

Содержание

Введение	5
1 Исходные данные	6
2 Расчетная часть проекта	7
2.1 Составление принципиальной тепловой схемы котельной и расчет ее для трех характерных режимов	7
2.2 Выбор единичной мощности и числа устанавливаемых котлов	16
2.3 Расчет и выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы	18
2.4 Определение диаметров и типоразмеров основных магистральных трубопроводов	28
2.5 Определение часового и годового расхода топлива котлов	28
2.6 Выбор схемы топливоснабжения и ее оборудования	31
2.7 Расчет и выбор тягодутьевых устройств	35
2.8 Мероприятия по охране окружающей среды	38
2.8.1 Расчет выбросов токсичных веществ в атмосферу	38
2.8.2 Расчет и выбор дымовой трубы	40
2.9 Перечень средств автоматизации, защиты и контроля	43
2.10 Техника безопасности и пожарная профилактика	47
3 Специальная часть проекта	63
4 Расчет технико-экономических показателей	67
Заключение	78
Список использованной литературы	80

					ДП Т042 Г964 ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Проект производственно-отопительной котельной в п.Инзер Башкортостан	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Газизов</i>					4	
<i>Провер.</i>						НМТ		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

Введение

Строительство новых промышленных объектов сопряжено с большими трудностями, если вообще строительство возможно. Но в любое время, при любой экономической ситуации существует целый ряд отраслей промышленности, без развития которых невозможно нормальное функционирование народного хозяйства, невозможно обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий населения. К таким отраслям и относится энергетика, которая обеспечивает комфортные условия жизнедеятельности населения, как в быту, так и на производстве.

Последние исследования показали экономическую целесообразность сохранения значительной доли участия мелких производственно-отопительных котельных установок в покрытии общего потребления тепловой энергии.

Наряду с крупными производственными, производственно-отопительными котельными мощностью в сотни тонн пара в час или сотни МВт тепловой нагрузки установлены большое количество котельных с агрегатами до 1 МВт и работающих почти на всех видах топлива.

В данном дипломном проекте разрабатывается проект производственно-отопительной котельной в п.Инзер, РБ, которая использует в качестве топлива природный газ газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород».

Котельная установка предназначена для отопительно-производственных целей.

Водоснабжение котельной осуществляется из центрального водопровода.

Забор воздуха на горение осуществляется с улицы и непосредственно с котельного помещения.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Система теплоснабжения, для нужд отопления и вентиляции, закрытая. Регулирование качественное с температурой 90 – 70 °С. Подпитка котлов производится химически очищенной водой с температурой 60 °С.

1 Исходные данные

1.1 Тепловые нагрузки по пару:

Пар на технологические нужды

$P = 0,6$ МПа;

$t = 140$ °С;

$D = 1,6$ т/ч.

Возврат конденсата технологическими потребителями

$\beta = 30\%$;

$t_k = 90$ °С.

1.2 Тепловые нагрузки с водой:

на отопление $Q_o = 0,25$ МВт;

на вентиляцию $Q_v = 0,21$ МВт;

на горячее водоснабжение $Q_{ГВ} = 0,18$ МВт;

на технологические нужды потребителей 0,3 МВт

$t_{гор} = 90$ °С.

1.3 Температурный график 90 – 70 °С.

1.4 Тип системы горячего водоснабжения – циркуляционный.

1.5 Тип устанавливаемых котлов Е – 1,0 – 0,9 ГН.

Вид топлива – газ природный газопровода «Уренгой – Помары - Ужгород».

1.6 Специальная часть задания: расчет и подбор теплообменного оборудования для приготовления горячей воды.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2 Расчетная часть проекта

2.1 Составление принципиальной тепловой схемы котельной и расчет ее для трех характерных режимов

Насыщенный пар из котлов с рабочим давлением $P = 0,6$ МПа поступает в общую паровую магистраль котельной, из которой часть пара отбирается на оборудование установленное в котельной, а именно на: подогреватель сетевой воды; подогреватель горячей воды. Другая часть пара направляется на производственные нужды предприятия.

Конденсат от производственного потребителя самотёком возвращается, в размере 30% при температуре 90 °С, в конденсатосборник и далее конденсатным насосом направляется в бак подпиточной воды.

Подогрев сетевой воды, также как и подогрев горячей воды, производится паром в пароводяном водоподогревателе. Горячая вода для отопления, вентиляции и технологического водоснабжения по общей магистрали поступает на распределительную гребенку и там зазбивается на отдельные трубопроводы.

Периодическая продувка из котлов в размере 3 % направляется в барботер.

Вода с температурой около 60 °С питательным насосом нагнетается в экономайзер и далее поступает в котел.

Подпиточная вода для системы теплоснабжения и технологического водоснабжения забирается подпиточным насосом из бака подпиточной воды.

Основной целью расчёта тепловой схемы являются:

- определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и расхода пара на собственные нужды,
- определение всех тепловых и массовых потоков необходимых для выбора оборудования,

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- определение исходных данных для дальнейших технико-экономических расчётов (годовых выработок тепла, топлива и т.д.).

Расчёт тепловой схемы позволяет определить суммарную паропроизводительность котельной установки при нескольких режимах её работы. Расчёт производится для 3-х характерных режимов:

- максимально-зимнего,
- наиболее холодного месяца,
- летнего

1. Расход пара на производство, т/ч: $D_m = 1,6$ т/ч

2. Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию для режима наиболее холодного месяца: $K_{o.в.} = 0,8$

3. Расход воды на подогреватель сетевой воды т/ч*10³:

$$G = \frac{Q_{o.в.}}{(t_1 - t_2) \cdot C_v} \quad [9] \text{ стр. 152 (1)}$$

$$G = \frac{0,396}{(90 - 70) * 1} = 0,0198$$

$Q_{o.в.}$ – расход теплоты на отопление и вентиляцию = $0,21 + 0,25$ МВт = $0,396$ Гкал/ч;

t_1 – расчётная температура воды в подающей линии тепловой сети, °С;

t_2 – расчётная температура воды в обратной линии тепловой сети, °С;

C_v – теплоёмкость воды, Ккал/т·°С.

4. Температура воды в подающей линии тепловой сети, для режима наиболее холодного месяца, °С:

$$t_1^I = t_{вн.} + (t_1 - t_{вн.}) \cdot K_{o.в.} \quad [9] \text{ стр. 153 (2)}$$

$$t_1^I = 18 + (90 - 18) * 0,8 = 75,6$$

5. Температура воды в обратной линии тепловой сети, для режима наиболее холодного месяца, °С:

$$t_2^I = t_{вн.} + (t_2 - t_{вн.}) \cdot K_{o.в.} \quad [9] \text{ стр. 152 (3)}$$

$$t_2^I = 18 + (70 - 18) * 0,8 = 59,6$$

6. Расход пара на подогреватель сетевой воды, т/ч:

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$t_4 = \frac{0,48 * 90 + 2,96 * 5}{0,48 + 2,96} = 16,86$$

Летнее время

$$t_4 = \frac{0,48 * 90 + 2,96 * 0,8 * 15}{0,48 + 2,96 * 0,8} = 27,64$$

t_k – температура конденсата от производственного потребителя, °С;

$t_{св.}$ – температура сырой водопроводной воды, °С;

11. Расход пара на подогреватель горячей воды, т/ч:

$$D_{н.г.в.} = \frac{G_{г.в.} \cdot C_{г.} \cdot (t_3 - t_4)}{(i_n - i'_k) \cdot \eta} \quad [9] \text{ стр. 155 (9)}$$

Зимнее время

$$D_{н.г.в.} = \frac{3,44 * 1 * (55 - 16,86)}{(2563,2 - 720,9) * 0,85} = 0,083$$

Летнее время

$$D_{н.г.в.} = \frac{3,44 * 0,8 * 1 * (55 - 27,64)}{(2563,2 - 720,9) * 0,85} = 0,048$$

t_3 – температура горячей воды, °С

η – КПД подогревателя ГВС.

12. Расход пара внешними потребителями, т/ч:

$$D_{вн.} = D_m + D_{н.с.в.} + D_{н.г.в.} \quad [9] \text{ стр. 155 (10)}$$

Зимнее время

$$D_{вн.} = 1,6 + 0,922 + 0,083 = 2,605$$

Наиболее холодного месяца

$$D_{вн.} = 1,6 + 0,737 + 0,083 = 2,42$$

Летнее время

$$D_{вн.} = 1,6 + 0,048 = 1,648$$

13. Расход пара на собственные нужды котельной, т/ч:

$$D_{с.н.} = D_{в.н.} \cdot 0,01 \cdot K_{с.н.} \quad [9] \text{ стр. 155 (11)}$$

Зимнее время

$$D_{с.н.} = 2,605 * 0,01 * 5 = 0,13$$

Наиболее холодного месяца

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$D_{с.н.} = 2,42 * 0,01 * 5 = 0,121$$

Летнее время

$$D_{с.н.} = 1,648 * 0,01 * 5 = 0,082$$

$K_{с.н.}$ – расход пара на собственные нужды котельной, %.

14. Суммарная паропроизводительность котельной, т/ч:

$$D_{\kappa}^{\downarrow} = D_{вн.} + D_{с.н.} \quad [9] \text{ стр. 156 (12)}$$

Зимнее время

$$D_{\kappa}^{\downarrow} = 2,605 + 0,13 = 2,735$$

Наиболее холодного месяца

$$D_{\kappa}^{\downarrow} = 2,42 + 0,121 = 2,542$$

Летнее время

$$D_{\kappa}^{\downarrow} = 1,648 + 0,082 = 1,73$$

15. Потери пара у потребителя, т/ч:

$$D_{пот.} = D_{\kappa}^{\downarrow} \cdot 0,01 \cdot K_{пот.} \quad [9] \text{ стр. 157 (13)}$$

Зимнее время

$$D_{пот.} = 2,735 * 0,01 * 2 = 0,054$$

Наиболее холодного месяца

$$D_{пот.} = 2,542 * 0,01 * 2 = 0,05$$

Летнее время

$$D_{пот.} = 1,73 * 0,01 * 2 = 0,034$$

$K_{пот.}$ – потери пара в котельной и у потребителя, %.

16. Расход воды на периодическую продувку, т/ч:

$$G_{пер.пр.} = D_{\kappa}^{\downarrow} \cdot 0,01 \cdot \rho_{пр.} \quad [9] \text{ стр. 157 (14)}$$

Зимнее время

$$G_{пер.пр.} = 2,735 * 0,01 * 3 = 0,082$$

Наиболее холодного месяца

$$G_{пер.пр.} = 2,542 * 0,01 * 3 = 0,076$$

Летнее время

$$G_{пер.пр.} = 1,73 * 0,01 * 3 = 0,052$$

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$\rho_{пр.}$ – продувка периодическая, %.

17. Расход сырой воды на ХВО, т/ч:

$$G_{c.в.}^{xov.} = G_{xov.} \cdot K_{xvo} \quad [9] \text{ стр. 158 (15)}$$

Зимнее время

$$G_{c.в.}^{xov.} = (1,6 + 0,054 + 0,082) \cdot 1,25 = 2,17$$

Наиболее холодного месяца

$$G_{c.в.}^{xov.} = (1,6 + 0,05 + 0,076) \cdot 1,25 = 2,15$$

Летнее время

$$G_{c.в.}^{xov.} = (1,6 + 0,034 + 0,052) \cdot 1,25 = 2,11$$

K_{xvo} – коэффициент расхода сырой воды на собственные нужды ХВО.

