/с}$$

Выброс окиси углерода вычисляется по формуле (10.4):

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot K_{\text{CO}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (10.4)$$

где  $K_{\text{CO}}$  – количество окиси углерода на единицу теплоты, выделившееся при горении топлива,  $K_{\text{CO}}=0,25 \text{ кг/МДж}$ .

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot 0,093 \cdot 36,712 \cdot 10^3 \cdot 0,25 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0,85 \text{ г/с}$$

Концентрация вредных примесей на выходе из дымовой трубы рассчитывается по формуле (10.5):

$$C_i = \frac{M_i}{V}, \quad (10.5)$$

Концентрация окислов азота на выходе из дымовой трубы:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{0,35}{2,13} = 0,164 \text{ г/м}^3.$$

Концентрация окиси углерода на выходе из дымовой трубы:

$$C_{\text{CO}} = \frac{0,85}{2,13} = 0,40 \text{ г/м}^3$$

Скорость дымовых газов на выходе из устья трубы найдем по формуле (10.6):

$$\omega = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D^2}, \quad (10.6)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot 2,13}{3,14 \cdot 0,400^2} = 16,96 \text{ м/с}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ при выбросе из одиночного источника. Определяется по формуле (10.7):

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (10.7)$$

где  $F$  - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе,  $F=1$  для газообразных примесей;

$A$  - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (характер изменений температуры с высотой) для неблагоприятных метеорологических условий. Для Челябинской области  $A=160$ ;

$H$  - геометрическая высота трубы,  $H=30\text{м}$ .

$\Delta T$  - разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха,  $\Delta T=230-(-15,8)=245,8 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$m, n$  - безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газозооной смеси из устья источника выброса.

Коэффициент  $m$  определяется по формуле (10.9) в зависимости от параметра  $f$ , который рассчитывается по формуле (10.8):

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (10.8)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 16,96 \cdot 0,400}{30^2 \cdot 245,8} = 0,03$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (10.9)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,03} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,03}} = 1,26$$

Коэффициент  $n$  зависит от параметра  $\vartheta_m$ , который определяется по формуле (10.10):

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						60

$$\vartheta_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}} \quad (10.10)$$

$$\vartheta_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2,13 \cdot 245,8}{30}} = 1,68$$

Коэффициент  $n$  определяется по формуле (10.11):

$$n = 0,523 \cdot v_M^2 - 2,13 \cdot v_M + 3,13 \quad (10.11)$$

$$n = 0,523 \cdot 1,68^2 - 2,13 \cdot 1,68 + 3,13 = 1,03$$

$\vartheta_M = 1,68 < 2$  – следовательно,  $n = 1,03$

Максимальная приземная концентрация окислов азота:

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,35 \cdot 1 \cdot 1,26 \cdot 1,03}{30^2 \cdot \sqrt[3]{2,13 \cdot 245,8}} = 0,01 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная приземная концентрация окиси углерода:

$$C_{CO} = \frac{160 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1,26 \cdot 1,03}{30^2 \cdot \sqrt[3]{2,13 \cdot 245,8}} = 0,02 \text{ мг/м}^3$$

Проверка соответствия норм выбросов проводится по формуле (10.12):

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК(NO_2)} + \frac{C_{CO}}{ПДК(CO)} \leq 1, \quad (10.12)$$

$$\frac{0,01}{0,085} + \frac{0,02}{3} = 0,13 < 1$$

$\sum C_{CO} < ПДК(CO)$ ,  $0,02 < 3 \text{ мг/м}^3$  - состояние удовлетворительное;

$\sum C_{NO_2} < ПДК(NO_2)$ ,  $0,01 < 0,085 \text{ мг/м}^3$  - состояние удовлетворительное.

Проверка соответствия норм выбросов выполняется, максимальная приземная концентрация не превышает нормы, следовательно, дымовая труба высотой 30 м удовлетворяет условиям рассеивания вредных выбросов.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

## 10.2 Расчет концентрации вредных выбросов в летний период

Расчет проводится по методике, которая приведена в п.10.1. В летний период работает только один котел, покрывающий нагрузку ГВС.

Расчет топлива на котел вычисляется по формуле (10.1):

$$B = \frac{1,3}{33,74 \cdot 0,918} = 0,030 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котла за одну секунду, по формуле (10.2):

$$V = 0,03 \cdot 12,199 \cdot \frac{760 \cdot 503}{745 \cdot 273} = 0,688 \text{ м}^3/\text{с}$$

Выброс окислов азота рассчитывается по формуле (10.3):

где  $K_{\text{NO}_2} = 0,0954 \text{ кг/МДж}$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot 0,03 \cdot 36,712 \cdot 10^3 \cdot 0,0954 \cdot (1-0) = 0,11 \text{ г/с}$$

Выброс окиси углерода вычисляется по формуле (10.4):

где  $K_{\text{CO}} = 0,25 \text{ кг/МДж}$

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot 0,03 \cdot 36,712 \cdot 10^3 \cdot 0,25 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0,28 \text{ г/с}$$

Концентрация окислов азота на выходе из дымовой трубы по формуле (10.5):

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{0,11}{0,688} = 0,16 \text{ г/м}^3$$

Концентрация окиси углерода на выходе из дымовой трубы по формуле (10.5):

$$C_{\text{CO}} = \frac{0,28}{0,688} = 0,41 \text{ г/м}^3$$

Скорость дымовых газов на выходе из устья трубы по формуле (10.6):

$$\omega = \frac{4 \cdot 0,688}{3,14 \cdot 0,400^2} = 5,48 \text{ м/с}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ при выбросе из одиночного источника определяется по формуле (10.7):

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (10.7)$$

где  $F$  - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе,  $F=1$  для газообразных примесей;

$A$  - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (характер изменений температуры с высотой) для неблагоприятных метеорологических условий.  $A=160$ ;

$H$  - геометрическая высота трубы,  $H=30$  м.

$\Delta T$  - разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха,  $\Delta T=230-8=222^\circ\text{C}$ ;

$m, n$  - безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса.

Коэффициент  $m$  определяется по формуле (10.9) в зависимости от параметра  $f$ , который рассчитывается по формуле (10.8):

$$f = \frac{10^3 \cdot 5,48 \cdot 0,400}{30^2 \cdot 222} = 0,011$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,011} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,011}} = 1,32$$

Коэффициент  $n$  зависит от параметра  $\vartheta_M$ , который определяется по формуле:

$$\vartheta_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,688 \cdot 222}{30}} = 0,112$$

$\vartheta_M = 0,85 < 2$  – следовательно,  $n$  определяется по формуле (10.11):

$$n = 0,523 \cdot v_M^2 - 2,13 \cdot v_M + 3,13 \quad (10.11)$$

$$n = 0,523 \cdot 1,12^2 - 2,13 \cdot 1,12 + 3,13 = 0,985$$

Максимальная приземная концентрация окислов азота:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,11 \cdot 1 \cdot 1,32 \cdot 0,985}{30^2 \cdot \sqrt[3]{0,668 \cdot 222}} = 0,005 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная приземная концентрация окиси углерода:

$$C_{CO} = \frac{160 \cdot 0,2 \cdot 1 \cdot 1,32 \cdot 0,985}{30^2 \cdot \sqrt[3]{0,688 \cdot 222}} = 0,012 \text{ мг/м}^3$$

Проверка соответствия норм выбросов выполняется по формуле (10.12):

$$\frac{0,005}{0,085} + \frac{0,012}{3} = 0,10 < 1$$

$C_{CO} < \text{ПДК}(\text{CO}), \quad 0,058 < 3 \text{ мг/м}^3$  - состояние удовлетворительное;  
 $C_{NO_2} < \text{ПДК}(\text{NO}_2), \quad 0,040 < 0,085 \text{ мг/м}^3$  - состояние удовлетворительное.

