МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (МАМИ)»
Факультет химико-технологического оборудования
Кафедра «Термодинамика, теплотехника и энергосбережение»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту
по специальности 140104.65 Промышленная теплоэнергетика

Тема выпускной квалификационной работы

«Производственно-отопительная котельная Московского насосного завода г. Одинцово»

Студент_____ Серова Е.С.
(подпись, дата) (фамилия, и., о.)

Руководитель_____ Ларкин Д.К., к.т.н., доц.
(подпись, дата) (фамилия, и.о., ученая степень, звание)

Консультант_____ Владимиров С.Н., к.т.н., доц.
(подпись, дата) (фамилия, и.о., ученая степень, звание)

Консультант_____ Самсонов В.С.., к.т.н., проф.
(подпись, дата) (фамилия, и.о., ученая степень, звание)

Зав. кафедрой _____ Покусаев Б.Г.,д.т.н., проф., член-корр РАН
(подпись, дата)

СОДЕРЖАНИЕ

стр.

1. Введение…… 5

2. Тепловая схема котельной…….. 6

2.1. Основные сведения о тепловых схемах котельной…… 6

2.2. Описание принципиальной схемы котельной с паровыми котлами…… 7

2.3. Расчет тепловой схемы котельной с паровыми котлами…… 8

2.4. Исходные данные для расчета тепловой схемы…….. 10

2.5. Расчет тепловой схемы котельной для зимнего режима…… 16

2.6. Выбор оборудования котельной…… 23

3. Тепловой расчет котла ДЕ-25-14 ГМ…… 26

3.1. Общие сведения о котлах ДЕ-25-14 ГМ…… 26

3.2. Тепловой баланс котельного агрегата…….. 32

3.3. Расчет теплообмена в топке котельного агрегата…….. 35

3.4.Расчет котельного пучка…… 39

3.5. Расчет экономайзера…… 43

4. Аэродинамический расчет котельной установки…… 47

4.1. Расчет конвективного пучка…… 49

4.2. Газовый тракт…… 50

4.3. Расчет дымовой трубы…… 53

4.4. Воздушный тракт…… 55

5.Контактные водонагреватели и теплообменные аппараты…… 60

5.1. Расчет контактного экономайзера…… 65

5.2. Аэродинамический расчет контактного экономайзера…….. 69
6. Система водоподготовки……. 70
6.1. Повышение эффективности системы водоподготовки……. 70
7. Контрольно-измерительные приборы, автоматика и защита… 73
7.1. Краткое описание системы автоматизации и защиты, контрольно-измерительных приборов применяемых в котельных установках……..…… 73
7.2. Структурные схемы автоматического регулирования процессов в паровых котлах…….. 79
7.3. Описание схемы автоматического регулирования парового котла ДЕ-25-14 ГМ…… 83
8. Организационно экономическая часть дипломного проекта…… 85
8.1. Подготовка исходных данных для технико-экономических расчетов…..……. 85
8.2. Расчет потенциальных затрат…… 87
8.3. Расчет технико-экономических показателей…….. 89
9. Безопасность и экологичность проектных решений…… 100
9.1. Выбор объекта анализа…… 100
9.2. Анализ потенциальной опасности объекта для персонала и окружающей среды…… 100
9.3. Анализ возможности возникновения чрезвычайных ситуаций… 105
9.4. Мероприятия и средства по обеспечению безопасности труда… 106
9.5. Мероприятия и средства по защите окружающей среды……... 109
9.6. Мероприятия и средства по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях……... 114
9.7. Заключение по разделу…….. 120
10. Список используемой литературы…….. 121

1. ВВЕДЕНИЕ

В представленном дипломном проекте рассматривается паровая котельная города Одинцово.

Котельная служит для выработки насыщенного пара, который используется для технологических нужд на промышленном предприятии, покрытия собственных нужд самой котельной, а так же выработки горячей воды, для обеспечения потребности населения одного из микрорайона г. Одинцово в отоплении и горячем водоснабжении. В котельной установлены паровые котлы, а так же другое технологическое оборудование.