18. Расход сырой воды, т/ч:

$$G_{c.в.} = G_{c.в.}^{xov.} + G_{c.в.}^{e.в.} \quad [9] \text{ стр. 158 (16)}$$

Зимнее время

$$G_{c.в.} = 2,17 + 2,96 = 5,13$$

Наиболее холодного месяца

$$G_{c.в.} = 2,15 + 2,96 = 5,11$$

Летнее время

$$G_{c.в.} = 2,11 + 2,96 \cdot 0,8 = 4,48$$

19. Действительная паропроизводительность котельной, т/ч:

$$D_{к} = D_{ви} + D_{д} + (D_{ви} + D_{д}) \cdot K_{пот.} \cdot 0,01 \quad [9] \text{ стр. 159 (17)}$$

Зимнее время

$$D_{к} = 2,605 + 0 + (2,605 + 0) \cdot 2 \cdot 0,01 = 2,6571$$

Наиболее холодного месяца

$$D_{к} = 2,42 + 0 + (2,42 + 0) \cdot 2 \cdot 0,01 = 2,4684$$

Летнее время

$$D_{к} = 1,648 + 0 + (1,648 + 0) \cdot 2 \cdot 0,01 = 1,68$$

20. Невязка с предварительно принятой паропроизводительностью котельной, %:

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$\Delta D = \frac{|D_k - D_k^I|}{D_k} * 100$$

[9] стр. 159 (18)

Зимнее время

$$\Delta D = \frac{|2,6571 - 2,735|}{2,6571} * 100 = 2,93$$

Наиболее холодного месяца

$$\Delta D = \frac{|2,4684 - 2,542|}{2,4684} * 100 = 2,98$$

Летнее время

$$\Delta D = \frac{|1,68 - 1,73|}{1,68} * 100 = 2,97$$

Невязка получилась меньше 3 %, то есть расчёт тепловой схемы считается законченным. Все полученные значения сведем в таблицу 1.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 1 – Расчёт тепловой схемы

Физическая величина	Обозначение	Значение величины при характерных режимах работы котельной.		
		Максимально – зимнего	Наиболее холодного месяца	летнего
1. Расход пара на производство, т/ч:	D_T	1,6	1,6	1,6
2. Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию для режима наиболее холодного месяца:	$K_{о.в.}$	1	0,8	-
3. Расход воды на подогреватель сетевой воды, в том числе на отопление, вентиляцию, технологическое водоснабжение т/ч:	G	19,8	19,8	-
4. Температура воды в подающей линии тепловой сети, °С:	t_1	90	75,6	-
5. Температура воды в обратной линии тепловой сети, °С:	t_2	70	59,6	-
6. Расход пара на подогреватель сетевой воды, т/ч:	$D_{п.с.в.}$	0,922	0,737	-
7. Расход подпиточной воды на восполнение утечек в системе теплоснабжения, т/ч:	$G_{ут.}$	0,0004	0,0004	-
8. Возврат конденсата от технологического потребителя, т/ч:	G_K^T	0,48	0,48	0,48
9. Расход сырой воды на бак подпиточной воды, т/ч:	$G_{с.в.}^{г.в.}$	2,96	2,96	2,368
10. Средняя температура воды в баке подпиточной воды, °С:	t_4	16,86	16,86	27,64
11. Расход пара на подогреватель горячей воды, т/ч:	$D_{п.г.в.}$	0,083	0,083	0,048
12. Расход пара внешними потребителями, т/ч:	$D_{вн}$	2,605	2,42	1,648
13. Расход пара на собственные нужды котельной, т/ч:	$D_{с.н.}$	0,13	0,121	0,082
14. Суммарная паропроизводительность котельной, т/ч,:	D_K^I	2,735	2,542	1,73

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

15. Потери пара у потребителя, т/ч:	$D_{\text{пот.}}$	0,054	0,05	0,034
-------------------------------------	-------------------	-------	------	-------

Продолжение таблицы 1 – Расчёт тепловой схемы

16. Расход воды на периодическую продувку, т/ч:	$G_{\text{пер.пр.}}$	0,082	0,076	0,052
17. Расход сырой воды на ХВО, т/ч:	$G_{\text{с..в.}}^{\text{хов}}$	2,17	2,15	2,11
18. Расход сырой воды, т/ч:	$G_{\text{с.в.}}$	5,13	5,11	4,48
19. Действительная паропроизводительность котельной, т/ч:	$D_{\text{к}}$	2,657	2,468	1,68
20. Невязка с предварительно принятой паропроизводительностью котельной, %:	ΔD	2,93	2,98	2,97
21. Уточнённая паропроизводительность котельной, т/ч	$D_{\text{к}}^{\parallel}$	2,657	2,468	1,68

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.2 Выбор единичной мощности и числа устанавливаемых котлов

В соответствии со СНиП “Котельные установки” расчётная мощность котельной определяется суммой мощностей требующихся потребителям на технологические процессы, отопление, вентиляцию и горячие водоснабжение при максимально-зимнем режиме.

При определении мощности котельной должны также учитываться мощности, расходуемые на собственные нужды котельной и покрытия потерь в котельной и тепловых сетях.

Количество и единичную производительность котлоагрегата устанавливаемого в котельной следует выбирать по расчётной производительности котельной, проверяя режим работы котлоагрегатов для тёплого периода года.

1. На технологическое теплоснабжение и системы вентиляции в количестве, определяемом минимальной допустимой нагрузкой.

2. На отопление и ГВС в количестве, определяемом режимом наиболее холодном месяце.

$$N_{\text{котлов}} = \frac{D_k''}{D_{\text{котла}}} = \frac{2,657}{1} = 2,657, \quad [9] \text{ стр. 161 (19)}$$

округляем количество котлов до 3.

В производственно-отопительной котельной в п. Инзер должно быть установлено 3 котла типа Е – 1 – 0,9 ГМ (один – резервный).

Техническая характеристика котла Е – 1,0 – 0,9 ГН:

1. Номинальная производительность: 1 т/ч.
2. Расчетная температура насыщенного пара: 140°C.
3. Температура питательной воды: 60°C.
4. Теплопроизводительность: 2600 МДж/ч.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5. Тепловая мощность: 0,76 МВт
6. Площадь испарительной поверхности нагрева: 26,5 м³.
7. Объём:
 - паровой: 0,4 м³,
 - водяной: 1,2 м³.
8. Температура газов за котлом:
 - газ: 295°С,
9. Расчётное КПД:
 - газ: 90 %,
 - мазут: 89 %.

При летнем режиме горячее водоснабжение и пароснабжение потребителей будет обеспечено двумя котлами, второй котел будет загружен на 68 % (0,68 т/ч), при этом один котёл находится в резерве и в случае выхода из строя работающего котла его можно использовать для пароснабжения потребителей. При режиме наиболее холодного месяца в работе находятся три котла, вырабатывая 2,468 т. пара в час.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.3 Расчет и выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы

Питательные насосы

Питание котлов водой должно быть надёжным. При снижении уровня воды ниже допустимых пределов кипяtilьные трубы могут оголиться и перегреться, что в свою очередь может привести к взрыву котла.

Для питания котлов устанавливают не менее двух насосов, из которых один должен быть с электроприводом, а другой – с паровым приводом. Производительность одного насоса с электроприводом должна составлять не менее 110 % номинальной производительности всех рабочих котлов. При установке нескольких насосов с электроприводами их общая производительность должна составлять также не менее 110 %.

Производительность насосов с паровым приводом должна быть не менее 50 % номинальной производительности котлов. Можно устанавливать все питательные насосы только с паровым приводом, а при двух или нескольких источниках питания электроэнергией – только с электрическим приводом. Насосы с паровым приводом потребляют от 3 до 5 % вырабатываемого пара, поэтому их используют как резервные.

Выхлопной пар поршневого прямодействующего насоса удаляется в атмосферу. Если этим паром подогревают воду в особом теплообменнике, то конденсат выбрасывают. В котёл его возвращать нельзя, так как он загрязнён маслом, а плёнка масла на трубках ухудшает теплопередачу. В крупных установках используют паротурбонасосы, конденсат их выходного пара маслом не загрязнён, поэтому его можно направлять в котёл. Инжекторы для питания котлов в отопительно-производственных котельных непригодны, так как они плохо засасывают горячую воду.

Производительность насосов определяется по формуле, т/ч:

$$G_{п.н.} = D_{макс} * k \quad [3] \text{ стр. 71 (20)}$$

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

k – коэффициент запаса (1,1 для насосов с электроприводом и 0,5 с паровым приводом).

$D_{\text{макс}}$ – максимальный расход питательной воды, т/ч,

$$D_{\text{макс}} = D_{\text{к}} + G_{\text{п.р.}} \quad [3] \text{ стр. 73 (21)}$$

$D_{\text{к}}$ – расход пара при номинальной нагрузке, т/ч,

$G_{\text{п.р.}}$ – количество продувочной воды при номинальной нагрузке, т/ч,

$$D_{\text{макс}} = 2,657 + 0,082 = 2,739 \text{ Т/ч,}$$

$$G_{\text{п.р.}} = 2,739 * 1,1 = 3,01 \text{ Т/ч.}$$

Номинальная подача одного питательного насоса = $3,01/3 = 1$ т/ч.

В котельной должны быть установлены три питательных насоса НГ 1,6/1,6, запитанных от разных источников электроэнергии.

Технические характеристики насоса НГ 1,6/1,6:

1. Номинальная подача: 1,6 м³/ч.
2. Напор насоса при номинальной подаче: 1,6 кгс/см²,
3. Электродвигатель:
 - мощность: 1,5 кВт,
 - частота: 1370 об/мин,
4. Габаритные размеры: 480x260x300 мм,
5. Масса: 19,5 кг.

Конденсатный насос

Производительность конденсатного насоса равна часовому расходу конденсата от технологического потребителя. К этому расходу следует прибавить расход конденсата от сетевого подогревателя отопления, так как в случаи повышения жёсткости конденсат сбрасывают в конденсатный бак на нужды ГВС. Повышение жёсткости может быть вызвано разрывом нескольких латунных трубок в самом подогревателе и вследствие чего

						ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			5

попадания сетевой воды с довольно большой жёсткостью ($0,7 \div 1,5$ мг-экв/кг) в конденсат.

$$G_{к.л.} = G_k^m + D_{н.с.в.} = 0,48 + 0,922 = 1,4 \text{ т/ч.} \quad [3] \text{ стр. 77 (22)}$$

Напор конденсатного насоса определяется геодезической заразностью конденсатного насоса и бака подпиточной воды, а также сопротивлением сети (всасывающих и нагнетательных линий).

В котельной установлен один конденсатный насос марки Кс – 1,5 – 4. Данный насос установлен на нулевой отметке и подаёт конденсат в бак подпиточной воды установленный на нулевой отметке.

Техническая характеристика насоса Кс – 1,5 – 1,5:

1. Производительность: $1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$,
2. Напор: 4 м. вод. ст.,
3. Электродвигатель:
 - мощность: 2,2 кВт,
 - частота: 2900 об/мин,
4. Габаритные размеры: 420x250x300 мм,
5. Масса: 18 кг.

Сетевой насос системы отопления и вентиляции

Этот насос служит для циркуляции воды в тепловой сети. Его выбирают по расходу сетевой воды из расчёта тепловой схемы. Сетевые насосы устанавливаются на обратной линии тепловой сети, где температура сетевой воды не превышает $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$G_{с.н.} = 19,8 \text{ т/ч}$$

Согласно правилам Госгортехнадзора РФ, в котельной должно быть установлено не менее 2-х сетевых насосов.

Напор, развиваемый сетевым насосом выбирается в зависимости от требуемого напора у потребителя и сопротивлением сети.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В котельной должно быть установлено два сетевых насоса марки К50-50-125, запитанные от разных источников электроэнергии, один из которых резервный.

Техническая характеристика насоса К50-50-125:

1. Производительность: 25 м³/ч,
2. Напор: 40 м. вод. ст.,
3. Электродвигатель:
 - мощность: 2,2 кВт,
 - частота: 3000 об/мин,
4. Масса: 1200 кг,
5. Габаритные размеры: 792х324х336 мм.

Подпиточный насос

Предназначены для восполнения утечки воды из системы теплоснабжения, количество воды необходимое для покрытия утечек определяется в расчёте тепловой схемы. Производительность подпиточных насосов выбирается равной удвоенной величине полученного количества воды для восполнения возможной аварийной подпитки:

$$G_{под.п.} = 2 \cdot G_{ут.} = 0,008 \text{ Т/ч} \quad [3] \text{ стр. 78 (23)}$$

Необходимый напор подпиточных насосов определяется давлением воды в обратной магистрали и сопротивлением трубопроводов и арматуры на линии подпитки, число подпиточных насосов должно быть не менее 2-х, один из которых резервный.

В котельной должно быть установлено три подпиточных насоса марки ВК-0,5/16К, один из которых резервный. Насосы установлены на нулевой отметке и подают подпиточную воду из бака подпиточной воды в обратную линию тепловой сети.

Техническая характеристика насоса ВК-0,5/16К:

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1. Производительность: 0,8 м³/ч,
2. Напор: 18 м. вод. ст.,
3. Электродвигатель:
 - мощность: 0,55кВт,
 - частота: 2700 об/мин,
4. Масса: 8 кг.

Циркуляционный насос ГВС

Служит для подачи требуемого расхода и обеспечения требуемого напора горячей воды у потребителя. Его выбирают по расходу горячей воды и необходимому напору:

$$G_{г.в.} = 3,44 \text{ т/ч}$$

В котельной должно быть установлено два насоса ГВС марки К8/18, один из которых резервный. Насос установлен на нулевой отметке и подаёт сырую воду из бака горячей воды в пароводяные теплообменники.

Техническая характеристика насоса К8/18:

1. Производительность: 8 м³/ч,
2. Напор: 18 м. вод. ст.,
3. Электродвигатель:
 - мощность: 2,2 кВт,
 - частота: 3000 об/мин,
4. Габаритные размеры: 764x257x310 мм,
5. Масса: 61 кг.

Насос сырой воды

Служит для подачи хим. очищенной воды в бак подпиточной воды. Производительность насоса определяют из расчёта тепловой схемы: $G_{с.в.} = 5,13$ т/ч

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В котельной должен быть установлен один насос сырой воды марки К8/18. Данный насос расположен на отметке 0,000 и установлен на линии подачи воды из ХВО.

Техническая характеристика насоса К8/18 дана выше.

Водоподогреватели

Подогреватель сетевой воды для нужд отопления и вентиляции

Предназначен для подогрева паром сетевой воды до требуемой температуры. Теплообмен происходит в латунных трубках, в которых протекает нагреваемая среда.

В котельной должно быть установлено два пароводяных подогревателя горячего водоснабжения марки ПП 2-6-2 II (с плоским дном), один подогреватель является резервным.

Техническая характеристика подогревателя ПП 2-6-2 II:

Площадь поверхности нагрева: 6,3 м²,

Диаметр корпуса: 325 мм,

Количество трубок: 68 шт.,

Длина трубок: 2000 мм,

Длина подогревателя: 2550 мм,

Давление греющего пара: 0,7 МПа,

Число ходов по воде: 2 шт.,

Тепловая производительность номинальная: 0,538 Гкал/ч

Расход воды номинальный: 29,2 т/ч

Масса: 380 кг.