Таким образом, проверка соответствия норм выбросов выполняется, максимальная приземная концентрация не превышает нормы, следовательно, дымовая труба высотой 30 м удовлетворяет условиям рассеивания вредных выбросов в летний период.

Вывод: в результате поверочного расчета дымовая труба для котла №3 удовлетворяют условиям рассеивания вредных выбросов.

### 10.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В настоящее время с увеличением мощностей промышленных объектов, концентраций жилых и общественных зданий вопросы охраны окружающей среды приобретают исключительное значение. При работе котельной оказывается негативное воздействие на атмосферу, почву и возможно загрязнение грунтовых вод.

Основное воздействие на окружающую среду оказывает продукты сгорания при сжигании природного газа [28]. Основным источником образования вредных веществ, при работе котельной, являются котлоагрегаты. При горении газа в атмосферу поступают следующие вредные вещества: окись углерода, окислы азота. При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{NO}_2$ ) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа), а также токсичные газообразные вещества – серный и сернистый ангидрид ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{SO}_3$ ). Все продукты неполного сгорания являются вредными ( $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ).

Главной проблемой, возникающей в результате присутствия в воздухе оксидов азота, является их токсическое воздействие на здоровье людей.

Установлено, что даже кратковременное (до 1 ч) воздействие диоксида азота в концентрации 47-140 мг/м<sup>3</sup> может вызвать воспаление легких и бронхит, а при концентрации 560-940 мг/м<sup>3</sup> велика вероятность летального исхода в результате отека легких, поэтому необходимо предусмотреть мероприятия по снижению образования окислов азота в топках котлов.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Простейшим мероприятием, снижающим максимальный уровень температуры в топке, является уменьшение нагрузки котла. Снижение нагрузки котла сопровождается снижением температур в топке за счет уменьшения объёмного тепловыделения и температуры подогрева воздуха. Снижение выходных скоростей в горелках также оказывает определенное влияние на образование  $\text{NO}_x$ .

Еще одним простейшим средством снижения температурного уровня, а, следовательно, и концентрации оксидов азота в дымовых газах является осуществление рециркуляции дымовых газов. При сжигании газа, когда отсутствуют слабо зависящие от температуры топливные  $\text{NO}_x$ , эффективность рециркуляции газов весьма велика.

При рециркуляции дымовых газов через горелки уменьшается также концентрация кислорода, что приводит к дополнительному снижению образования  $\text{NO}_x$ . Если же подавать газы рециркуляции через щели в под топку, как это иногда делается для регулирования температуры промежуточного перегрева при снижении нагрузки, то их влияние на выбросы оксидов азота будет незначительно.

Как и в случае сжигания угля или мазута, простейшим методом уменьшения концентрации оксидов азота в продуктах сгорания газа является снижение избытка воздуха, подаваемого через горелки. Сказанное относится только к тому диапазону избытков воздуха, который применяется обычно в энергетических котлах (1,1-1,2). В случае более высоких  $\alpha$  снижение температуры в топочной камере оказывает большее влияние на образование оксидов азота и в результате увеличение избытка воздуха сверх  $\alpha=1,2$  снижает концентрацию  $\text{NO}_x$  в дымовых газах.

Снижение избытка воздуха возможно лишь до тех пор, пока это не приводит к интенсивному росту продуктов неполного сгорания, когда не только уменьшается экономичность топочного процесса, но и создается опасность загрязнения атмосферы другими веществами, не менее вредными, чем оксиды азота.

При многоярусном размещении горелок эффективным средством снижения выбросов оксида азота может оказаться нестехиометрическое сжигание.

Другим методом нестехиометрического сжигания является ступенчатое сжигание. При этом на котлах для подачи воздуха, необходимого для полного сгорания, как правило, устанавливают отдельные горелки (обычно-верхнего яруса), если через остальные горелки удастся подать количество топлива, необходимое для работы котла с номинальной нагрузкой.

Согласно нормативным данным ГН 2.2.5.686-98 для двуоксида азота ( $\text{NO}_2$ ) - основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе, предельно допустимая максимально-разовая концентрация не должна превышать 0,085 мг/м<sup>3</sup>, среднесуточная - 0,04 мг/м<sup>3</sup>. При одновременном совместном присутствии в выбросах веществ одностороннего вредного действия их безразмерная суммарная концентрация не должна превышать 1.

Мероприятиями по охране атмосферы предусматривается снижение концентрации вредных веществ в приземном слое, путем рассеивания дымовых

						13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			65



газов на определенной высоте с помощью дымовых труб. Таким образом, суммарная концентрация вредных веществ не превысит санитарных норм.

Отвод продуктов сгорания производить по металлическим теплоизолированным газоходам в дымовые трубы. Дымовой трубой оборудуется каждый котел.

В результате соблюдения норм проектирования, строительства и эксплуатации котельной, экологическая обстановка и состояние воздушной, почвенной и водной среды не должна ухудшаться. Во время эксплуатации необходимо соблюдать следующие правила:

- следить за экономичным и полным сжиганием топлива – природный газ;
- соблюдать режим экономии топлива, что обеспечивается за счет автоматизации процесса горения и теплового процесса;
- осуществлять периодический контроль содержания загрязняющих веществ в дымовых газах.

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.230.10 ПЗ

# 11 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

## 11.1 Задачи системы автоматизации

Основными задачами системы автоматизации котельной в условиях её работы без обслуживающего персонала являются:

-технологический контроль, позволяющий осуществлять наблюдение за правильностью выполнения технологического процесса получения тепловой энергии;

-технологическая сигнализация, призванная уведомить диспетчера теплоснабжающей организации, либо лицо ответственное за работу системы теплоснабжения о выходе контролируемых параметров за пределы, установленные режимом теплоснабжения;

- технологическая защита, которая позволяет избежать возникновения аварийных ситуаций при работе котельной;

-автоматическая блокировка, предотвращение неправильного развития технологического процесса;

- автоматическое регулирование необходимое для поддержания требуемых параметров технологического процесса.

Общими задачами контроля и управления работой котельного агрегата является обеспечение:

- выработки в каждый данный момент необходимого количества тепла и горячей воды при определённых её параметрах давления и температуры;

-экономичности сжигания топлива, рационального использования электроэнергии для собственных нужд установки и сведения потерь теплоты к минимуму;

- надежности, т.е. установление и сохранение нормальных условий работы котла, исключающих возможность неполадок и аварий как собственно агрегата, так и вспомогательного оборудования.

Объектом автоматизации в данном проекте является водогрейный котёл Buderus S825L мощностью 3050 кВт с модулированной горелкой.

Система автоматизации котла выполнена на базе системы управления Logamatic производства фирмы Buderus, которая имеет модульный принцип построения. В данном случае для управления котлом выбрана система управления котлом Logamatic 4311.

Аналоговая система управления Logamatic 4311 пригодна для управления стационарным отопительным котлом, использующим в качестве топлива природный газ или топочный мазут. Данная система может управлять модулированной горелкой.

Основными элементами системы управления являются модуль-контроллер CM431 и центральный модуль ZM 4M432. У каждого из них имеются собственные задачи по регулированию и контролю. Выполненные на основе микропроцессорной техники они поддерживают режим регулирования теплоносителя по температуре наружного воздуха.