Для повышения эффективности сжигания природного газа за паровыми котлами установили контактные экономайзеры насадочного типа, что обеспечивает охлаждение уходящих газов ниже точки росы, составляющих для продуктов сгорания природного газа 50-60 ºС. При этом использование физического тепла дымовых газов и тепла конденсации, содержащихся в них водяных паров, снижает использование выработанной тепловой энергии в виде пара или горячей воды на собственные нужды котельной для подогрева исходной воды необходимых параметров. Собственно, это приводит к уменьшению расхода топлива на выработку 1 Гкал тепла в виде пара или горячей воды.

Так же в дипломном проекте были выполнены расчет технико-экономических показателей работы котельной, рассмотрены вопросы повышения эффективности системы водоподготовки, КИП и автоматики и безопасности жизнедеятельности, экологии и охраны труда.

2. ТЕПЛОВАЯ СХЕМА КОТЕЛЬНОЙ

2.1. Основные сведения о тепловых схемах котельной

На тепловой схеме котельной с помощью условных графических изображений показано основное и вспомогательное оборудование, объединяемое линиями трубопроводов для транспортировки теплоносителей, в виде пара или воды. На принципиальной тепловой схеме представлено лишь главное оборудование (котлы, деаэраторы, подогреватели, насосы) и основные трубопроводы без арматуры, всевозможных вспомогательных устройств и второстепенных трубопроводов и без уточнения количества и места расположения оборудования. На основании принципиально тепловой схемы и ее расчетов выбирается основное и дополнительное оборудование котельной.

Основной целью расчета тепловой схемы котельной является:

1. Определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и расходов тепла на собственные нужды для обоснования выбора основного оборудования;
2. Определение всех тепловых и массовых потоков, необходимых для выбора вспомогательного оборудования и определения диаметров трубопроводов и арматуры;
3. Определение исходных данных для дальнейших технико-экономических расчетов (годовых выработок тепла, годовых расходов топлива и др.);
4. Расчет тепловой схемы позволяет определить суммарную теплопроизводительность котельной установки при нескольких режимах её работы.

По известным суммарным расходам пара и горячей воды производится выбор теплоносителя, количества и производительности котельных агрегатов. После выбора котлов производится выбор всего необходимого для их работы вспомогательного оборудования, т.е. различных теплообменных аппаратов, аппаратуры водоподготовки, насосов, баков и др.

Всё выбранное оборудование наносится на тепловую схему в виде условных обозначений, выбираемых в соответствии с действующими

стандартами. Так же условными линиями изображают трубопроводы для различного вида жидкостей, пара и газа.

При расчете тепловой схемы задаются температурой воды, идущей на химводоочистку в пределах 20÷30ºС, исходной воды, поступающей в котельную зимой - 5ºС, летом - 15ºС. Приняв предварительно указанные величины, можно приступать к выполнению расчета тепловой схемы.

2.2. Описание принципиальной тепловой схемы котельной с паровыми котлами.

Для покрытия чисто паровых нагрузок или для отпуска незначительного количества тепловой энергии в виде горячей воды от тепловых источников, предназначенных для снабжения потребителей паром, устанавливаются паровые котлы низкого давления.

Паровая котельная г. Одинцово предназначена для одновременного отпуска пара и горячей воды, поэтому в тепловой схеме имеются установки для подогрева воды – подогреватели сетевой воды.

Сырая вода поступает из водопровода и насосом сырой воды 10 подается в охладитель непрерывной продувки 18 и далее в подогреватель сырой воды 14, где подогревается до температуры 20÷30ºС. Далее сырая вода проходит через водоподготовительную установку (ВПУ) 19, и часть её направляется в подогреватель химически очищенной воды 2 этого потока (часть проходит через охладитель выпара деаэратора 12) и поступает в головку деаэратора питательной воды 4. В этот деаэратор направлены так же потоки конденсата и пар после РОУ 13 с давлением $P_{роу}$ = 1,5 кгс/см^2 для подогрева деаэрируемой воды до 104ºС. Деаэрированная вода при помощи питательных насосов 9 подается в водяные экономайзеры паровых котлов и к охладителю РОУ. Часть выработанного котлами пара редуцируется в РОУ и расходуется для подогрева сырой воды и деаэрации. Вторая часть химически очищенной воды подогревается в охладителе подпиточной воды, частично в охладителе выпара 12 и направляется в деаэратор подпиточной воды для тепловых сетей 5. Так как температура подпиточной воды обычно ниже 100ºС, вода после деаэратора

проходит водо-водяной теплообменник – охладитель подпиточной воды и подогревает химический очищенную воду. Подпиточным насосом 16 вода подается в трубопровод перед сетевыми насосами 17, которые прокачивают сетевую воду сначала через охладитель конденсата 6 и затем через подогреватель сетевой воды 7, откуда вода идет в тепловые сети. Деаэратор подпиточной воды 5 так же использует пар низкого давления.