Подогреватель системы ГВС

Предназначен для нагревания воды, которая направляется для нужд ГВС. Теплообмен происходит в латунных трубках, в которых протекает нагреваемая среда.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В котельной должна быть установлена пара пароводяных подогревателей ГВС марки ПП 2-6-2 II (с плоским дном), один из них является резервным.

Техническая характеристика подогревателя ПП 2-6-2 II дана выше.

Расчет и подбор теплообменного оборудования для приготовления горячей воды.

Тепловой расчет пароводяного водоподогревателя

Исходные данные:

- Температура греющего пара при давлении 0,6 МПа $T_1=140^{\circ}\text{C}$
- Температура нагреваемой воды на входе в подогреватель

$$t_2 = 16,86^{\circ}\text{C};$$

- Температура нагреваемой воды на выходе из подогревателя

$$t_1 = 55^{\circ}\text{C};$$

1. Количество теплоты расходуемое в подогревателе

$$Q = 0,023 \cdot 4190 \cdot (55 - 16,86) \cdot 10^{-3} = 3,676 \text{ кВт} \quad [18] \text{ стр. 6 (51)}$$

где $G_1 = 0,083 = 0,023 \text{ т/ч} = 0,023 \text{ кг/с}$ – расход нагреваемой воды.

2. В качестве пароводяного подогревателя принят подогреватель ПП 2-6-2 II.

Техническая характеристика подогревателя ПП 2-6-2 II:

Площадь поверхности нагрева: $6,3 \text{ м}^2$,

Диаметр корпуса: $d_H = 325 \text{ мм}$, $d_{BH} = 314 \text{ мм}$,

Количество трубок: 68 шт.,

Диаметр латунных трубок 16мм,

Длина трубок: 2000 мм,

Длина подогревателя: 2550 мм,

Давление греющего пара: 0,6 МПа,

Приведенное количество трубок в вертикальном ряду $Z_{пр}=8$ шт.

Площадь живого сечения межтрубного пространства $f_{мтр}=0,102 \text{ м}^2$

Число ходов по воде: 2 шт.,

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Сумма коэффициентов местных сопротивлений для двухходового пароводяного подогревателя марки ПП 2-6-2 П будет составлять $\sum f = 9,5$

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.4 Определение диаметров и типоразмеров основных магистральных трубопроводов

Определение диаметров трубопроводов проводим по таблице для гидравлического расчета трубопроводов (8).

Паропровод

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4D_{\text{ном}}}{\pi \rho l}} = \sqrt{\frac{4 * 1,6}{25 * 21,3 * 3,14}} = 0,062 \text{ м}, \quad [8] \text{ стр. 65 (24)}$$

подбираем самый близкий диаметр в сторону увеличения:

$$d_{\text{вн}} \times s - 76 \times 3,5 \text{ мм};$$

Остальные трубопроводы рассчитаны по той же схеме.

Питательный трубопровод

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4G_{\text{ном}}}{\pi \rho l}} = \sqrt{\frac{4 * 0,355}{20 * 9,83 * 3,14}} = 0,048 \text{ м}, \quad [8] \text{ стр. 65 (25)}$$

$$d_{\text{вн}} \times s, \text{ мм} - 50 \times 2,5;$$

Трубопроводы системы отопления и вентиляции

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4G_{\text{ном}}}{\pi \rho l}} = \sqrt{\frac{4 * 0,42}{25 * 9,83 * 3,14}} = 0,052$$

$$d_{\text{вн}} \times s, \text{ мм} - 57 \times 2,5;$$

Трубопровод системы горячего водоснабжения

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4G_{\text{ном}}}{\pi \rho l}} = \sqrt{\frac{4 * 0,198}{25 * 9,83 * 3,14}} = 0,035$$

$$d_{\text{вн}} \times s, \text{ мм} - 44,5 \times 2,5.$$

2.5 Определение часового и годового расхода топлива котлов

Часовой расход топлива, определяется по формуле, м³/ч:

$$B = \frac{D_{\text{расч.}} \cdot \Delta i + G_{\text{пр.}} \cdot i_{\text{пр.}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{к}}} \quad [9] \text{ стр. 180 (26)}$$

$D_{\text{расч.}}$ – максимальный часовой расход пара вырабатываемый котлом, кг/ч,

$$D_{\text{расч}} = 2657 \text{ кг/ч.}$$

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$G_{\text{пр}}$ – максимальный часовой расход продувочной воды, кг/ч,

$$G_{\text{пр}} = D_{\text{расч}} \cdot 0,01 \cdot \rho_{\text{пр}} = 2657 \cdot 0,01 \cdot 3 = 79,71 \text{ кг/ч [9] стр. 181 (27)}$$

$\rho_{\text{пр}}$ – процент на периодическую продувку, %,

Δi – разность энтальпий между питательной водой и вырабатываемым паром, ккал/кг:

$$\Delta i = i_{\text{п}} - i_{\text{п.в.}} = 661,6 - 104,4 = 557,2 \text{ ккал/кг. [9] стр. 181 (28)}$$

$i_{\text{п}}$ – энтальпия насыщенного пара, ккал/кг,

$i_{\text{п.в.}}$ – энтальпия питательной воды, ккал/кг,

$i_{\text{пр}}$ – энтальпия котловой воды, ккал/кг,

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ – низшая теплота сгорания топлива, ккал/м³,

$\eta_{\text{к}}$ – КПД котла,

$$B = \frac{2657 \cdot 557,2 + 79,71 \cdot 171,9}{8550 \cdot 0,9} = 194,176 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Годовой расход топлива, определяется по формуле, м³/год:

$$B^{\text{год.}} = \frac{D_{\text{расч.}}^{\text{год.}} \cdot \Delta i + G_{\text{пр.}}^{\text{год.}} \cdot i_{\text{пр.}}}{Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{к}}} \quad [9] \text{ стр. 182 (29)}$$

$D_{\text{расч.}}^{\text{год.}}$ – расчётный годовой расход пара, кг/год:

$$D_{\text{расч.}}^{\text{год.}} = D_{\text{п.с.в.}}^{\text{год.}} + D_{\text{п.г.в.}}^{\text{год.}} + D_{\text{т}}^{\text{год.}} + D_{\text{д}}^{\text{год.}} + D_{\text{пот.}}^{\text{год.}} \quad [9] \text{ стр. 182 (30)}$$

$D_{\text{п.с.в.}}^{\text{год.}}$ – годовой расход пара на подогреватель сетевой воды, кг/год:

$$D_{\text{п.с.в.}}^{\text{год.}} = D_{\text{п.с.в.}} \cdot \frac{(t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.от.}})}{(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}})} \cdot 24 \cdot n_0 \quad [9] \text{ стр. 182 (31)}$$

$D_{\text{п.с.в.}}$ – максимальный расход пара на подогреватель сетевой воды, кг/ч,

$t_{\text{вн}}$ – средняя внутренняя температура отапливаемых помещений, °С,

$t_{\text{н}}$ – расчетная температура наружного воздуха, °С,

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$t_{\text{ср.от}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С,

n_o – продолжительность отопительного периода,

$$D_{\text{п.с.в.}}^{\text{год.}} = 922 \cdot \frac{(18 + 5,9)}{(18 + 37)} \cdot 24 \cdot 213 = 2048127,44 \text{ кг/год.}$$

$D_{\text{п.г.в.}}^{\text{год.}}$ – годовой расход пара на подогреватель горячей воды, кг/год:

$$D_{\text{п.г.в.}}^{\text{год.}} = D_{\text{п.г.в.}}^{\text{м.з.}} \cdot 24 \cdot n_o + D_{\text{п.г.в.}}^{\text{л.}} \cdot 24 \cdot (n_{\text{г.в.}} - n_o) \quad [9] \text{ стр. 183}$$

(32)

$D_{\text{п.г.в.}}^{\text{м.з.}}$ – расход пара на подогреватель горячей воды в максимально-зимний период, кг/ч,

$D_{\text{п.г.в.}}^{\text{л.}}$ – расход пара на подогреватель горячей воды в летний период, кг/ч,

$n_{\text{г.в.}}$ – число дней в году работы системы горячего водоснабжения

(350),

$$D_{\text{п.г.в.}}^{\text{год.}} = 83 \cdot 24 \cdot 213 + 48 \cdot 24 \cdot (350 - 213) = 582120 \text{ кг/год.}$$

$D_{\text{т}}^{\text{год.}}$ – годовой расход пара на производство, кг/год:

$$D_{\text{т}}^{\text{год.}} = D_{\text{т}} \cdot 24 \cdot 365 = 2605 \cdot 24 \cdot 365 = 22819800 \text{ кг/год.}$$

$D_{\text{пот.}}^{\text{год.}}$ – годовые потери пара, кг/год:

$$D_{\text{пот.}}^{\text{год.}} = (D_{\text{т}}^{\text{год.}} + D_{\text{п.с.в.}}^{\text{год.}} + D_{\text{п.г.в.}}^{\text{год.}} + D) \cdot 0,01 \cdot K_{\text{пот.}} \quad [9] \text{ стр. 183 (33)}$$

$K_{\text{пот.}}$ – потери пара у потребителя, %.

$$D_{\text{пот.}}^{\text{год.}} = (2048127,44 + 582120 + 22819800) \cdot 0,01 \cdot 2 = 509001 \text{ кг/год.}$$

$$D_{\text{расч.}}^{\text{год.}} = 2048127,44 + 582120 + 22819800 + 509001 = 25959048,44 \text{ кг/год.}$$

$$G_{\text{пр.}}^{\text{год.}} = D_{\text{расч.}}^{\text{год.}} \cdot 0,01 \cdot \rho_{\text{пр.}} = 25959048,44 \cdot 0,01 \cdot 2 = 519181 \text{ кг/год.}$$

$$B^{\text{год.}} = \frac{25959048,44 \cdot 557,2 + 519181 \cdot 171,9}{8550 \cdot 0,9} = 1891309,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

2.6 Выбор схемы топливоснабжения и ее оборудования

В качестве основного вида топлива в производственно-отопительной котельной в п. Инзер использован природный газ газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород».

Газоснабжение котельной осуществляется через ГРУ, установленный на нулевой отметке в котельной. Входное давления газа на ГРУ составляет 0,6 МПа. Горелка котла снабжается газом от ГРУ низкого давления (необходимое давление газа перед горелкой 0,0038 МПа, 380 кгс/м²).

ГРУ – газораспределительный узел для автоматического снижения и поддержания давления газа на заданном уровне.

Функции ГРУ:

1. Снижение давления до заданных параметров,
2. Поддержание в автоматическом режиме этого давления на выходе из ГРУ,
3. Отключение и прекращение подачи газа при давлениях превышающих заданные параметры,
4. Отчистка газа от существенных механических примесей.
5. Учёт расхода газа.

В комплект ГРУ входят:

1. Фильтр газовый – для очистки газа от механических примесей (пыли, окалины, грязи).

Очистка газа необходимо для того, чтобы предотвратить стирание уплотняющих поверхностей запорных устройств, острых кромок измерительных диафрагм, импульсных трубок и дросселей от загрязнения.

Степень чистоты фильтра характеризуется перепадом давления, которое в процессе эксплуатации не должно превышать заданных параметров.

2. Предохранительно-запорный клапан (ПЗК) – для полного автоматического отключения подачи газа при повышении или понижении давления газа за регулятором на 25 %.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

На верхнюю заданную границу давления клапан настраивается сжатием пружины верхней границы, а на нижнюю – сжатием пружины нижней границы.

Клапан установлен после фильтра перед регулятором.

3. Регулятор давления – для обеспечения автоматического снижения давления газа и поддержания его значения на определённом уровне независимо от изменения и колебания давления во входном газопроводе.

По требованию правил “Безопасности в газовом хозяйстве” колебание давления за регулятором не должно превышать 10 % от заданного значения.

В роли регулятора в котельной использован пилотный регулятор РДУК-2 (регулятор давления универсальный Казанцева). Для получения давления после регулятора 0,0038 МПа использован пилот КН-2.

Для получения необходимого давления после регулятора нужно:

- для повышения давления – стакан пилота вкручивать;
- для уменьшения давления – стакан пилота выкручивать.

4. Предохранительно-сбросной клапан (ПСК) – для сброса некоторого количества газа в атмосферу при возможных кратковременных повышениях давления (на 10 % от рабочего) за регулятором, во избежание отключения газа на котельную предохранительно-запорным клапаном (ПЗК). Регулирование ПСК на срабатывание производится регулировочным болтом.

5. Байпас – обводной газопровод для подачи по нему газа во время ревизии или ремонта оснащения ГРУ.

6. Сбросные и продувочные линии – для сброса газа в атмосферу от предохранительно сбросного клапана и продувки газопроводов и оснащения от освобождения их в необходимых случаях от воздуха или газа.

7. Измерительные приборы – манометры показывающие, для измерения давления к фильтру, регулятора и за ними; термометры для измерения температуры газа.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

8. Импульсные трубки – для соединения отдельных элементов оснащения между собой с контролируемыми точками газопроводов, а также для присоединения средств измерения к газопроводам в контролируемых точках.

9. Узел учёта – для учёта затрат газа.

Учёт затраты газа в котельной производится самопишущим устройством, который получает импульс от дифференциального манометра. Дифманометр, в свою очередь берёт импульсы от сужающего устройства – диафрагмы.