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.230.10 ПЗ

Дополнительный котловой модуль ZN 432 управляет модулированной горелкой, выполняет переключения, связанные с переходом котла на летний режим работы, а также управляет насосом котлового контура.

Связь между блоками системы управления осуществляется через сетевой модуль NM 432.

Графическое изображение системы автоматизации представлено на функциональной схеме автоматизации котла Logano S 825L (чертёж).

## 11.2 Описание функциональной схемы

### 11.2.1 Измерение температуры

При работе котла измерение температуры проводится для следующих рабочих сред: газа, горячей воды, дымовых газов, наружного воздуха. Сигналы о текущих значениях температур поступают на входы менеджера горения и котлового модуля:

12- температура горячей воды на выходе из котла в подающей линии; датчик (TE STB)

15- температура горячей воды на входе в котёл после рециркуляции; датчик (TE FZ)

18- температура дымовых газов; датчик (TE FG)

19- температура котловой воды на выходе из котла в подающей линии; датчик (TE FK)

25- температура наружного воздуха датчик (TE FA).

Данные температуры отображаются на дисплее контроллера CM 431.

Измерение температуры рабочих сред ведётся также приборами, установленными непосредственно на трубопроводах, по которым соответственно подаются вода, газ, воздух и дымовые газы (FG,24a,8a,22a,20a).

### 11.2.2. Измерение давления

Контроль давления осуществляется по следующим средам: горячая вода, воздух, природный газ. Давление газа, поступающего в котёл, измеряется показывающим манометром (7a) установленным непосредственно на газопроводе.

Величина разрежения измеряется в дымоходе котла и подаётся на вход менеджера горения (13). Давление воздуха измеряется после дутьевого вентилятора (4). Давление теплоносителя измеряется показывающими манометрами, установленными непосредственно на теплопроводах.

### 11.2.3 Регулирование расхода воздуха

Подача воздуха в котёл осуществляется дутьевым вентилятором (M1).

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Регулирование количества воздуха подаваемого в котёл осуществляется с помощью дроссельной заслонки с исполнительным механизмом (V10). Поступающий сигнал от датчика давления (4) поступает в контроллер, обрабатывается и сравнивается с заданным(2,5-5мбар). В случае отклонения параметра, в действие вступает исполнительный механизм(V10), который по команде с контроллера устанавливает требуемую величину давления воздуха.

#### 11.2.4 Регулировка горелки

Сжигаемое количество газа должно быть отрегулировано в соответствии с подачей воздуха на горелку. Регулировка производится с помощью пружинной ленты регулировочного фланца горелки. При полной мощности дроссельная заслонка горелки полностью открыта. С помощью дроссельной заслонки газа и регулировкой давления газа регулируют необходимый уровень.

С целью предотвращения повышения температуры теплоносителя выше допустимой (110°C) в системе управления установлен предохранительный ограничитель температуры STB. Регулятор настраивается на температуру (120°C).

#### 11.2.5 Автоматика безопасности

Автоматика безопасности, объединяющая ряд технологических устройств защиты и блокировки механизмов котла, обеспечивает заданную последовательность операций при растопке котла и его автоматическое отключения при отклонении технологических параметров от допустимых значений, например, превышение температуры теплоносителя выше установленной.

Водогрейные котлы, работающие на газообразном топливе отключаются с прекращением подачи газа в следующих случаях:

- при превышении температуры воды за котлом;
- уменьшение разряжения в топке;
- повышение или понижение давления воды за котлом;
- понижение давления воздуха перед горелкой;
- понижение или повышении давления газа;
- уменьшение расхода воды через котёл;
- погасание факела в топке;
- неисправность сетей защиты, включая исчезновение напряжения.

Все котлы БМК автоматически отключаются при исчезновении напряжения в цепях питания системы управления.

С целью предотвращения повышения температуры теплоносителя выше допустимой (110°C) в системе управления установлен предохранительный ограничитель температуры STB (на панели управления). Регулятор настраивается на (120°C) и в случае повышения температуры воды в котле отключает горелку.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

На корпусе котла установлен мембранный предохранительный клапан MSV 2,5/3 кгс/см<sup>2</sup>, а также пружинный HFS >2,5/3 кгс/см<sup>2</sup>. За счёт управления рециркуляционным насосом достигается поддержание необходимой температуры теплоносителя (15)-( 70°C) на входе в котёл, для этого в котловом модуле произведены соответствующие настройки и в случае отклонения о этой величины уставки поступает сигнал управления на включение насоса и открытие трёхходового клапана на смешение (16), (17).

Розжиг и контроль наличия факела осуществляется менеджером горения SG 513, который предназначен для управления горелкой. При открытии газового клапана (Y15) газ поступает на горелку. Воспламенение газа происходит за счёт электрода зажигания, установленного в топке. Появление пламени сопровождается включением светового сигнала. Для контроля за процессом горения и наличием факела в топке установлены датчики пламени, и датчик наличия постороннего света. При отсутствии пламени датчик UVD 971 информирует об этом модуль управления, который в свою очередь даёт команду на отсечку газа, отсекающие клапана (Y13,15) закрываются.

#### 11.2.6 Автоматическое регулирование технологического процесса

В данном проекте регулирование температуры теплоносителя на выходе из водогрейного котла происходит путём изменения мощности котельного агрегата. При подготовке котла к работе наладчик котельного оборудования заводит в контроллер управления системы Logomatik график изменения температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха (кривая отопления).

На здании котельной установлен датчик температуры наружного воздуха (25), который преобразует измеренное значение в аналоговый сигнал, который поступает на вход (FA) котлового модуля, а далее в контроллер, контроллер в зависимости от полученного сигнала и значения кривой отопления изменяет мощность котла, следовательно, и температуры теплоносителя, на выходе из котельного агрегата.

#### 11.2.7 Прочие элементы автоматизации

Одним из важных элементов системы автоматизации котла является менеджер горения SG-513, топочный автомат предназначен для управления газовыми комбинированными горелками. Данное устройство обеспечивает прекращение подачи газа на горелку в следующих ситуациях:

- повышение или понижения давления газа перед горелкой;
- понижение давления воздуха;
- отсутствие пламени на горелке;
- неисправностей цепей защиты и пропадания напряжения.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Для контроля состояния воздуха в котельной применены сигнализаторы загазованности Seitron. В системе газоснабжения для проверки надёжности перекрытия газа на газопроводе установлен блок проверки герметичности клапанов VPS 504 SO2, это устройство для тестирования двойных электромагнитных клапанов ДМВ. В состав узла учёта входят: тепловычислитель Карат, расходомер Карат 551, термосопротивления ТСП.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.230.10 ПЗ

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Характеристики производства объекта, аварии, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций техногенного характера

### 12.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

Согласно приложению 2 (п.п 2, п 4) ФЗ-116 от 21.07.1997 г. опасные производственные объекты, предназначенные для транспортировки природного газа под давлением ниже 1,2 МПа отнесены к III классу опасности [29].

В соответствии с требованиями приказа Ростехнадзора №168 от 07.04.2011 г. «Об утверждении требований к ведению государственного реестра опасных производственных объектов в части присвоения наименований опасным производственным объектам для целей регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов» сеть газопотребления и объекты газопотребления по признакам опасности отнесены к п.3.3 «Объект, не относящийся к объектам типа 3.1 и 3.2, но обладающий признаками опасности».

Исходя из изложенного, сеть газоснабжения высокого давления и газовая котельная могут быть источником возникновения чрезвычайной ситуации техногенного характера.