В схеме предусмотрено использование теплоты непрерывной продувки паровых котлов. Для этой цели устанавливается сепаратор непрерывной продувки 11, в котором вода частично испаряется за счет снижения ее давления от 14 до 1,5 кгс/см^2. Образующийся при этом пар, отводится в паровое пространство деаэратора, горячая вода направляется в водоводяной подогреватель сырой воды – охладитель продувочной воды 18. Охлажденная продувочная вода сбрасывается в продувочный колодец 20.

Так принципиальная тепловая схема котельной с паровыми котлами и отдельно стоящими пароводяными подогревателями сырой воды предусмотрена для открытой системы теплоснабжения, в схеме предусмотрен деаэратор для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей, как правило атмосферный деаэратор и установка баков-аккумуляторов.

Так же, конденсат от пароводяных подогревателей под давлением греющего пара направляется прямо в деаэратор питательной воды 4, минуя конденсатные баки 15 и конденсатные насосы 8.

2.3. Расчет тепловой схемы котельной с паровыми котлами.

Рассчитывается принципиальная тепловая схема паровой котельной г. Одинцово со следующими исходными данными:

Котельная предназначена для отпуска пара технологическим потребителям и для снабжения горячей водой для нужд отопления и горячего водоснабжения. Система теплоснабжения – закрытая. Пар, вырабатываемый в паровых котлах, расходуется на технологические нужды с параметрами 1,4 Мпа, 195,05 °С, 35 т/ч, а также на собственные нужды и восполнение потерь в

котельной. Тепловые нагрузки котельной следующие: на отопление , на горячее водоснабжение. Тепловые сети работают по температурному графику 150-70 °С. Для горячего водоснабжения принята смешанная схема подогрева воды у абонентов. Расчетная температура наружного воздуха -25 °С. Для расчетов принимается температура сырой воды: 5 °С – зимой, 15 °С – летом. Подогрев воды перед водоподготовительной установкой до 30 °С. Деаэрация питательной и подпиточной воды осуществляется в атмосферном деаэраторе. Температура питательной воды составляет 104 °С.

Возврат конденсата от технологических потребителей пара 70% и его температура равна 80 °С. Предусмотрена непрерывная продувка паровых котлов с использованием отсепарированного пара в деаэраторе питательной воды.

Расчет тепловой схемы выполнен для трех характерных режимов работы системы теплоснабжения: максимально-зимнего, наиболее холодного месяца и летнего.

Исходные данные для расчета тепловой схемы приведены в таблице 1.

2.4. Исходные данные для расчета тепловой схемы паровой котельной г. Одинцово, работающей на закрытую систему теплоснабжения

Таблица 1

№ п/п	Физическая величина	Обозначение	Обоснование	Значение величины при характерных режимах работы котельной		
				Максимально зимнего	Наиболее холодного месяца	Летнего
1	Расход пара на производство ($p_н$ = 0,6 МПа, $t_н$ = 158,83 °С)	$D_{пр}$	задан	35 т/ч	35 т/ч	35 т/ч
2	Расход теплоты на нужды отопления и вентиляции	$Q_{ов}$	задан	4,8 МВт	3,5 МВт	-
3	Расход теплоты на горячее водоснабжение	$Q_{гвс}$	задан	1,6 МВт	1,6 МВт	1,6 МВт
4	Расчетная температура наружного воздуха	$t_{ро}$	задана	- 26 °С	-	-

Продолжение таблицы 1

5	*Температура наружного воздуха:* *- при расчете системы отопления* *- при расчете системы вентиляции*	$t_{но}$ $t_{нв}$	*Таблица* *Таблица*	*-25 °С* *-14 °С*	*-14 °С* -	- -
6	*Температура воздуха внутри помещений*	$t_{вн}$	*принята*	*18 °С*		
7	*Температура воды:* *- после сетевого подогревателя* *- перед сетевым подогревателем*	t_1 t_2	*принята* *принята*	*150 °С* *70 °С*		
8	*Возврат конденсата технологическими потребителями*	β	*задан*	*70%*	*70%*	*70%*
9	*Энтальпия пара*	$i''_к = i'_{роу}$	*таблица*	*2788,9 кДж/кг*		