Принцип работы дифманометра основан на изменении перепада давления до, и после диафрагмы и дальнейшей фиксации этого перепада на самописце. Диафрагма представляет из себя кольцо из высокопрочной стали, тщательно обработанной кромкой внутреннего кольца – чтобы не создавать значительного местного сопротивления. Диаметр внутреннего кольца меньше диаметра проходной трубы, поэтому в этом месте создаётся дроссельный эффект, т.е. сужение диаметра прохода приводит к увеличению скорости потока, в результате чего за диафрагмой понижается давление и поскольку данное сужающие отверстия при определённом входном давлении может пропустить только определённое количество газа, значит и снижение давления за диафрагмой будет строго дозированным. Каждому значению входного давления соответствует своё определённое снижение давления – этому соответствует определённый расход. ΔP фиксируется на дифманометре, который снабжён самописцем.

Внутренние газопроводы в котельной проложены открыто, ответвления к котлам имеют по два отключающих устройства одно из которых установлено непосредственно у газовых горелок.

Котельная снабжена системами автоматики безопасности СА – ГВК, которые обеспечиваю контроль за горением газа и нормативного функционирование производственных процессов.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Газогорелочные устройства.

На котлах установлены газовые горелки марки Г – 1,0К работающие на низком давлении газа.

Номинальный расход газа = 100 м³/ч.

Газогорелочное устройство Г – 1,0К предназначено для сжигания природного газа. Горелка состоит из газоздушнoй части, лопаточных завихрителей первичного и вторичного воздуха, монтажной. Закрутка воздуха в горелке обоими регистрами производится в одну сторону. Стабилизатором пламени служит конический керамический туннель.

Розжиг горелки производят при закрытых воздушных шиберах: плавно открывают запорное устройство на газопроводе, после воспламенения газа — шибер первичного воздуха, а затем с помощью шибера вторичного воздуха и регулирующего устройства на газопроводе устанавливают заданный режим. Во избежание срыва факела при пуске тепловая мощность горелки не должна превышать 25—50 % от номинальной, а давление газа должно быть больше давления вторичного воздуха. Угол раскрытия факела 67—75 °С.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

2.7 Расчет и выбор тягодутьевых устройств

Подача воздуха осуществляется вентилятором, а удаление газов дымососом.

Дымососы работают в более тяжёлых условиях, чем вентиляторы, т.к. они отсасывают газы с более высокой температурой, чем воздух (до 250 °С). Поэтому в дымососах предусматривают водяное охлаждение подшипников и более прочное исполнение лопаток и кожуха.

Дымовая труба – кирпичная, высота 30 м, диаметр верха трубы 300 мм.

Часовая производительность одного дымососа равна:

$$V_{\text{дым.}} = \frac{1.1 \cdot B \cdot V_r \cdot (t_r + 273)}{273} \quad [9] \text{ стр. 197 (34)}$$

B – часовой расход топлива одного котла при номинальной паропроизводительности, кг/ч;

$$B = \frac{D_{\text{расч.}} \cdot \Delta i + G_{\text{пр.}} \cdot i_{\text{пр.}}}{Q_{\text{п}}^p \cdot \eta_k} \quad [9] \text{ стр. 197 (35)}$$

$D_{\text{расч.}}$ – номинальный часовой расход пара, вырабатываемый котлом, кг/ч,

$G_{\text{пр.}}$ – часовой расход продувочной воды при номинальной паропроизводительности, кг/ч,

$$G_{\text{пр.}} = D_{\text{расч.}} \cdot 0,01 \cdot \rho_{\text{пр.}} = 1000 \cdot 0,01 \cdot 3 = 30 \text{ кг/ч} \quad [9] \text{ стр. 197 (36)}$$

$\rho_{\text{пр.}}$ – процент на периодическую продувку, %,

Δi – разность энтальпий между питательной водой и вырабатываемым паром, ккал/кг:

$$\Delta i = i_n - i_{n.в.} = 661,6 - 104,4 = 557,2 \text{ ккал/кг.}$$

$i_{\text{п}}$ – энтальпия насыщенного пара, ккал/кг,

$i_{\text{п.в.}}$ – энтальпия питательной воды, ккал/кг,

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$i_{пр.}$ – энтальпия котловой воды, ккал/кг,

$Q_{н}^p$ – низшая теплота сгорания топлива, ккал/м³,

η_k – КПД котла,

$$B = \frac{1000 \cdot 557,2 + 30 \cdot 171,9}{8550 \cdot 0,9} = 73,1 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

V_r – объём дымовых газов перед дымососом;

$$V_r = V_o' + (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_o \quad [9] \text{ стр. 197 (37)}$$

α_{yx} – коэффициент присосов воздуха;

V_o' – теоретический объём дымовых газов;

V_o – теоретически необходимый объём воздуха;

$$V_r = 10,65 + (1,1 - 1) \cdot 9,49 = 11,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$V_{дым.} = \frac{1,1 \cdot 73,1 \cdot 11,6 \cdot (295 + 273)}{273} = 1940,7 \text{ м}^3$$

В котельной будут установлены 3 дымососа марки Д-3,5м-1500.

Технические характеристики дымососа Д-3,5м-1500:

Производительность: 4300 м³/ч;

Мощность двигателя: 3 кВт;

Давление: 450 даПа;

Габаритные размеры: 692x585x690 мм;

Масса: 100 кг.

Часовая производительность одного вентилятора равна:

$$V_{вен.} = \frac{1,1 \cdot \alpha_r \cdot V_o \cdot B \cdot (t_v + 273)}{273} \quad [9] \text{ стр. 198 (38)}$$

α_r – коэффициент избытка воздуха в топке;

t_v – температура воздуха перед вентилятором;

$$V_{вен.} = \frac{1,1 \cdot 1,05 \cdot 73,1 \cdot 9,49 \cdot (20 + 273)}{273} = 860 \text{ м}^3$$

В котельной будут установлены 3 вентилятора марки ВД-2,8-1500.

Технические характеристики вентилятора ВД-2,8-1500:

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Производительность: 1300 м³/ч;

Мощность двигателя: 3 кВт;

Потребляемая мощность: 0,4 кВт;

Габаритные размеры: 500x525x580 мм;

Масса: 65 кг.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.8 Мероприятия по охране окружающей среды

2.8.1 Расчет выбросов токсичных веществ в атмосферу

Продукты сгорания, расчет оказывают определяющее влияние на энергетические и экологические показатели различных теплотехнических установок.

Однако помимо этих продуктов при сгорании образуется и ряд других [веществ](#), которые вследствие их малого количества не учитываются в энергетических расчетах, но определяют экологические показатели топок, [печей](#), тепловых двигателей и других устройств современной теплотехники.

В первую очередь к числу экологически вредных продуктов сгорания следует отнести так называемые токсичные [газы](#).

Токсичными называют [вещества](#), оказывающие негативные воздействия на [организм](#) человека и [окружающую среду](#). Основными токсичными [веществами](#) являются [оксиды азота](#) (NO_x), [оксид углерода](#) (CO).

[Оксиды азота](#). При сгорании [топлив](#) главным образом образуется [оксид азота](#) NO , который затем в [атмосфере](#) окисляется до NO_2 .

Образование NO увеличивается с ростом [температуры газов](#) и [концентрации кислорода](#) и не зависит от углеводородного состава [топлива](#).

Находящийся в [атмосфере](#) NO_2 представляет собой [газ](#) красновато-бурого цвета, обладающий в больших [концентрациях](#) удушливым запахом. NO_2 оказывает негативное воздействие на слизистые оболочки глаз и

[Оксид углерода](#) (CO) образуется во время сгорания при недостатке [кислорода](#) или при [диссоциации](#) CO_2 . Основное влияние на образование CO оказывает состав смеси: чем она богаче, тем выше [концентрация](#) CO .

[Оксид углерода](#) - бесцветный и не имеющий запаха [газ](#). При вдыхании вместе с [воздухом](#) он интенсивно соединяется с [гемоглобином](#) крови, что уменьшает ее способность к снабжению [организма кислородом](#). Симптомы

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

отравления организма газом CO: головная боль, сердцебиение, затруднение дыхания и тошнота.

Расчет выбросов окиси углерода

$$M_{CO} = 0,001C_{00}B(1 - \frac{q_4}{100}), \quad [10] \text{ стр. 15}$$

(39)

где C_{00} – выход окиси углерода при сжигании 1 т топлива, кг/т,

определяется по формуле: $C_{00} = \frac{q_3 R Q_H^P}{1013}$, где R – коэффициент для природного газа = 0,5; $Q_H^P = 35590$ кг/м³; $q_4 = 0$; $q_3 = 0,5$.

$$C_{00} = \frac{0,5 * 0,5 * 35590}{1013} = 8,78, \quad M_{CO} = 0,001 * 8,78 * 194,176 * (1 - \frac{0}{100}) = 1,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчет выбросов окислов азота

$$M_{NO_2} = 0,001BQ_H^P K_{NO_2} (1 - \beta)(1 - \frac{q_4}{100}), \quad [10] \text{ стр. 15}$$

(40)

где K_{NO_2} - количество окислов азота = 0,05; β - коэффициент,

учитывающий степень сжигания выбросов азота, для малых котлов = 0.

$$M_{NO_2} = 0,001 * 194,176 * 35,59 * 0,05 * (1 - 0)(1 - \frac{0}{100}) = 0,35 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбросы SO₂ для природного газа принято считать равными 0.

Расчет объема дымовых газов без влаги при нормальных условиях

$$V_r^H = \alpha V_0^H, \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad [10] \text{ стр. 15 (41)}$$

где $V_0^H = \frac{1,12 Q_H^P}{1000} = \frac{1,12 * 8500}{1000} = 9,52$, где Q_H^R ккал/м³.

$$V_r^H = 1,27 * 9,52 = 12,09 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Расчет объемной концентрации

$$C_{обi} = \frac{22,4 M_i}{B \mu_i V_r^H} 10^6; \quad [10] \text{ стр. 16 (42)}$$

$$C_{обCO} = \frac{22,4 * 1,7}{194,176 * 28 * 12,09} 10^6 = 579,318;$$

$$C_{обNO_2} = \frac{22,4 * 0,35}{194,176 * 46 * 12,09} 10^6 = 72,6.$$

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						

2.8.2 Расчет и выбор дымовой трубы

В котельных обычно устанавливают железобетонные, кирпичные и металлические одноствольные трубы с вентиляционным зазором.

Согласно НТП устанавливают одну трубу на три котла.

Расчёту подлежат высота и диаметр устья трубы. Высота зависит от объема дымовых газов и от концентрации в них SO_2 и NO_x .

Высота трубы:

$$H = P_n \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \left(\frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{M_{NO_x}}{ПДК_{NO_x}} \right)} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_{CEK} \cdot \Delta T}}, \text{ м, [10] стр. 24 (43)}$$

где:

P_n - коэффициент, зависящий от конструкции трубы. Для одноствольных труб $P_n=1$;

A - коэффициент, зависящий от географического положения котельной = 200;

F - коэффициент, учитывающий скорость осаждения токсичных выбросов. $F_{SO_2, NO_x} = 1$;

m - коэффициент, зависящий от скорости выброса дымовых газов из устья. $W_{opt.} = 3,04$ м/с (скорость выбросов дымовых газов), тогда $m=0,85$;

$V_{CEK.}$ - секундный расход дымовых газов, м³/с:

$$V_{CEK.} = \frac{12,09 * 73,1 * 2}{3600} = 0,49 \text{ м}^3/\text{с}; \quad [10] \text{ стр. 25}$$

(44)

n_k - количество котлов на трубу. $n_k = 2$

ΔT - разность между температурой уходящих газов и средней температурой самого жаркого месяца в полдень

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

$$\Delta T = V_{yx} - t_{ж.м} \quad [10] \text{ стр. 25 (45)}$$

$t_{ж.м}$ - температура самого жаркого месяца в полдень

$$\Delta T = 120 - 24,2 = 95,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

n – коэффициент, зависящий от параметра u_M

$$u_M = 0,63 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{сек.} \cdot \Delta T}{h}} \quad [10] \text{ стр. 26 (46)}$$

h – предварительно принятая высота трубы

$$h = 30 \text{ м}$$

$$u_M = 0,63 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,49 \cdot 95,8}{30}} = 0,73; \quad n = 3 \text{ N} - \text{ количество дымовых труб.}$$

В соответствии с НТП $N = 3$

$$ПДК_{NOx} = 0,035 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$ПДК_{CO} = 0,21 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$V_{сек.}$ - секундный расход топлива.

$$V_{сек.} = \frac{B \cdot 2}{3600} \text{ м}^3/\text{с} \quad [10] \text{ стр. 27 (47)}$$

$$V_{сек.} = \frac{73,1 \cdot 2}{3600} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$K = \frac{12D}{200 + D} \quad [10] \text{ стр. 27 (48)}$$

где D – паропроизводительность одного котла, т/ч;

$$K = \frac{12 \cdot 1}{200 + 1} = 0,06$$

$Q_H^P = 35,59 \text{ МДж/кг}$ – низшая теплота сгорания топлива;

$$1 \cdot \sqrt{200 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot \left(\frac{0,64}{0,21} + \frac{0,13}{0,035} \right)} \cdot \sqrt[3]{\frac{3}{0,49 \cdot 95,8}} = 21 \text{ м} \quad [10] \text{ стр. 27 (49)}$$

$$h = 21 \text{ м}$$

Диаметр устья:

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$D_v = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{CEK.}}{W \cdot N \cdot \pi}} \text{ м}$$

[10] стр. 27 (50)

где:

$V_{CEK.}$; N ; W – смотри выше.

$$D_v = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,49}{3,04 \cdot 3 \cdot 3,14}} = 0,345 \text{ м}$$

В соответствии с рекомендациями выбирается кирпичная труба:

$H = 21 \text{ м}$; $D_v = 0,345 \text{ м}$

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.9 Перечень средств автоматизации, защиты и контроля

Таблица 2 – Данные об основной аппаратуре для измерения, управления, сигнализации, регулирования и автоматической защиты.