### 12.2 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства

Климат Челябинской области – континентальный. Зима холодная и продолжительная, лето относительно жаркое с периодически повторяющимися засухами. Особенности климата связаны с расположением области в глубинах Евразии, на большом удалении от морей и океанов. На формирование климата существенно влияют Уральские горы, создающие препятствие на пути движения западных воздушных масс.

Зимой Южный Урал находится под влиянием Азиатского антициклона. Континентальный воздух, поступающий из Сибири, приносит морозную и сухую погоду. Наблюдаются также частые вторжения холодных воздушных масс с севера. Летом на территории области преобладает низкое давление. Приходят арктические воздушные массы с Баренцева и Карского морей, а с юга перемещаются тропические массы воздуха из Казахстана и Средней Азии. С вторжением континентального тропического воздуха устанавливается жаркая и сухая погода. Западные ветры с Атлантического океана приносят влажную и неустойчивую погоду.

Параметры наружного воздуха принимаются в соответствии с [18], СП 131.13330.2012:

- климатический район строительства IV;
- снеговой район – III;
- ветровой район – II;
- зона влажности – сухая;
- абсолютная минимальная температура воздуха – -48°C;

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

- абсолютная максимальная температура воздуха – +40°С;
- температура воздуха наиболее холодных суток – -38°С;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки – -34°С;
- средняя температура отопительного периода – -6,5°С;
- продолжительность отопительного периода – 218 суток.

Наиболее опасными явлениями природы, характерными для данного района являются:

- сильные ветры (шквалы до 25м/с);
- сильные дожди 50 мм и более за 12 часов;
- сильный снегопад 20 мм и более за 12 часов;
- сильный мороз –40°С и ниже в течении 2-х суток и более;
- крупный град от 20 мм и более;
- сильный гололед, налипание на проводах льда от 20 мм и более;
- налипание мокрого снега 35 мм и более;
- сильная жара +37°С и выше в течении 2-х суток и более;
- сильный туман, видимость 100 м и менее, продолжительностью 12 часов и более.

Характеристики поражающих факторов источников чрезвычайных ситуаций приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Характеристики поражающих факторов источников ЧС

Источник чрезвычайной ситуации	Характер воздействия поражающего фактора
1. Сильный ветер	Ветровая нагрузка, аэродинамическое давление на ограждающие конструкции
2. Экстремальные атмосферные осадки (ливень, метель)	Затопление территории, подтопление фундаментов, снеговая нагрузка, ветровая нагрузка, снежные заносы
3. Град	Ударная динамическая нагрузка
4. Морозы	Температурные деформации ограждающих конструкций, замораживание и разрыв коммуникаций
5. Гроза	Электрические разряды

12.3 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на объекте

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с разгерметизацией оборудования и аварийными выбросами опасных веществ проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- материалы трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежности эксплуатации;



- определение толщины стенок трубопроводов производилось с учетом расчетного срока эксплуатации (для полиэтиленового газопровода – не менее 50 лет, для стальных участков газопровода – не менее 40 лет);
- выбор оборудования, трубопроводов, соединительных деталей, фланцев, прокладок и крепежных изделий проведен в соответствии с нормами качества изготовления и монтажа (испытание на прочность, плотность и герметичность);
- оборудование и трубопроводы предусмотрены в герметичном исполнении и эксплуатируются при давлении и температурах ниже расчетных;
- для защиты оборудования от превышения в нем давления используется система аварийного сброса давления (предохранительные клапаны в ГРУ).

Для определения места расположения подземного газопровода вдоль трассы предусмотрена установка опознавательных знаков с помощью привязки к зданиям, каменным оградкам. Знаки установлены в местах поворота трассы. Опознавательные знаки предусмотрены справа по ходу трубопровода на расстоянии 1,0 м. На опознавательных знаках указывается расстояние от трубопровода, глубина его заложения и телефон аварийной диспетчерской службы.

Вдоль трассы газопровода в соответствии с «правилами охраны газораспределительных сетей» устанавливается охранная зона по 2,0 м в каждую сторону от газопровода.

Котельная оборудована следующими системами сигнализации:

- о неисправности оборудования;
- о несанкционированном проникновении в котельную.

Комплекс средств автоматики котельной обеспечивает:

- автоматическое регулирование мощности котельной по отопительному сезону;
- автоматическое поддержание давления в системе отопления (автоматическая подпитка);
- защиту от аварийных режимов работы оборудования, загазованности помещения и пожара путем остановки котельной и подачи аварийного сигнала на диспетчерский пульт;
- защиту от проникновения посторонних лиц путем подачи предупреждающего сигнала;
- прекращение подачи топлива при аварийных режимах (повышение или понижение давления газа перед горелкой, погасание топлива в топке, отключение электроэнергии, загазованность или задымленность помещения котельной).

Для предотвращения разрушения здания котельной при взрыве предусмотрены легкообрасываемые конструкции.

В комплект автоматической защиты котельной входят:

- щит управления, защиты и сигнализации;
- сигнализатор метана, оксида углерода;
- электромагнитный газовый клапан;

- датчики давления газа;
- электроконтактные манометры;
- термометры сопротивления;
- охранно-пожарные датчики.

Автоматика безопасности котельной останавливает все котлы в случае:

- повышения давления теплоносителя в общем коллекторе;
- повышения температуры воды на выходе из котельной более 110°C;
- остановка обоих сетевых насосов.

Аварийный оповещатель подает звуковой и световой сигнал в диспетчерский пункт в следующих случаях:

- при закрытии электромагнитного клапана и остановке всех насосов;
- при открывании входной двери (несанкционированный доступ в котельную);
- при остывании воды в контуре отопления ниже 35°C (защита от замерзания).

#### 12.4 Описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системой пожарной безопасности (предотвращения пожара и противопожарной защиты), в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Система пожарной безопасности должна выполнять следующие задачи:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Предотвращение пожара должно достигаться предотвращением образования горючей среды и (или) предотвращением образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

Предотвращение образования горючей среды должно обеспечиваться:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы и объема горючих веществ и материалов;
- максимальной механизацией и автоматизацией технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ;
- применением устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания должно достигаться:

- применением оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;
- применением технологического процесса и оборудования, удовлетворяющего требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018;

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

- выполнением действующих строительных норм, правил, стандартов.

Для защиты объекта применены пассивные и активные способы обеспечения пожарной безопасности.

Пассивные способы:

- применение объемной-планировочных решений, направленных на обеспечение эвакуации людей до наступления предельно-допустимых значений опасных факторов пожара;

- применение конструктивных и отделочных материалов с нормируемыми показателями пожарной безопасности.

Активные способы:

- использование наружного противопожарного водоснабжения;

- обеспечение технических помещений первичными средствами пожаротушения (огнетушители);

## 12.5 Описание и обоснование проектных решений по обеспечению безопасности людей при возникновении пожара

В соответствии с требованиями статьи 52 Федерального закона Российской Федерации от 22.07.2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» защита людей от воздействия опасных факторов пожара в здании обеспечивается следующими способами:

- применением объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;

- устройством эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;

- устройством систем обнаружения пожара (пожарная сигнализация), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;

- применением основных строительных конструкций с пределами огнестойкости и классами пожарной опасности, соответствующим требуемым степени огнестойкости и классу конструктивной пожарной опасности зданий, сооружений и строений, а также с ограничением пожарной опасности поверхностных слоев (отделок, облицовок и средств огнезащиты) строительных конструкций на путях эвакуации;

- применением первичных средств пожаротушения;

- организацией деятельности подразделений пожарной охраны.