Наименование	Кол-во	Тип (марка)	ГОСТ (ТУ)
Система автоматизации в составе:	1 компл.	СА-ГВК	ТУ 4389-007-50802029-01
блок управления и сигнализации	1	БУС-8	1896.01.00.000
блок коммутационной аппаратуры	1	БКА-5	1896.02.00.000
датчик пламени	1	ДПУ	0991.04.00.000
блок электрического поджига	1	БЭП-1	ВГЗ.246.249 ТУ
Сигнализатор уровня воды	1	СУВ-4Э-1Р	ТУ 4218-006-50802029-01
Сигнализатор горючих газов	1	СГГ6М-П10	ИБЯЛ. 413531.008 ТУ-2001
Сигнализатор СО	1	СОЮЗ-В	КНРД. 413411.011 ТУ
Клапан электромагнитный:			
Ду 65, ~ 220 В	3	ВН 1/2 Н-0,5	ТУ РБ 05708554.023-97
Ду 40, ~ 220 В	1	ВН 1/2 Н-1К фл.	
Ду 20, ~ 220 В	1	ВН 3/4 Н-4	
Электромагнит ~ 220 В, 50 Гц	1	ЭМ 33-41111-20-У3	ТУ 16-729-393-83
Датчик-реле напора и тяги	1	ДНТ-1	ТУ-25-02.160.217-83Е
Датчик-реле напора	1	ДН-6	ТУ-25-02.160.217-83Е
	2	ДН-2,5	
Манометр сигнализирующий	2	ДМ 2005Cr-1,6МПа-IV	ТУ 25-7329.004-90
Сирена сигнальная	1	СС-1 У5	ТУ 25-05-1044-76
Напоромер 0-2,5кПа	2	НМП-52-М2-У3	ТУ 25-7305.014-90
Тягонапоромер 0,3 ÷ 0 ÷ 0,3 кПа	1	ТНМП-52-М2-У3	ТУ 25-7305.014-90
Напоромер 0-10 кПа	1	НМП-52-М2-У3	ТУ 25-7305.014-90

Автоматика регулирования.

Автоматика регулирования СА-ГВК предназначена для регулирования параметров технологического процесса котлоагрегатов. Каждый автоматический регулятор имеет: датчик (первичный прибор); регулирующий прибор (усилитель); исполнительный механизм; регулирующий орган.

Схема включает регулирующий прибор, в который поступает сигнал от датчика регулируемой величины. Датчик первичный прибор, который

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	ДП Т042 Г964 ПЗ					

поступает на ДМ. Сигнал от дифференциально-трансформаторной катушки ДМ поступает на регулирующий прибор (Р.25), где сравнивается с заданным и в случае неравенства этих сигналов даёт команду исполнительному механизму (ИМ) на открытие или закрытие регулирующего клапана (РО), установленного на питательной линии парового котла.

Автоматика регулирования проверяется ежемесячно. Для проверки работы регуляторов необходимо:

1. зафиксировать по прибору на щите котла значение регулируемого параметра;
2. перевести режим работы регулятора из положения «автомат» на ручное управление;
3. тумблером в сторону «больше» или «меньше» изменить значение параметра (не более чем на 10 %);
4. вернуть переключатель режима работы регулятора в положение «автомат». Значение параметра по прибору должно восстановиться до начального.

Автоматика безопасности.

Действие автоматики безопасности должна приводить к отключению подачи газа к горелкам при отключении контролируемых параметров за пределы допустимых значений, а именно:

- повышение или понижение давления газа перед горелками;
- повышение давления воздуха перед горелками;
- понижение разряжения в топке;
- погашение факела горелок;
- повышение давления пара сверх рабочего;
- повышение или понижение уровня воды в барабане котла за допустимые пределы;
- неисправности звеньев защиты, включая исчезновение напряжения.

В систему защиты включено реле времени.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Датчиком давления пара в барабане является электроконтактный манометр. При замыкании электрического контакта стрелки прибора с неподвижным контактом происходит замыкание электрической цепи промежуточного реле, которое втянет три контакта и замкнёт в свою очередь цепи светового и звуковой сигнализации, а также цепь реле времени (при нормальной работе котла цепь реле времени обесточена). По истечении определённого времени, если оператор, перейдя с автоматического регулирования на дистанционное управление, не вывел данный контролируемый параметр из предаварийного состояния, через цепь реле времени пойдёт ток. При этом произойдёт размыкание контакта цепи, питающей электромагнитный клапан ЭПЗК. Подача газа на котёл при этом прекратится.

Датчиками контроля уровня в барабане являются два электрода (ВАУ и НАУ – соответственно высшего и низшего аварийного уровней), расположенные в уровнемерной колонке барабана. Электроды подсоединены к сигнализатору положения уровня СУВ, который электрически связан с промежуточным реле.

Датчиком разряжения в топке является ДНТ. Таким же датчиком является датчик давления воздуха.

При погасании факела, отключении дымососа или понижении давления газа перед горелкой произойдет немедленное отключение подачи газа на котёл. Так, например, при погасании факела разорвётся электрическая цепь между контрольным электродом КЭ и корпусом горелки. Датчик пламени ДПУ при этом разорвёт электрическую цепь промежуточного реле. При этом замкнутся два контакта в цепи световой и звуковой сигнализации, и разорвётся электрическая цепь питания электромагнитного клапана. Подача газа на котёл прекратится.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.10 Техника безопасности и пожарная профилактика

1. Основные сведения об организации эксплуатационного обслуживания котельных.

Основные принципы организации эксплуатации котельных заключаются в том, чтобы обеспечить надёжную, экономичную и безаварийную работу оборудования.

Для этого нужно:

- поручить обслуживание котельной обученному персоналу и периодически повышать его квалификацию;
- обеспечить обслуживающий персонал “производственной инструкцией по обслуживанию оборудования котельной” и другими служебными инструкциями;
- организовывать постоянный контроль работы всего оборудования котельной, создать систему технического учёта, отчётности и планирования работы;
- правильно использовать всё оборудование в наиболее экономичных режимах, поддерживая в исправности тепловую изоляцию горячих поверхностей нагрева и использовать другие меры для сохранности топлива, тепла и электроэнергии;
- составлять и точно выполнять годовые графики планово-предупредительного и капитального ремонтов всего оборудования котельной, имея необходимое количество запасных частей, ремонтных и вспомогательных материалов;
- вести постоянный контроль за исправным состоянием работающего оборудования и своевременно исправлять неисправности.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2. Права и обязанности оператора котельной.

Порядок допуска к обслуживанию котла.

К обслуживанию котлоагрегата могут быть допущены лица не моложе 18 лет, которые прошли медицинский осмотр, обученные по утверждённой программе для операторов и имеющие соответствующее удостоверение квалификационной комиссии учебно-курсового комбината о сдаче экзамена по этой программе, которые прошли инструктаж по охране труда и стажировку на рабочем месте.

Знания операторов проверяются не реже одного раза в год.

Оператор котельной должен хорошо знать:

- строение и работу котлоагрегатов и всего вспомогательного оборудования, которое он обслуживает;
- схемы газопроводов (мазутопроводов);
- конструкции газогорелочных устройств и границы их регулирования;
- правила безопасной эксплуатации котлоагрегатов на газовом (жидком) топливе и вспомогательного оборудования котельной;
- инструкции:
 - а) производственную по эксплуатации оборудования;
 - б) противопожарную;
 - в) по предупреждению и ликвидации аварий.

Кроме того, он должен знать, кому подчинён, чьи распоряжения обязан выполнять, кого извещать об авариях и неполадках, о пожаре и несчастных случаях.

Оператор котельной должен уметь:

- обслуживать котлоагрегаты, газовое и теплотехническое оборудование котельной и следить за их исправностью;
- подготавливать котлоагрегаты и тепломеханическое оборудование к работе;

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- подготавливать газовое оборудование к работе;
 - включать газовые горелки и поддерживать необходимый режим их работы;
 - подготавливать систему отопления, проверять исправность резервного питательного и циркуляционного насосов;
 - проводить продувку парового котла и водоуказательных приборов, проверять предупредительные клапаны и манометры;
 - очищать топку, газоходы и поверхности нагрева от сажи и накипи;
 - предупреждать возможные аварии и неполадки в работе оборудования, а в случае их появления быстро принимать меры для их ликвидации;
 - выключать газовое оборудование и горелки, а также останавливать котёл в плановом и аварийном порядке в соответствии с производственной инструкцией;
 - экономно расходовать топливо, электроэнергию и воду;
 - бережно относиться к инструменту и приборам;
 - пользоваться КИП и устройствами автоматики регулирования и безопасности, проверять их исправность;
 - пользоваться технической документацией, которая находится на рабочем месте, вести эксплуатационную документацию;
 - самостоятельно производить небольшие ремонтные работы (набивка сальников, замена прокладок, ремонт отдельных мест изоляции, обмуровки и др.);
 - оказывать первую доврачебную помощь потерпевшим.
- Оператору котельной, находящемуся на дежурстве, запрещается:
- выполнять во время работы котла любые другие обязанности, непредусмотренные производственной инструкцией;

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- оставлять работающие котлы без надзора даже на короткое время или поручать надзор лицам, которые не имеют этого права.

Котёл может быть оставлен без надзора после полного окончания подачи газа и когда в паровом котле давление пара снизится до нуля.

При эксплуатации котельных установок обслуживающий персонал должен руководствоваться производственной инструкцией и режимными картами котлов. Эти документы с приложением оперативной схемы трубопроводов вывешиваются на рабочем месте.

В котельной должны быть часы и телефон.

В котельную не должны допускаться посторонние лица. В необходимых случаях они получают разрешение администрации и сопровождаются её представителем.

3. Приём и сдача смены. Режимная карта котла.

Дежурство операторов на котельных осуществляется согласно графика. При приёме смены оператор обязан прийти на работу раньше времени (за 10 ÷ 15 мин.), проверить записи в сменном журнале за предыдущие три смены, ознакомиться с изменениями в эксплуатации основного и вспомогательного оборудования, неполадками и неисправностями.

Оператор, сдающий смену, должен ознакомить сменщика с состоянием и режимом работы оборудования, нагрузкой котлов, с оборудованием которое, находится в резерве и ремонте, проинформировать о том, какие работы проведены, и что ещё нужно сделать.

Оператор, который принимает смену, должен проверить:

- исправность освещения (аварийного и во взрывобезопасном исполнении);
- работу водоподготовки и уровень воды в деаэраторе;
- состояние и положение отключающих устройств, как на работающих котлах, так и находящихся в резерве и ремонте;

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- отсутствие утечки газа на газопроводах перед котлами и распределительном газопроводе;
- уровень воды в паровых котлах по водоуказательным приборам и правильность их работы (методом продувки);
- давление пара в котле по манометру, исправность его и наличие пломб;
- надёжность действия предохранительных клапанов методом подрыва, наличие пломбы или замка на контрольном клапане;
- состояние поверхностей нагрева, которое видно через смотровое окно топки котла: нет ли выпучин, течи, парения и т.п.;
- исправность резервных питательных и циркуляционных насосов (методом кратковременного включения);
- работу газовых горелок (при необходимости отрегулировать горение);
- наличие тяги в топке котла;
- состояние и работу тягодутьевых устройств, обратить внимание на уровень и температуру масла в масляных ваннах, нагрев подшипников и наличие стука и шума в работающих дымососах и дутьевых вентиляторах.

Приём и сдача смены оформляются записью в сменном журнале с указанием результатов проверки, и скрепляется подписями принимающего и сдающего и сдающего смену. Первый ставит подпись принимающий, а затем сдающий смену.

Принимать и сдавать смену во время ликвидации аварии в котельной запрещается.

Режимные карты.

Режимные карты работы котлов составляет наладочная организация по результатам проведённых теплотехнических испытаний.

Они вмещают значения параметров, соблюдение которых обеспечивает безопасную и экономичную работу в нужном диапазоне

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

производительности. Испытания должны проводиться не реже одного раза в три года.

Режимная карта составляется на 30 %, 50 %, 75 % и 100 % производительности котла и является основным оперативным документом, в соответствии с которым эксплуатационный персонал регулирует работу котла при изменении его производительности. В котельной на каждом котле должен быть дубликат режимной карты с указанием даты её составления, подписанный представителем наладочной организации и утверждённый главным инженером предприятия.

4. Подготовка котла к розжигу.

Перед розжигом котла оператор обязан тщательно проверить:

а) наличие распоряжения начальника котельной о розжиге котла, где должно быть указано время розжига, температура воды, которой должен заполняться котёл, а также продолжительность розжига;

б) исправность топки и газоходов, запорных и регулирующих устройств;

в) исправность контрольно-измерительных приборов, арматуры, гарнитуры, питательных устройств, дымососа и вентилятора;

г) исправность оборудования для сжигания газообразного (жидкого) топлива;

д) заполнение котла водой к отметке нижнего рабочего уровня. Заполнение производить, выпуская воздух;

е) поддержания уровня воды в котле, наличие пропусков её через лючки фланцы и арматуру;

и) нет ли заглушек до и после предохранительных клапанов на паро- и газопроводах, на питательной, спускной и продувочных линиях;

ж) отсутствие в топке и газоходах людей или инородных тел;

з) наличие необходимого давления топлива для работы газовых горелок или мазутных форсунок.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Непосредственно перед розжигом котла необходимо тщательно провентилировать топку и газоходы в течении 10 ÷ 15 мин.

До включения дымососа для вентиляции топки и газоходов котла, который работает на газообразном топливе, нужно убедиться в том, что ротор не касается корпуса дымососа, для чего ротор прокручивают вручную.

Перед розжигом котла, при работе на газе необходимо:

- проверить исправность газопровода и установленной на нём арматуры (вся запорная арматура на газопроводах должна быть закрыта, а продувочные “свечи” – открыты);

- продуть газопровод через продувочную “свечу”, постепенно открывая задвижку на ответвлении газопровода к котлу, после продувки “свечу” закрыть;

- убедиться в отсутствии утечки газа из газопроводов, газового оборудования и арматуры;

- проверить по манометру отсутствие давления газа и воздуха перед горелкой;

- отрегулировать тягу разжигаемого котла, установив минимальное разрежение вверху топки на уровне 1 ÷ 1,5 мм. вод. ст.

Перед разжиганием котла, работающие на жидком топливе, температуру топлива нужно привести к величине, установленной инструкцией.

Паровую линию к форсункам необходимо прогреть.

5. Розжиг котлов при сжигании газообразного и жидкого топлива.

Котлы разжигают на протяжении времени, установленного администрацией, при слабом огне, уменьшенной тяге, закрытом паровом вентиле и открытом предохранительном клапане или вентиле для выпуска воздуха. Во время розжига котла необходимо обеспечить равномерное прогревание его элементов, а если котлы имеют устройство в нижнем барабане для подогрева воды, то необходимо его включить.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Розжиг газовых горелок.

Розжиг газовых горелок следует проводить в таком порядке:

- внести в топку (через лючок) к газовыпускным отверстиям горелки зажжённый запальник;
- подать газ, медленно открывая, рабочий" кран (задвижку) перед горелкой и следя, чтобы газ загорелся;
- установить давление газа на горелку (30% по режимной карте),
- отрегулировать горение (подачей воздуха и регулируя разрежение) по цвету и характеру пламени,
- после получения устойчивого факела запальник погасить и удалить из топки.

Если во время розжига пламя запальника или горелки погасло, необходимо немедленно прекратить подачу газа на горелку, запальник погасить и удалить его из топки, провентилировать ее и газоходы на протяжении 10-15 мин. Только после этого можно снова приступить к розжигу горелки.

При наличии в котле нескольких горелок, розжиг их осуществляется последовательно в таком порядке, чтобы не делать температурных перекосов в топке.

Если во время розжига погаснут все или часть розожженных горелок, следует немедленно прекратить подачу газа к ним, погасить запальник и вынести его из топки, провентилировать топку и газоходы на протяжении 10-15 мин. Только после этого можно повторно разжигать горелки.

6. Включение котла в работу.

Перед включением котла в работу необходимо выполнить:

- а) проверку исправности действия предупредительных клапанов, водоуказательных приборов, манометра и питательных устройств;

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

б) проверку и включение автоматики безопасности, регулирование и сигнализации;

в) продувку котла.

Запрещается включать в работу котлы с неисправной арматурой, питательными устройствами, автоматикой безопасности и устройствами противоаварийной защиты и сигнализации.

Включение котла в общекотельный паровой коллектор должно осуществляться медленно, после тщательного прогрева и продувки коллектора. Во время прогрева необходимо открыть вентиль на дренажной линии для сброса конденсата. Плавно открывать главный парозапорный вентиль, но не более чем на 50 %. Когда паропровод прогреется, главный парозапорный вентиль открыть полностью.

Во время прогрева следить за исправностью коллектора, его опор, а также за равномерным расширением. При появлении вибрации или резких ударов необходимо прекратить прогревание до устранения выявленных дефектов.

При включении котла в действующий паровой коллектор давление в котле должно быть равно давлению в действующем паропроводе или на 0,5 кгс/см² меньше, чем давление в паропроводе (коллекторе), при этом горение в топке следует уменьшить. Если в этом случае в паровом коллекторе возникнут толчки или гидравлические удары, необходимо немедленно прекратить включение котла и увеличить продувку общекотельного парового коллектора.

Время начала розжига, и включение котла в работу записывается в сменный журнал.

7. Обслуживание котлов во время работы.

Во время дежурства персонал котельной должен постоянно следить за исправностью, как основного, так и вспомогательного оборудования и строго придерживаться установленных режимов работы котлов

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Выявленные в процессе работы оборудования неисправности необходимо записывать в сменный журнал. Персонал должен немедленно предпринять меры для устранения неисправностей, которые угрожают безопасной и безаварийной работе оборудования. Если устранить неисправности своими силами невозможно, необходимо известить об этом лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию котельной.

Особое внимание во время работы следует обращать на:

а) поддержание нормального уровня воды в котле и равномерного питания его водой. При этом нельзя допускать, чтобы уровень снижался ниже нижнего или поднимался выше высшего допустимых уровней воды в котле;

б) поддержание нормального рабочего давления и температуры пара, вырабатываемого паровым котлом. Повышение давления или температуры выше разрешенных уровней категорически запрещается.

в) поддержание необходимой температуры питательной воды после водяного экономайзера;

г) нормальную работу горелок.

Особое внимание следует уделять исправности оборудования котельной, контрольно-измерительных приборов и системы автоматики.

Проверка исправности действия манометра с помощью трехходового крана или запорного вентиля, который его заменяет, должна проводиться не менее одного раза в смену.

Проверку предохранительных клапанов подрывом нужно осуществлять для котлов с рабочим давлением: до 24 кгс/см² — каждого клапана не меньше, как раз в смену.

Проверку водоуказательных приборов нужно осуществлять продувкой для котлов с рабочим давлением; до 24 кгс/см² — не менее одного раза в смену;

Проверку исправности питательных насосов нужно проводить кратковременным пуском в работу каждого из них для котлов с рабочим

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

давлением: до 24 кгс/см² — в сроки, указанные производственной инструкцией. Все указанные проверки записываются в сменный журнал с указанием времени

При увеличении нагрузки котла, который работает на природном газе, нужно постепенно увеличить сначала подачу газа, потом воздуха и отрегулировать разрежение, а для уменьшения — сначала уменьшить подачу воздуха, потом газа; после чего отрегулировать разрежение

Если котел работает на жидком топливе, то для увеличения нагрузки сначала увеличивают разрежение, потом воздух, а затем подачу мазута (на паровых форсунках перед увеличением подачи мазута увеличивают подачу пара); для уменьшения — сначала уменьшают подачу мазута, (пар для распыления), воздуха, а потом и разрежение.

8. Периодическая продувка котла.

Периодическая продувка котла осуществляется через определенный промежуток времени и служит для удаления шлама и грязи из нижних точек: барабана, коллекторов.

Она проводится кратковременно, но с большим выбросом котловой воды, захватывающей при своем движении шлам, находящийся в барабанах или коллекторах, и выносит его в так называемый расширитель (барботер), предназначенный для охлаждения котловой воды. Охлаждение осуществляется смешиванием ее с холодной водопроводной водой до температуры 60-70 °С, при которой ее можно выпускать в канализацию.

Периодическую продувку проводят не реже одного раза в смену. При плохом качестве питательной воды по рекомендации лаборанта водоподготовки делают повторную продувку. Продолжительность, и очередность этой операции указывается в производственной инструкции для каждого котла. О проведении продувки предупреждают персонал котельной, а также всех, кто занят ремонтом соседних котлов. При размещении продувочной арматуры возле фронта котла, продувку может выполнять один

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						

оператор, а если она находится по бокам и сзади котла, то ее выполняют два оператора. Периодическую продувку выполняют в такой последовательности:

а) Проверяют исправность продувочных линий на ощупь. До первого вентиля труба должна быть горячей, а после второго вентиля - холодной. Арматуру проверяют на легкость вращения маховиков вентиляей.

б) Проверяют исправность питательных насосов и наличие достаточного запаса питательной воды.

в) Продувают водоуказательные приборы.

г) Подпитывают котел до верхнего рабочего уровня или на 3/4 по водоуказательному прибору.

д) Уменьшают горение в топке.

е) На линии, которая по инструкции должна продуваться первой, осторожно открывают сначала второй по ходу продувки от котла продувочный вентиль, а потом слегка ослабляют ближний к котлу продувочный вентиль с целью прогрева продувочной линии. После прогрева его осторожно открывают. Второй оператор в это время должен наблюдать за уровнем воды в котле и давлением пара в барабане. В случае появления в продувочных линиях гидравлических ударов, вибрации трубопроводов или других неполадок, продувку нужно прекратить.

ж) При снижении уровня воды до нижнего рабочего уровня (по сигналу второго оператора) постепенно закрывают ближний к котлу продувочный вентиль (первый), а потом — второй.

з) Таким же образом продувают остальные линии, наблюдая за уровнем воды.

и) После окончания продувки котла нужно убедиться в надежном закрытии продувочной арматуры и включить котел в нормальную работу.

к) Сделать запись в сменном журнале с указанием времени начала и окончания продувки.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

л) Через 30 мин. нужно проверить, насколько плотно закрыта продувочная арматура. Если арматура будет пропускать воду, то следует сообщить об этом начальнику котельной и продолжать следить за уровнем воды в котле.

9. Нормальная остановка котлов.

Остановка котлов бывает нормальная — по письменному распоряжению лица, ответственного за котельную, и аварийная, которая проводится без распоряжения с последующим сообщением администрации.

Последовательность нормальной остановки:

- снизить нагрузку котла по возможности в несколько этапов (100%, 75%, 50%, 30%), добиваясь постепенного охлаждения котла и топки;
- выключить газовые горелки — закрыть „рабочий” кран (задвижку) и „контрольный” кран (задвижку), открыть продувочную „свечу” между ними;
- закрыть задвижку на газопроводе перед котлом и открыть продувочную „свечу” газового коллектора котла;
- отключить котел от общекотельного парового коллектора;
- если давление в котле поднимается выше допустимого, стравить его через предохранительный клапан в атмосферу;
- по мере необходимости поддерживать уровень воды в котле между высшим и низшим;
- через 10-15 мин. выключить вентилятор и дымосос, дальнейшее охлаждение топки вести естественным путем. Повторная искусственная вентиляция топки разрешается только через 6-8 часов;
- сделать запись в сменном журнале об остановке котла с указанием времени.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Охлаждение котла нужно вести медленно за счет естественного остывания: дверки, лючки и лазы держать закрытыми.

Быстрое охлаждение может привести к нарушению герметичности котла. Спуск воды из котла необходимо выполнять только после падения давления до нуля, снижении температуры до 70-80 °С и остывании кладки обмуровки. Спуск следует делать медленно и при поднятом предохранительном клапане.

После спуска воды устанавливают заглушки на паровых, питательных, продувочных и спускных линиях котлоагрегата, который выключается, для того, чтобы отделить его от других работающих котлоагрегатов. Только после этого можно проводить на нем любые ремонтные работы.

Категорически запрещается оставлять неработающий котлоагрегат присоединенным к общекотельному паровому коллектору, поскольку в этом случае в его барабаны может поступать пар. При этом может появиться протекание воды в швах и вальцовочных соединениях, которое может стать причиной коробления стенок барабана.

10. Аварийная остановка котлов.

Котел должен быть немедленно остановлен и отключен действием защиты или персоналом в случаях, предусмотренных производственной инструкцией.

Порядок аварийной остановки котла непременно следует указать в производственной инструкции. Причины аварийной остановки котла должны быть записаны в сменном журнале.

Во время аварийной остановки котла необходимо без получения распоряжения:

- а) прекратить подачу топлива и воздух, резко ослабить тягу (закрыть рабочие "контрольные" краны (задвижку) и открыть "свечу" безопасности.);
- б) после того, как горение в топке прекращено, открыть на некоторое время дымовую заслонку;

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

в) отключить котел от главного парового коллектора;

г) если нужно, то пар выпустить через приподнятые предохранительные клапаны, кроме случаев: повышения уровня воды выше верхнего допустимого уровня и прекращения действия всех питательных насосов.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Пожарная безопасность

Технологические процессы должны проводиться в соответствии с регламентами, правилами технической эксплуатации и другой утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией, а оборудование, предназначенное для использования пожароопасных и взрывопожароопасных веществ и материалов, должно соответствовать конструкторской документации.

Во взрывопожароопасных участках и помещениях должен применяться только инструмент, изготовленный из безыскровых материалов или в соответствующем взрывобезопасном исполнении.

Помещения с контрольно-измерительными приборами и устройствами управления должны быть отделены от газорегуляторных пунктов (ГРП) и газорегуляторных установок (ГРУ) газонепроницаемыми стенами, в которых не допускаются сквозные отверстия и щели. Прокладка коммуникаций через стену допускается только с применением специальных устройств (сальников).