Эвакуационные выходы предусмотрены непосредственно наружу, где запроектированы площадки с твердым покрытием. Из помещения котельной запроектирован один эвакуационный выход через дверной проем.

В котельной на видном месте должен быть размещен план эвакуации с указанием эвакуационного выхода из здания, позволяющий обслуживающему персоналу выбрать самый короткий путь эвакуации при возникновении пожара.

Над дверными проемами путей эвакуации установлены световые указатели «ВЫХОД», подключенные к сети эвакуационного освещения.

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.230.10 ПЗ

## 12.6 Сведения о категории здания по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

В соответствии с требованиями статьи 26 Федерального закона Российской Федерации от 22.07.2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» классификация зданий по взрывопожарной и пожарной опасности применяется для установления требований пожарной безопасности, направленных на предотвращение возможности возникновения пожара и обеспечение противопожарной защиты людей и имущества.

Категория помещения котельной по взрывопожарной и пожарной опасности применяется в соответствии с п.51 СП 12.13131.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» – «Г».

## 12.7 Описание и обоснование противопожарной защиты

Пожарная сигнализация:

Для контроля шлейфов охранно - пожарной сигнализации котельной запроектирован прибор «ВЭРС-ПК4БР на 4 шлейфа, который устанавливается внутри котельной.

Для обеспечения пожарной безопасности газового оборудования предусмотрен термозапорный клапан КТЗ-001-100-02.

В качестве пожарных извещателей в котельной приняты точечные оптико-электронные дымовые извещатели ИП 212-41М (4 единицы) и ручной пожарный извещатель ИПР-513-И (1 единица).

Точечные дымовые извещатели ИП 212-87 запроектированы с учетом воздушных потоков в защищенном помещении.

Извещатели устанавливаются на потолке с учетом расположения плит перекрытия и светильников.

На пути эвакуации предусмотрен ручной пожарный извещатель ИПР-513-10, который устанавливается на стене на высоте 1,5 м от уровня пола у выхода из котельной.

Оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре:

В соответствии с разделом 6 СП 3.13130.2009 «Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре» здание котельной оборудовано оповещением 2-го типа: звуковое оповещение и световое оповещение «ВЫХОД».

Для организации системы оповещения о пожаре применен тотальный звуковой оповещатель Маяк-12-3М и светозвуковой оповещатель Маяк-12КП.

Звуковой оповещатель устанавливается на высоте не менее 2,3 м от уровня пола и не ближе 0,15 м от потолка.

Оповещатели подключаются к сети оповещения без разъемных устройств и не должны иметь регуляторов громкости.

Световой оповещатель (табло «ВЫХОД») запроектирован у выхода из котельной.

								13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					77

Система звукового и светового оповещения включается от командного импульса, формируемого автоматической установкой пожарной сигнализации.

Внутренний противопожарный водопровод:

Допускается в отдельно стоящих автоматизированных котельных (без постоянного пребывания обслуживающего персонала) с водогрейными котлами с температурой нагрева до 115°C или паровыми котлами с давлением пара 0,7 кг/см<sup>2</sup>, имеющих небольшую тепловую мощность (до 10 МВт) и малый строительный объем (до 500 м<sup>3</sup>) не предусматривать установку внутренних пожарных кранов при условии обеспечения наружного пожаротушения здания и первичными средствами пожаротушения (Исх. №13-803 от 16.12.97 г. Госстроя России и №20/2.2/2897 от 16.12.97 г. ГУ ГПС МВД).

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.230.10 ПЗ					

## 13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Расширение блочно-модульной водогрейной газовой котельной связано с необходимостью поставки тепловой энергии на нужды отопления вновь построенного Производственного корпуса №3, а также собственных нужд котельной в связи с её расширением. В котельной устанавливают, к двум водогрейным котлам Buderus Logano S825 L третий, такого же типа.

Основное топливо – природный газ. Аварийное топливо – отсутствует.

Полная тепловая нагрузка проектируемой котельной, с учетом потерь, расходом тепла на собственные нужды и перспективы развития с учётом расширения производства составляет – 9,150 МВт (7,9 Гкал/ч).

Увеличение потребности в тепловой энергии предприятием связано с увеличением объёмов производства. В настоящее время в связи с повышением стоимости энергоресурсов, а также обращением большего внимания экологическим вопросам, возрастает актуальность экономии энергоресурсов. Поэтому при проектировании расширения водогрейной котельной было уделено значительное внимание разработке рациональных и эффективных решений по системе управления данного предприятия.

Ускорение изменений, возрастание конкуренции, появление новых запросов, изменение роли человеческих ресурсов, а также ряд других факторов привели к резкому возрастанию значения стратегического управления.

### 13.1 Технико-экономическое сравнение вариантов

При сравнении вариантов решающими являются экономические (стоимостные) показатели [25].

В технико-экономическом расчете сравниваются два варианта:

**1 вариант** – установка дополнительного котла №3, и соответствующего оборудования, в существующей блочно-модульной газовой котельной АО завод «Прибор».

**2 вариант** – организация теплоснабжения Производственного корпуса №3 от ближайшей городской тепловой сети.

Рассмотрим оба варианта, оценим сравнительную экономическую эффективность в проекте, проведем SWOT-анализ по двум вариантам и выберем лучший вариант.

#### 13.1.1 Вариант №1 расширение водогрейной блочно-модульной газовой котельной

##### 1. Смета капитальных затрат по котельной

Капитальные вложения на расширение котельной определены в текущих ценах мая 2018 года. СМР принято 45% стоимости оборудования. Расчёт стоимости оборудования и СМР представлен в таблице 13.1 [59].

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Таблица 13.1 – Стоимость оборудования котельной

Наименование оборудования	Количество единиц	Стоимость 1 единицы, тыс.руб.	Суммарная стоимость, тыс.руб.
1. Котел водогрейный Logano S825L	1	780,00	780,00
2. Насос рециркуляции TOP S 80/7 «WILO»	1	37,00	37,00
3. Насос сетевой PL 100/145-11/2 «WILO»	1	133,32	133, 32
4. Насос котлового контура PL 100/ 160 -2,2 /4«WILO»	1	32,80	32,80
5. Теплообменник пластинчатый «Ридан»	1	100,00	100,00
6. Запорно-регулирующая арматура	-	100,00	100,00
7. Автоматизация котельной	-	150,00	50,00
8. Дымовая труба	1	90	100
9. Прочее	-	100	100
ИТОГО			1423,12

Смета капитальных затрат расширения водогрейной блочно-модульной газовой котельной представлена в таблице 13.2[60].

Таблица 13.2 – Смета капитальных затрат на строительство водогрейной блочно-модульной газовой котельной.

Наименование работ	Затраты, тыс.руб
1. Проектные работы	124,00
2. Стоимость оборудования	1423,12
3. Строительно-монтажные работы	640,40
4. Пуско-наладочные работы	280,00
5. Прочие работы (проведение тендера)	24,80
ИТОГ (К <sub>1</sub> )	2492,32

2. Текущие затраты по варианту №1

Текущие затраты при эксплуатации блочно-модульной газовой котельной приведены в таблице 13.3[50].

Данные по расходам энергоресурсов приняты по балансам ОГЭ АО завода «Прибор».

Таблица 13.3 – Текущие затраты при эксплуатации блочно-модульной газовой котельной

Показатели и статьи затрат	Величина, тыс. руб /год
1. Топливо	2669,00
2. Вода	42,00
3. Электроэнергия	270,55
4. Амортизация оборудования	89,65
5. Издержки на проведение текущего ремонта	17,92
6. Содержание оборудования по части материалов и запасных частей для ремонта	23,00
7. Прочие расходы	100,000
<b>ИТОГО (С<sub>1</sub>)</b>	<b>3212,12</b>

### 13.1.2 Вариант №2 теплоснабжения от городской тепловой сети

Капитальные затраты при теплоснабжении Производственного корпуса от городской тепловой сети состоят из прокладки теплопровода и стоимости самого теплопровода. Стоимость основных материалов необходимых прокладки теплопровода в непроходном канале приведены в таблице 13.4. Стоимость труб для прокладки взята из прайс-листа ЧТПЗ [61].

Таблица 13.4 – Стоимость материалов и характеристика теплопровода участка тепловой сети проложенной в непроходном канале

Диаметр трубы, Ду, труб.	Цена трубы, Ц <sub>труб</sub> , руб/п.м	Цена лотка, Ц <sub>лот</sub> , руб/шт.	Цена плиты, Ц <sub>пл</sub> , руб/шт.	Цена изоляции, Ц <sub>из</sub> , руб/ м <sup>3</sup> .	Цена арматуры, Ц <sub>ар</sub> , руб/шт.	Длина трубы L,м
219х6.0	1500	5524	5300	3000	26000	130

Подсчитаем стоимость трубы с учетом материалов, по формуле (13.1):

$$Ц_{тр} = Ц_{труб} * 2L + Ц_{лот} * n_{лот} + Ц_{пл} * n_{пл} + Ц_{из} * V_{из} + Ц_{ар} * n, \quad (13.1)$$

$$Ц_{тр} = 260 * 1500 + 45 * 5524 + 45 * 5300 + 21 * 3000 + 2 * 26000 = 992 \text{ тыс.}$$

Смета капитальных затрат приведена в таблице 13.5



Таблица 13.5 – Смета капитальные затраты по 2-му варианту

Капитальные затраты	Стоимость, тыс.руб
1. Материалы	992
2. Строительно-монтажные работы	446
3. Прочие затраты (подготовка территории)	382
ИТОГО (К <sub>2</sub> )	1820

### 1. Текущие затраты

Текущие затраты при теплоснабжении Производственного корпуса №3 от городской тепловой приведены в таблице 13.6 [50].

Таблица 13.6 – Текущие затраты на теплоснабжение от городской сети

Показатели и статьи затрат	Величина, тыс.руб
Стоимость тепловой энергии	5147,00
Амортизационные отчисления	114,66
Затраты по перекачке теплоносителя	-
Затраты на текущий ремонт	98,50
Прочие затраты	67,10
ИТОГО (С <sub>2</sub> )	5427,26

### 13.2 Расчет сравнительной экономической эффективности

Приведенные затраты рассчитываем по формуле (13.1):

$$Z_i = E_n \cdot K_i + C_i \rightarrow \min, \quad (13.1)$$

где  $E_n=0,15$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$K_i$  – капитальные затраты, тыс. руб.;

$C_i$  – текущие затраты, тыс. руб.

Приведенные затраты  $Z_1$  на строительство водогрейной блочно-модульной газовой котельной:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 2492,32 + 3212,12 = 3585,968 \text{ тыс.руб/год}$$

Приведенные затраты  $Z_2$  на теплоснабжение потребителей от городской сети:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1820 + 5427,26 = 5700,260 \text{ тыс.руб/год}$$

Вывод: приведенные затраты по первому варианту получились меньше, чем по второму, следовательно, наиболее экономически выгодным является первый вариант.

### 13.3 Качественный анализ вариантов проектных решений

Сравнительный анализ вариантов повышения энергоэффективности осуществляется методом SWOT.

SWOT– анализ включает в себя:

Сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия.

Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки предприятия.

Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создает преимущество предприятия на рынке.

Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда предприятия, то, что предприятие уже имеет на текущий момент времени.

Возможности и угрозы – это факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит, в том числе и от действий и решений предприятия.

SWOT-анализ на теплоснабжение потребителей по 1-му представлен в таблице 13.7.

Таблица 13.7 – SWOT-анализ теплоснабжения потребителей по 1 варианту

Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
1. Увеличение мощности котельной позволит покрыть тепловую нагрузку нового производственного корпуса №3; 2. Независимость от центральной теплосети; 3. Высокий КПД котельной за счет установки нового современного оборудования; 4. Новейшая система КиП, автоматики; 5. Небольшая площадь, занимаемая котельной, за счет компактности оборудования; 6. Себестоимость производимой теплоты меньше, чем ее покупка.	1. Большие капитальные затраты; 2. Работа на газе способствует высокой степени взрывоопасности в котельной; 3. Наличие вредных выбросов (с уходящими дымовыми газами); 4. Отсутствие резервного топлива.
Возможности (O)	Угрозы (T)
1. Подключение новых потребителей; 2. Появление новых технологий; 3. Доступность энергоресурсов;	1. Увеличение капитальных затрат на строительство в связи с изменением курса валют; 2. Рост цен на топливо; 3. Повышение тарифов на воду; 4. Увеличение платежей за выбросы в окружающую среду.

SWOT-анализ на теплоснабжение потребителей по 2-му варианту представлен в таблице 13.8.

Таблица 13.8 – SWOT-анализ теплоснабжения потребителей по 2 варианту

Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
1. Низкие капитальные затраты; 2. Отсутствие вредных выбросов на территории; 3. Доступность энергоресурсов	1. Необходимость покупки тепловой энергии по высокой цене; 2. Нет возможности регулировать качество и количество тепла.
Возможности (O)	Угрозы (T)
1. Появление современного теплоэнергетического оборудования и новых технологий.	1. Поставки тепла будут зависеть от работы городской ТЭЦ; 2. Рост цен на топливо; 3. Ужесточение экологического законодательства.

Вывод: теплоснабжение Производственного корпуса №3 от блочно-модульной котельной несет больше преимуществ по сравнению с теплоснабжением от городской тепловой сети. Новое оборудование котельной выполнено по новейшим технологиям, обладает высокими сроками службы и достаточно большими межремонтными периодами. Учитывая вышеприведенные факторы, котельная будет служить долгое время. Полная автоматизация позволит ускорить технологический процесс и сэкономить на обслуживающем персонале.

Основными недостатками первого варианта являются высокие капитальные затраты и зависимость от поставок газа, но дополнительные капитальные вложения окупятся за счет экономии на текущих затратах. Таким образом, преимущественным вариантом является расширение блочно-модульной котельной. Вариант №1 является экономически более эффективным и лучшим по результатам SWOT-анализа. Поэтому дальнейшие расчеты будем производить только для этого варианта.

#### 13.4 Оценка движущих сил и сдерживающих сил и ресурсов

На схеме поля сил изменений системы К.Левина представлено соотношение влияния движущих сил реализации целей и сдерживающих сил, которые препятствуют этому. Данное поле характеризует организационную надёжность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития.

Прежде чем приступить к реализации данного проекта необходимо оценить влияние различных факторов на достижение цели расширение котельной, а следовательно, реализацию дальнейшего плана расширения основного производства, увеличение выпуска продукции, получение прибыли.

Интегрированная схема, и модель анализа устойчивости системы управления может на основе, объединения способа оценки степени влияния внешних и

внутренних факторов, толщина стрелок означает степень значимости сил на данное предприятие [41].

Главной движущей силой для реализации данного проекта, является невозможность организации производства продукции в новом корпусе без отопления, необходимо запустить котёл №3, а также низкая себестоимость тепловой энергии в сравнении с той, по которой отпускают её тепловые сети.

Наличие современного оборудования, автоматизация, также является залогом снижения затрат на производство тепловой энергии.