Газоопасные работы должны проводиться только по наряду в соответствии с правилами безопасности. С персоналом должен проводиться инструктаж о мерах пожарной безопасности. Члены бригады, не прошедшие инструктаж, к работе не допускаются.

При отказе системы вентиляции ГРП (ГРУ) должны быть приняты меры для исключения образования взрывоопасной концентрации газа в помещении.

Производить монтаж или ремонт оборудования и газопроводов в помещении при неработающей вентиляции не разрешается.

Контроль загазованности в помещениях ГРП и котельной должен проводиться стационарными сигнализаторами загазованности или переносным прибором из верхней зоны помещений не реже 1 раза в смену.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

При обнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительную вентиляцию и незамедлительные работы по обнаружению и устранению утечки газа.

Не разрешается в помещениях и коридорах котельного цеха устраивать кладовые, не относящиеся к работе котельной, а также хранить электротехническое оборудование, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

Помещения котельной должны быть оборудованы пожарными щитами. Электрооборудование должно быть во взрывозащищенном исполнении.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3 Специальная часть проекта

Расчет и выбор водоподготовительного оборудования

Вода из городского водопровода содержит растворённые соли и газы. Накипь на стенках котлов образуется в результате выпадения растворённых в воде жёсткости – кальция и магния.

Накипь на стенках котлов понижает коэффициент теплопередачи и, следовательно, ведёт к перерасходу топлива. В топочной части слой накипи может вызвать перегрев стенки и аварию котла. Растворённые в воде газы – кислород и углекислота – вызывают коррозию стенок котла.

В паровой котельной умягчается исходная добавочная вода и вся питательная.

Для умягчения воды применяют метод катионного обмена. Умягчить воду, т.е. снизить её жёсткость, это значит удалить из неё накипеобразователи.

Рекомендуемый метод катионного обмена используют в качестве натрий-катионирования, водородно-натриевого катионирования и аммоний-натриевого катионирования при докотловой обработке воды, когда большинство солей жёсткости переводят в соли с большой степенью растворимости, причём никаких осадков не образуется.

Такие соли даже при большом их количестве в составе котловой воды не будут доходить в растворе до состояния насыщения и, следовательно, выпадать кристаллами накипи на стенки котла.

Таким образом, химическая водоподготовка не избавляет воду от солей, но изменяет их количество и качество, что позволяет при правильно организованном режиме эксплуатации избавиться от накипи.

Фильтр Na – катионирования выбирается по расходу химически очищенной воды, рассчитанный в тепловой схеме: $G_{\text{хов}} = 40,88$ т/ч.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Фильтры ионитные параллельноточные первой ступени используются на водоподготовительных установках промышленных и отопительных котельных и предназначены для обработки воды с целью удаления из нее катионов накипеобразователей (Ca_2^+ и Mg_2^+) в процессе натрий-водород- или аммоний-натрий-катионирования, а также сульфатных, хлоридных и нитратных анионов в процессе обессоливания природных вод.

В качестве фильтра первой ступени в котельной будет установлен фильтр [ФИПа-1-1,5-0,6](#).

Технические характеристики фильтра [ФИПа-1-1,5-0,6](#)

Диаметр 1,5 м;

Высота 3,785 м;

Производительность 45 м³/ч;

Давление рабочее 0,6 МПа;

Температура 40°С;

Масса 1,71 т.

Фильтры ионитные параллельноточные второй ступени предназначены для работы в различных схемах установок глубокого и полного химического обессоливания для второй ступени натрий-катионирования, водород-катионирования и анионирования и используются на водоподготовительных установках промышленных и отопительных котельных. При использовании данных фильтров в схемах глубокого обессоливания из воды удаляются практически все катионы и анионы, за исключением кремниевой кислоты, а при использовании в схемах полного химического обессоливания удаляется и кремниевая кислота.

В качестве фильтра второй ступени в котельной будет установлен фильтр [ФИПа-II-1,0-0,6](#).

Технические характеристики фильтра [ФИПа-II-1,0-0,6](#)

Диаметр 1,0 м;

Высота 3,11 м;

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Производительность 45 м³/ч;

Давление рабочее 0,6 МПа;

Температура 60°С;

Масса 1,25 т.

Вторая пара таких же фильтров будет резервной.

Двухступенчатая схема Na – катионирования.

В фильтр загружен катионитовый материал – сульфоугль.

Подлежащая обработке вода подаётся по трубопроводу на фильтр первой ступени и проходит сверху вниз через слой сульфоугля. После прохождения исходной воды через фильтр первой ступени, вода с жёсткостью 0,5 мг-экв/кг поступает на фильтр второй ступени.

На время регенерации катионитовые фильтры поочерёдно выключают из работы. Регенерационный раствор поваренной соли подаётся из бака раствора соли по трубе и сбрасывается в дренаж. Скорость пропускания регенерационного раствора 3 ÷ 5 м/ч.

Число регенераций фильтра в сутки определяется по формуле:

$$n = \frac{A}{V_k * t * \sigma},$$

где А – количество солей жесткости, подлежащих удалению, г-экв/сутки; V_к – объем катионита в фильтре; σ - рабочая обменная способность сульфоугля, г-экв/м³, t – время регенерации фильтра.

A = 0,1*Q*24, где Q – производительность водоподготовительной установки, т/ч.

$$n = \frac{0,1 * 45 * 24}{0,285 * 4 * 300} = 0,316;$$

Межрегенерационный период работы фильтра:

$$T = \frac{N * 24}{n} = \frac{2 * 24}{0,316} = 152 \text{ ч},$$

то есть регенерация фильтра должна производиться не реже чем раз в неделю.

Процесс регенерации включает в себя следующие операции:

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Взрыхление катионита исходной водой происходит снизу вверх.

Регенерация катионита происходит сверху вниз.

Отмывка катионита исходной водой от продуктов регенерации.

Отмывка Na – катионитового фильтра заканчивается при снижении жёсткости: после I ступени до 0,5 мг-экв/кг; после II ступени до 0,02 мг-экв/кг.

После отмывки фильтр готов к работе в режиме умягчения. При работе в режиме умягчения необходимо следить за: перепадом давления создаваемого фильтром; качеством умягчённой воды; следить за отсутствием катионита в умягчённой воде.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

4 Расчет технико-экономических показателей

В экономической части проекта проведем расчет себестоимости продукции котельной с группировкой в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

1. Материальные затраты, в том числе топливо на производство тепловой энергии.
2. Оплата труда.
3. Отчисления на социальные нужды.
4. Амортизация основных средств.
5. Прочие затраты.

2.12.1 Материальные затраты

Топливо на производство тепловой энергии.

Издержки на топливо определяются годовым расходом топлива V_n , а также зависят от договорной цены топлива $C_{\text{дог}}$, которая включает договорную цену топлива у поставщика, стоимость транспортных затрат, посреднические услуги и другие затраты. Договорная цена на газ $C_{\text{дог}}$ по северу Башкирии (сведения Межрайгаза) равна:

$$C_T C(1000 \text{ м}^3 \text{ газа}) + C(\text{транспортировка}) + C(\text{сбытовые услуги}) = 1270 + 166,75 + 50,31 = 1487,06 \text{ руб./1000 м}^3.$$

$$I_{\text{топл}} = C_T * V_n * 10^{-3} * 10^{-3} = 1487,06 * 1891309,8 * 10^{-3} * 10^{-3} = 2812,491 \text{ тыс. руб./год} \quad [5] \text{ стр. 10 (62)}$$

Затраты на воду и производственные нужды

Затраты на приготовление химочищенной воды для восполнения потерь в тепловой системе котельной:

$$I_{\text{хов}} = S_{\text{хов}} G_{\text{св}}^{хов} 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}, \quad [5] \text{ стр. 10 (63)}$$
$$I_{\text{хов}} = 16,75 * 2,17 * 24 * 365 * 10^{-3} = 318,4 \text{ тыс. руб./год},$$

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

где $N_{\text{вм}}$ – норматив затрат на вспомогательные материалы, для газа равен 2,5000 тыс.руб./ГДж;

$Q_{\text{уст}}^{\text{ч}}$ – номинальная установленная производительность котельной, Гдж/ч;

$k_{\text{н}}^{\text{вм}}$ – коэффициент инфляции по вспомогательным материалам = 1,8 (5).

Стоимость работ и услуг производственного характера

Учитывается стоимость транспортных услуг сторонних организаций по перевозке грузов, техническому обслуживанию, проведению испытаний измерительных приборов, услуги банка, связи, водоканала и т.п.

Определяется по нормативу от теплопроизводительности котельной:

$$I_{\text{усл}} = N_{\text{усл}} Q_{\text{уст}}^{\text{ч}} k_{\text{н}}^{\text{усл}}, \text{ тыс.руб./год, [5] стр. 13 (68)}$$

$$I_{\text{усл}} = 0,78 * 7,131 * 1,8 = 10,01 \text{ тыс.руб./год,}$$

где $N_{\text{усл}}$ – норматив стоимости работ и услуг производственного характера = 0,78 тыс.руб./ГДж;

$k_{\text{н}}^{\text{усл}}$ – коэффициент инфляции по работам и услугам = 1,8 (5).

Далее определяются материальные затраты (всего):

$$I_{\text{мз}} = I_{\text{топл}} + I_{\text{в}} + I_{\text{э}} + I_{\text{вм}} + I_{\text{усл}}, \text{ тыс.руб/год, [5] стр. 13 (69)}$$

$$I_{\text{мз}} = 2812,491 + 663 + 452 + 32,1 + 10,01 = 3969,601 \text{ тыс.руб/год,}$$

и материальные затраты без учета издержек на топливо:

$$I'_{\text{мз}} = I_{\text{в}} + I_{\text{э}} + I_{\text{вм}} + I_{\text{усл}}, \text{ тыс.руб/год. [5] стр. 13 (70)}$$

$$I'_{\text{мз}} = 599,88 + 177,156 + 2,8 + 0,872 = 1157,11 \text{ тыс.руб/год.}$$

2.12.2 Затраты на оплату труда

В элементе «Затраты на оплату труда» отражаются все затраты на оплату труда промышленно-производственного персонала котельной (ППП).

К ППП относится персонал, связанный с основной деятельностью. Это рабочие, специалисты, руководители и служащие, которые по роду своей

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

деятельности к эксплуатационному, ремонтному и административно-управленческому персоналу.

При работе на газе, если количество котлов не превышает 5, смену возглавляет старший оператор, либо оператор имеющий 5 разряд.

Определение нормативов численности ППП котельной в зависимости от типа котлов и вида сжигаемого топлива производим по источнику. В проектируемой котельной работают 12 операторов, по 3 человека в 4 смены и мастер.

Показатели производительности труда

Удельная численность персонала (штатный коэффициент) определяется отношением нормативной численности персонала к установленной (номинальной) теплопроизводительности котельной:

$$\bar{q}_{\text{шт}} = \frac{Q_{\text{шт}}}{Q_{\text{уст}}}, \text{ чел./ГДж.} \quad [5] \text{ стр. 14 (71)}$$

$$\bar{q}_{\text{шт}} = \frac{13}{0,621} = 20,93, \text{ чел./ГДж.}$$

Коэффициент обслуживания определяется отношением установленной (номинальной) тепловой производительности котельной к численности ППП:

$$k_{\text{обс}} = \frac{Q_{\text{уст}}}{Q_{\text{шт}}} = \frac{0,621}{13} = 0,048, \text{ ГДж/чел.}$$

Среднемесячная заработная плата

1. рабочих, занятых оперативным обслуживанием котлов:

$$ЗП_{\text{раб(экс)}}^{\text{мес}} = Cm_{(1)} k_{\text{траб}}^{\text{экс}} k_{\text{праб}}^{\text{экс}} k_{\text{праб}}^{\text{экс}} k_{\text{праб}}^{\text{экс}} k_{\text{р}}^{\text{зн}}, \text{ руб/мес; [5] стр. 14 (72)}$$

$$ЗП_{\text{раб(экс)}}^{\text{мес}} = 2500 * 1,5 * 1,2 * 1,2 * 1,15 = 6210 \text{ руб/мес;}$$

2. рабочих, занятых ремонтом оборудования и работающих в дневную смену:

$$ЗП_{\text{раб(рем)}}^{\text{мес}} = Cm_{(1)} k_{\text{траб}}^{\text{рем}} k_{\text{праб}}^{\text{рем}} k_{\text{праб}}^{\text{рем}} k_{\text{праб}}^{\text{рем}} k_{\text{р}}^{\text{зн}}, \text{ руб/мес; [5] стр. 15 (73)}$$

В данной котельной не предусмотрен собственный ремонтный персонал, так как ремонтники используются с производства.