Сдерживающими силами для достижения цели проекта является высокая стоимость оборудования, это наиболее значительная сдерживающая сила, и необходимость квалифицированной проектной и монтажной организаций для реализации проекта организации.

Соотношение влияния движущих сил и сдерживающих факторов показаны на рисунке 13.1.



Рисунок 13.1 – Поле сил для котла №3 водогрейной БМК

По данному полю сил можно сделать вывод: движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими.

### 13.5 Планирование целей проекта в дереве целей

Проведем планирование мероприятий по реализации проекта.

1 – Миссия предприятия: Увеличение объёмов продукции и получение дополнительной прибыли с вводом нового Производственного корпуса №3 и расширением котельной.

2 – Цель проекта: Ввести в эксплуатацию котёл №3 водогрейной блочно-модульной котельной АО завод «Прибор» к 12.10.2018 г.;

2.1 Разработать проект расширения котельной к 01.06.2018 г.;

2.1.1 Подобрать проектную организацию и заключить с ней договор к 01.04.2018 г.;

2.1.2 Произвести расчет нагрузки потребителей и расчет необходимой мощности оборудования к 10.04.2018 г.;

2.1.3 Определить виды и количество оборудования для производства, определить материалы для строительства котельной к 15.04.2018 г.;

2.1.4 Подготовить и утвердить смету расходов и согласовать проект к 28.05.2018 г.;

2.2 Приобрести необходимое оборудование для производства, материалы для строительства котельной к 28.07.2018 г.;

2.2.1 Произвести мониторинг рынка, определить круг поставщиков, выбрать оптимальные варианты к 14.07.2018 г.;

2.2.2 Заключить договора на поставку оборудования и материалов к 21.07.2018 г.

2.2.3 Произвести закупку оборудования и материалов согласно смете расходов, транспортировать оборудование на склад хранения, строительные материалы транспортировать к строительной площадке к 28.07.2018 г.;

2.3 Закончить строительство здания котельной, подводящих сетей к 28.07.2018 г.;

2.3.1 Произвести поиск строительной организации для строительства помещения котельной, заключить договор с выбранной организацией к 10.09.2018 г.;

2.3.2 Подготовить площадку для проведения строительных и монтажных работ к 14.06.2018 г.;

2.3.3 Закончить строительство котельной и подводящих сетей к 28.07.2018 г.;

2.3.4 Произвести поиск монтажной организации для монтажа теплоэнергетического оборудования, заключить договор к 20.08.2018 г.;

2.3.5 Приступить к монтажу оборудования к 28.08.2018 г.;

2.4 Произвести пуско-наладочные работы и начать эксплуатацию блочно-модульной котельной с 02.10.2018 г.;

2.4.1 Выполнить монтаж оборудования котельной к 14.09.2018 г.;

2.4.2 Выполнить испытания и устранить имеющиеся неисправности до 20.09.2018 г.;

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- 2.4.3 – Выполнить проверку КиП, автоматики и сигнализации до 27.09.2018 г.;
- 2.4.4 – Выполнить пробный пуск котельной до 28.09.2018 г.;
- 2.4.5 – Начать эксплуатацию котельной с 02.10.2018 г.

Дерево целей проекта представлено на рисунке 13.2

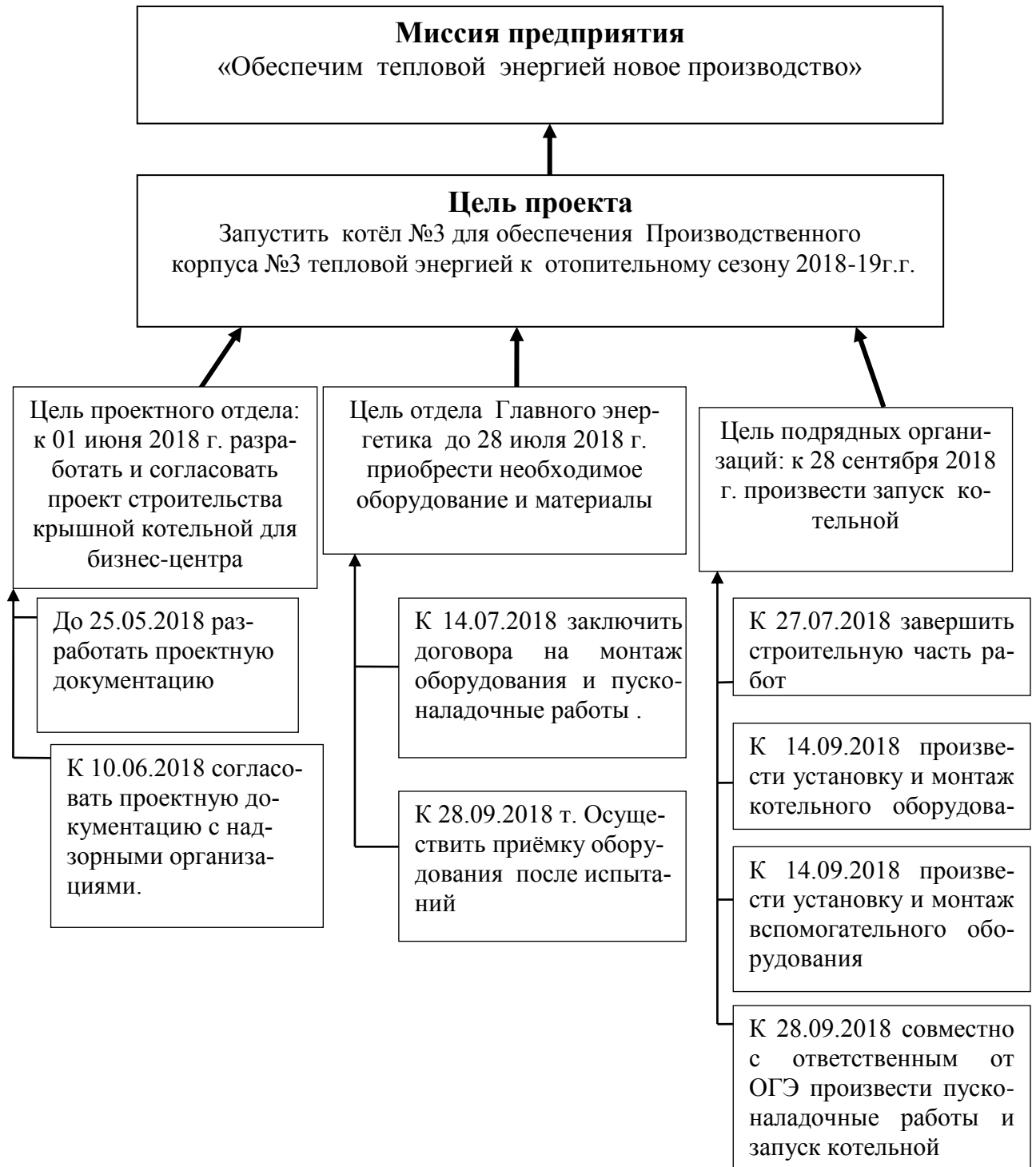


Рисунок 13.2 – Дерево целей проекта

### 13.6 График Ганта по разработке и реализации проекта расширения блочно-модульной котельной

План – график Ганта позволяет:

Визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом

Сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач

Детально проанализировать реальный ход выполнения задач. На графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д.

План – график Ганта представлен в Приложении А (рисунок А.1).

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.230.10 ПЗ				

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с расширением БМК АО завод «Прибор» появилась возможность ввода в эксплуатацию Производственного корпуса №3, следовательно увеличение выпуска продукции.