3. руководителей, специалистов, служащих (РСС):

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						

территориальный фонд обязательного медицинского страхования (Налоговый кодекс РФ);

$$I_{сн} = \frac{26}{100} I_{от}, \text{ тыс.руб./год.} \quad [5] \text{ стр. 15 (77)}$$

$$I_{сн} = \frac{26}{100} 973,935 = 253,223 \text{ тыс.руб./год.}$$

Отчисления на социальное страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний. Норматив отчислений на данный вид страхования составляет 0,3 – 10%, при дипломном проектировании данный показатель принимается по максимуму (5).

$$I_{с.нс} = \frac{10}{100} I_{от}, \text{ тыс.руб./год.} \quad [5] \text{ стр. 15 (78)}$$

$$I_{с.нс} = \frac{10}{100} 973,935 = 97,394 \text{ тыс.руб./год.}$$

Таким образом, отчисления на социальные нужды:

$$I_{соц.н} = I_{сн} + I_{с.нс}, \text{ тыс.руб/год.} \quad [5] \text{ стр. 16 (79)}$$

$$I_{соц.н} = 253,223 + 97,394 = 350,617 \text{ тыс.руб/год.}$$

2.12.4 Амортизация основных фондов (средств)

Для вычисления амортизации основных средств необходимо вычислить абсолютные вложения капитала в новое строительство котельной. Для оценки капитальных затрат на сооружение котельных используются укрупненные сметные нормы, отнесенные на единицу оборудования.

В этом случае абсолютные вложения капитала определяются по укрупненным сметным нормам

$$K_{кот} = 712,4 * 2,6 = 1852,24 \text{ тыс. руб.,}$$

где 712,4 тыс. руб. – укрупненные сметные нормы по ценам 2001 года.
2,6 – коэффициент, учитывающий инфляцию (5).

Стоимость общестроительных работ, зданий, сооружений:

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$K_{сч} = \alpha_1 K_{кот}, \text{ тыс. руб.}, \quad [5] \text{ стр. 17 (80)}$$

где $\alpha_1 = 0,6$

$$K_{сч} = 0,6 * 1852,24 = 1111,34 \text{ тыс. руб.},$$

Стоимость оборудования, машин и механизмов с их монтажом:

$$K_{об} = K_{кот} - K_{сч}, \text{ тыс. руб.} \quad [5] \text{ стр. 17 (81)}$$

$$K_{об} = 1852,24 - 1111,34 = 740,896 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизация основных фондов

$$I_a = \frac{3}{100} K_{сч} + \frac{7,5}{100} K_{об}, \text{ тыс.руб./год.} \quad [5] \text{ стр. 17 (82)}$$

$$I_a = \frac{3}{100} 1111,34 + \frac{7,5}{100} 740,896 = 88,9, \text{ тыс.руб./год.}$$

Средняя норма амортизации по основным средствам котельной

$$H_a^{cp} = \frac{I_a}{K_{кот}} 100\% \quad [5] \text{ стр. 17 (83)}$$

$$H_a^{cp} = \frac{88,9}{1852,24} 100\% = 4,8\%$$

2.12.5 Прочие затраты

В составе прочих затрат учитываются:

- отчисления в ремонтный фонд;
- плата за выбросы;
- другие отчисления.

Плата за землю в данной котельной не учитывается, поскольку котельная стоит на производственной территории.

Отчисления в ремонтный фонд

$$I_{рем} = \frac{4,8}{100} K_{кот}, \text{ тыс. руб.} \quad [5] \text{ стр. 17 (84)}$$

$$I_{рем} = \frac{4,8}{100} 1852,24 = 88,9 \text{ тыс. руб.}$$

Плата за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

$$Пл_{выбр} = ((5 * 8,0 * B_n) k_u^{выбр} + (275 * \frac{0,247}{1000} B_n Q_n^p) k_u^{выбр}) * 10^{-3} * 10^{-3}, [5] \text{ стр.17}$$

(85)

$$Пл_{выбр} = ((5 * 8,0 * 1891309,8 * 10^{-3}) 145 + (275 * \frac{0,247}{1000} * 35800) 145) * 10^{-3} * 10^{-3} = 677,843 \text{ тыс.руб./год}$$

е $k_u^{выбр}$ - коэффициент инфляции по выбросам = 145.

Другие отчисления

Учитываются дорожные и местные налоги и сборы, процент по кредитам банка, командировочные и подъемные и т.п.

$$I_{др} = \frac{1}{100} K_{кот}, \text{ тыс.руб./год.} \quad [5] \text{ стр. 18 (86)}$$

$$I_{др} = \frac{1}{100} 1852,24 = 18,522, \text{ тыс.руб./год.}$$

Общие издержки на производство тепловой энергии котельной включаю в себя все рассчитанные затраты по экономическим элементам

$$И = 2812,491 + 663 + 452 + 32,1 + 10,01 + 973,935 + 350,617 + 88,9 + 88,9 + 677,843 + 18,522 = 6168,318 \text{ тыс. руб./год}$$

Все расчеты сводим в таблицу калькуляции затрат.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 3 – Калькуляция затрат.

Наименование экономических элементов и статей затрат	Годовые издержки производства		
	Номер формулы	И, тыс. руб./год	Структура, %
1. Материальные затраты	69	3969,601	64,35
1.1 Топливо	62	2812,491	45,60
1.2 Вода	65	663	10,75
1.3 Электроэнергия	66	452	7,33
1.4 Вспомогательные материалы	67	32,1	0,52
1.5 Работа и услуги производственного характера	68	10,01	0,16
2. Оплата труда	75	973,935	15,79
3. Отчисления на социальные нужды	79	350,617	5,68
4. Амортизация	82	88,9	1,44
5. Прочие затраты	-	785,265	12,73
5.1 Ремонтный фонд	84	88,9	1,44
5.2 Плата за выбросы	85	677,843	10,99
5.3 Плата за землю	-	-	-
5.4 Прочие отчисления	86	18,522	0,30
Итого		6168,318	

4.6 Себестоимость производства единицы тепловой энергии, отпущенной потребителям

Годовые издержки на теплофикацию

$$I_m = \frac{Q_m}{Q_{отп}} I, \text{ тыс. руб./год; } [5] \text{ стр. 20 (87)}$$

$$I_m = \frac{8545,4}{52909,3} 6168,318 = 996,247 \text{ тыс. руб./год;}$$

Годовые издержки на отпуск тепла на производство:

$$I_{np} = \frac{Q_{np}}{Q_{отп}} I \text{ тыс. руб./год; } [5] \text{ стр. 20 (88)}$$

$$I_{np} = \frac{44363,9}{52909,3} 6168,318 = 5172,07 \text{ тыс. руб./год;}$$

Себестоимость тепловой энергии, отпущенной на производство:

$$S_o^II = \frac{I_{np} * 10^3}{Q_{п}}, \text{ руб./ГДж; } [5] \text{ стр. 20 (89)}$$

$$S_o^II = \frac{5172,07 * 10^3}{44363,9} = 116,583 \text{ руб./ГДж;}$$

Себестоимость тепловой энергии, отпущенной на теплофикацию

$$S_o^T = \frac{I_m * 10^3}{Q_m}, \text{ руб./ГДж; } [5] \text{ стр. 20 (90)}$$

$$S_o^T = \frac{996,247 * 10^3}{8545,4} = 116,583 \text{ руб./ГДж;}$$

Цена 1000 м³ условного топлива:

$$Ц_v = \frac{I_{мон} * 10^3}{B_v}, [12] \text{ стр. 32 (91)}$$

где B_v – расход условного топлива

$$B_v = \frac{kQ}{\eta_k 29,33} = \frac{1,03 * 53910,36}{0,92 * 29,33} = 2057,83 \text{ м}^3 \text{ у.т./год}$$

$$Ц_v = \frac{2812,491 * 10^3}{2057,83} = 1366,727 \text{ руб./м}^3 \text{ у.т.}$$

Таблица 4 – Среднегодовые технико-экономические показатели
производственно-отопительной котельной

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

№	Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Величина
1	Номинальная производительность котельной: паровая тепловая	$D_{кот}^H$ $D_{уст}^Ч$	т/ч	3
			ГДж/ч	7,131
2	Годовая выработка тепловой энергии котельной	Q	ГДж/год	53910,36
3	Годовой отпуск тепловой энергии: на производство на теплофикацию	$Q_{отп}$	ГДж/год	52909,3
		$Q_{п}$	ГДж/год	44363,9
		$Q_{т}$	ГДж/год	8545,4
4	Годовой расход натурального топлива	B_H	м ³ /год	1891309,8
5	Удельный расход сырой воды на отпуск тепловой энергии	$\bar{G}_{св}$	т/ГДж	0,849
6	Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии	\bar{W}_T	кВт*ч/ГДж	6,8
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	b_o^T	м ³ /ГДж	36,75
8	Абсолютные вложения капитала	$K_{кот}$	тыс. руб.	1852,24
9	Численность производственного персонала	$Ч_{ппп}$	чел.	13
10	Среднемесячная заработная плата одного работника	$ЗП^{ср.мес.}$	руб./мес.	6243,17
11	Цена 1000 м ³ условного топлива	$Ц_y$	руб./1000 м ³	1366,727
12	Себестоимость отпущенной тепловой энергии: на производство на теплофикацию	S_o^P S_o^T	руб./ГДж	116,583
			руб./ГДж	116,583
13	Топливная составляющая в структуре затрат	$I_{топл}$	%	45,6

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

ДП Т042 Г964 ПЗ

Лист

5

Заключение

В дипломном проекте я рассчитал производственно-отопительную котельную установку, расположенную в п. Инзер, Башкортостан. Она предназначена для отопительно-производственных целей и оборудована тремя паровыми котлами Е-1,0-0,9 ГН, с номинальной паропроизводительностью 1 т/ч каждый.

Тепловая нагрузка котельной с учетом потерь тепла в теплопроводах и наружных тепловых сетях при максимально-зимнем режиме составляет: на производство 44363,9 ГДж/год; на теплофикацию 8545,4 ГДж/год.

Котельная работает на природном газе трубопровода «Уренгой - Помары – Ужгород».

В дипломном проекте я рассчитал стоимость 1 ГДж выработанного тепла, которая определяется путём деления годовых общеэксплуатационных затрат на годовой отпуск тепла, она равна 116 руб. 58 коп.

Годовые общеэксплуатационные затраты складываются из: затрат на топливо; затрат на использование электроэнергии, воды; из затрат на оплату труда; отчисления от заработной платы на социальные нужды; затрат на амортизацию; затрат на капитальный и текущий ремонт; затрат на административно-управленческий персонал; а также содержат в себе.

Затраты на оплату труда я рассчитала на основании «Положения по оплате труда работников отрасли жилищно-коммунального хозяйства Республики Башкортостан», который базируется на отраслевом тарифном соглашении. Заработная плата конкретного работника определяется в зависимости от сложности выполняемых работ, определяемых тарифно-квалификационными характеристиками. Данную котельную обслуживают 13 работников и в год затраты на оплату труда составляют 15,79 % от всех затрат. (973,935 тыс. руб.)

Отчисления на амортизацию вычисляются исходя от годовой нормы амортизации и балансовой стоимости оборудования.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

Амортизация есть денежное выражение физического и морального износа основных фондов. Амортизация осуществляется в целях полной замены при их выбытии.

Итого годовые общеэксплуатационные затраты составляют 6168,318 тыс. руб.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Список использованной литературы

1. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник. – М.: Изд-во МЭИ. 1999.
2. Липов Ю.М., Самойлов Ю.Ф., Виленский Т.В. Компоновка и тепловой расчет парового котла. – М.: Энергоатомиздат. 1988.
3. Паровые и водогрейные котлы. Справочное пособие. – 2-е перераб. и доп. Спб.: «Деан». 2000.
4. Паровые и водогрейные котлы. Справочное пособие/ Сост. А.К.Зыков – 2-е перераб. и доп. Спб.: 1998.
5. Рекомендации по определению технико-экономических показателей котельных. Серия Х5-2б. Госстрой СССР. Главпромстройпроект. Всесоюзное объединение Союзсантехпроект ГПИ Сантехпроект. – М., 1984.
6. Рекомендуемые нормативы численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и предприятий сетей. МЭ и Э СССР. Управление социального развития и условий труда. – М., 1989.
7. Ривкин С.Л., Александрова А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
8. Роддатис К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности. – М. 1985.
9. Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
10. Эстеркин Р.И. Промышленные котельные установки. – 2-е перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. 1985.
11. Рекомендации по проектированию установок натрий-катионирования. Серия ХЗ-104. Госстрой СССР. Главпромстройпроект. Всесоюзное объединение Союзсантехпроект ГПИ Сантехпроект. – М., 1975.
12. СНиП 2.01.01.-82 Строительная климатология и геофизика Госстрой СССР-М: Стройиздат, 1983 – 136с.

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

13. Ю.М.Гусев. Основы проектирования котельных установок Изд. 2-е, перераб. и доп., М., Стройиздат, 1973.

14. Лифшиц О.В. Справочник по водоподготовке котельных установок. Изд. 2-е, перераб. и доп., М., “Энергия”, 1976.

15. Производственные и отопительные котельные. /Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я.Берзиньш.- 2-е изд., перераб. – М.: Энергatomиздат, 1984.- с. 248., ил

16. ЕНиР. Сборник ЕЗ1. Монтаж котельных установок и вспомогательного оборудования./ Госстрой СССР. –М.: Стройиздат, 1988.- 159с.

17.Роддатис К.Ф. Полтарацкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. /под ред. Роддатиса К.Ф. М: Энергatomиздат, 1989-488с.

18. Рекомендации по расчету подогревателей горячего водоснабжения. Серия Х0-Р0. Госстрой СССР. Главпромстройпроект. Всесоюзное объединение Союзсантехпроект ГПИ Сантехпроект. – М., 1984.

19.СД «СНиПы и ГОСТы».

					ДП Т042 Г964 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		