В выпускной квалификационной работе предложен вариант совершенствование системы теплоснабжения предприятия путем расширения блочно-модульной водогрейной газовой котельной с установкой дополнительного котла марки Logano S825 L мощность котельной – 3,05 МВт.

Для реализации проекта предложены следующие решения:

1) Произведён подбор котельного и насосного оборудования для увеличения мощности котельной, чтобы обеспечить тепловой энергией новый производственный корпус.

2) Для обеспечения нагрузки выбран водогрейных котёл, который будет установлен дополнительно к двум имеющимся в настоящее время.

3) Произведен тепловой расчёт жаротрубно-дымогарного котла. По результатам расчетов было подобрано вспомогательное технологическое оборудование котельной для расширения котельной.

4) Предусмотрены мероприятию по энергосбережению, мероприятия по обеспечению экологической безопасности и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

5) Построена и описана функциональная схема автоматизации котла и вспомогательного оборудования.

6) экономико-управленческой части приведены решения по реализации проекта и успешному развитию предприятия в будущем, подобран наиболее оптимальный вариант по реализации проекта, рассчитаны капитальные и текущие затраты для выбранного варианта, произведен STEEP-анализ внешних факторов, влияющих на реализацию проекта, выполнено планирование проекта в дереве целей.

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.230.10 ПЗ



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Введён в действие 27.11.2009 // Российская газета № 5050 27 ноября 2009 г. – 2009.

2 ГОСТ 10704-91 ГОСТ 10704-91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 99 с.

3 ГОСТ 12.0.003-80. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1980.

4 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1983.

5 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2006.

6 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988.

7 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ И – 01.12.81; 02.06.90. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2007.

8 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1990.

9 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И – 1.01.86. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит. – М.:ИПК Изд-во стандартов, 2001.

10 ГОСТ 21.404-85. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – Введ. 1986-01-01. – М.: Стандартиформ, 2007.

11 ОСТ 36.13-90. Щиты и пульты автоматизации технологических процессов. Общие технические условия. – Введ. 1991-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 1991.

12 ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – Утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2008.

13 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К. – Утв. Минстроем России, 1993.

14 ПУЭ. Правила устройства электроустановок. – Утв. Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204.

15 РД 24.031.120-91. Методические указания. Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов. Организация водно-химического режима и химического контроля. Руководящий документ по стандартизации. – Введ. 1991-07-01.

16 РД.34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: ГОСЭНЕРГОНАДЗОР 1995 г.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

- 17 СНиП 3.05.06-85. Электротехнические устройства. – Введ. 1988. М.: Госстрой СССР.
- 18 СНиП 23-01-99\*. Строительная климатология. – Введ. 2000-01-01. – М.: ГУП ЦПП, 2005.
- 19 СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение. – Введ. 2005-08-02. – М.: Минстрой России, 1995.
- 20 СП 30.13330.2016. Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85\*. — Введ. 2017-06-17. – М.: Минрегион России, 2012. – 35 с.
- 21 СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – Введ. 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012. – 35 с.
- 22 СП 89.13330.1012. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП П-35-76. – Введ. 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012.
- 23 СТО ЮУрГУ 04–2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008;
- 24 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.
- 25 Алабугин, А. А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Ответственный редактор А.А. Алабугин – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.
- 26 Бадагуев, Б. Экологическая безопасность предприятия. Приказы, акты, инструкции, журналы, положения / Б. Бадагуев // Издательство: Альфа-Пресс; 2012 г;
- 27 Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий, – М.: КноРус, 2011. – 357 с.
- 28 Горяев, А.Б. Энергосбережение при производстве и распределении тепловой энергии (в примерах и задачах) : учеб. пособие / А.Б. Горяев, И.В. Яковлев, Г.П. Шаповалова, В.С. Агабабов. – М.: МЭИ, 2012. - 64 с.
- 29 Григорьев, В.И. Справочник энергетика / В.И. Григорьев. – М.: Колосс, 2006. – 205 с.
- 30 Данилов, Н.И. Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: ИД «Сократ», 2002. – 352 с.
- 31 Девисилов, В.А. Охрана труда: учебник / В.А. Девисилов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ФОРУМ, 2009. -496 с.
- 32 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник / М.Н. Ижорин. – М.: Теплотехник, 2004.
- 33 Карауш, С. А. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / С.А.Карауш, А.Н. Хуторной. – Томск, 2003.

					13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

34 Кириллов, В. В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В. В. Кириллов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2010.

35 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4) / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

36 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: 2006.

37 Лумми, А.П. Расчет жаротрубно-дымогарного котла/ Лумми А.П., Мунц В.А. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 31 с.

38 Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (утв. приказом Министра охраны ООС РК от 18 апреля 2008 года № 100-П.).

39 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для вузов / Г. П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009, 352 с.

40 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды: учебник для вузов / П. В. Росляков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.- 336 с.: ил.

41 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для студентов вузов/ В. С.Самсонов, М. А. Вяткин.– М.: Высшая школа, 2007.

42 Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2009.

43 Схема теплоснабжения трехгорного городского округа челябинской области на период 2014-2028 годы. Обосновывающие материалы. Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения / Консалтинговая компания «Корпус». – Новосибирск, 2014. – 176 с.

44 Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.

45 Фокин, В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика» / В.М. Фокин. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2004.

46 VIESSMANN: официальный сайт. – URL.: <https://www.viessmann.ru>.

47 Жаротрубный котел. Конструкция и применение. – URL.: <http://kotlemaniya.ru/kotly/zharotrubnye-parovye-kotly.html>.

48 Инструкция по охране труда при работе в котельной ИОТ - 061- 2001. – URL.: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/instructions/168/2655/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/instructions/168/2655/)

49 Мероприятия по энергосбережению в котельных основы энергосбережения и энергоаудита. – URL.: <http://msd.com.ua/osnovy-energoberezeniya-i-energoaudita/meropriyatiya-po-energoberezeniya-v-kotelnyx/>.

50 Тарифы на газ, электроэнергию и воду за 2018 г для предприятий. – URL.: <http://www.forexcity.ru/information/zkhk/%D1%81helyabinsk.html>.

									13.03.01.2018.230.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						92

51 Требования пожарной безопасности в газовой котельной. – URL.: <http://pozhar.info/trebovaniya/trebovaniya-pozharnoj-bezopasnosti-v-gazovoj-kotelnoj>.

52 Энергофлекс, теплоизоляция для труб. – URL.: <http://www.elit-teplo.ru/energoflex.html>.

53 Эффективное решение вопросов автономного теплоснабжения. Опубликовано в журнале СОК №12 / 2004. – URL.: <https://www.c-ok.ru/articles/effektivnoe-reshenie-voprosov-avtonomnogo-teplosnabzheniya>.

54 Насосы Grundfoss: официальный сайт. – URL.: <https://ru.grundfos.com/>.

55 Росарматура: официальный сайт. – URL.: <http://www.rosarmatura.ru/>.

56 Водогрейные котлы жаротрубного типа – <http://www.mstu.edu.ru>

57 Циркуляционные насосы - <http://www.rusklimat.ru>

58 Жаротрубные и дымогарные котлы в сравнении с водотрубными: - <https://www.termowood.ru/>.

59 Ридан Теплообменное оборудование -<https://service@ridan.ru//>.

60 Стоимость блочно-модульной котельной-<http://www.teplocop.ru/preis//>.

61 ЧТПЗ: - официальный сайт –URL: <http://www.chelpipe.ru/>.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						93