	($p_н$ = 1,4 МПа, $t_н$ = 195,05 °С)			

Продолжение таблицы 1

10	*Энтальпия пара ($p_н$ =0,6 МПа, $t_н$ = 158,83 °С)*	*$i''_{роу}$*	*таблица*	*2756,1 кДж/кг*
11	*Температура питательной воды*	*$t_{пв}$*	*задана*	*104 °С*
12	*Энтальпия питательной воды*	*$i_{пв}$*	*таблица*	*436 кДж/кг*
13	*Непрерывная продувка котлоагрегатов*	*$p_{пр}$*	*Принята*	*5%*
14	*Энтальпия котловой воды ($p_н$ =1,4 МПа, $t_н$ = 195,05 °С)*	*$i_{кв}$*	*таблица*	*830,1 кДж/кг*
15	*Степень сухости пара*	*x*	*принята*	*0,98*
16	*Энтальпия пара на выходе из расширителя непрерывной продувки*	*$i''_{расш}$*	*таблица*	*2652,9 кДж/кг*
17	*Температура подпиточной*	*$t_{подп}$*	*принята*	*70 °С*

	воды					

Продолжение таблицы 1

18	*Энтальпия подпиточной воды*	$i_{подп}$	*таблица*	*293,02*		
19	*Температура конденсата возвращаемого с производства*	$t_к$	*задана*	*80 °С*		
20	*Энтальпия конденсата возвращаемого с производства*	$i_к$	*таблица*	*334,95 кДж/кг*		
21	*Температура воды после охладителя непрерывной продувки*	$t_{пр}$	*принято*	*40 °С*		
22	*Энтальпия воды после охладителя непрерывной продувки*	$i_{пр}$	*таблица*	*209,34 кДж/кг*		
23	*Энтальпия конденсата*	$i^{роу}{}_к$	*таблица*	*670,5 кДж/кг*		
24	*Температура сырой воды*	$t_{св}$	*принята*	*5 °С*	*5 °С*	*15 °С*
25	*Энтальпия сырой воды*	$i_{св}$	*таблица*	*21,02 кДж/кг*	*21,02 кДж/кг*	*62,98 кДж/кг*

Продолжение таблицы 1

26	*Температура химически очищенной воды перед охладителем деаэрируемой воды*	$t'_{хов}$	*принята*	*30 °С*
27	*Энтальпия химически очищенной воды перед охладителем деаэрируемой воды*	$i'_{хов}$	*таблица*	*125,75 кДж/кг*
28	*Энтальпия конденсата после подогревателей сетевой воды*	$i_к$	*таблица*	*334,95 кДж/кг*
29	*КПД сетевого подогревателя*	η	*%*	*98*
30	*Расход пара на собственные нужды котельной*	$к_{сн}$	*%*	*5*

31	*Расход пара на мазутное хозяйство*	$к_м$	*%*	*3*

Продолжение таблицы 1

32	*Расход пара на покрытие потерь*	$к_п$	*%*	*2*
33	*Доля конденсата, возвращаемого внешним потребителями*	β	*%*	*70*
34	*Потери конденсата в цикле котельной установки (% от суммарной производительности)*	$к_к$	*%*	*3*
35	*Потери воды в теплосети (% от количества воды в системе теплоснабжения)*	$к_{тс}$	*%*	*2*
36	*Коэффициент, учитывающий расход сырой вод на собственные нужды химводоочистки*	$к_{хов}$	-	*1,25*

2.5. Расчет тепловой схемы паровой котельной г. Одинцово

Таблица 2

№ п/п	Физическая величина	Обозначение	Расчетная формула	Размерность	Значение величины при характерных режимах работы котельной		
					Максимально зимнего	Наиболее холодного месяца	Летнего
1	Коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию	$к_{ов}$	$\frac{t_{вн} - t_{н}}{t_{вн} - t_{ро}}$	-	0,977	0,727	-
2	Расход воды на подогреватель сетевой воды	G	$\frac{860 \cdot (Q_{ов} + Q_{гвс})}{(t_1 - t_2)}$	т/ч	68,8	54,83	17,2
3	Расход пара на подогреватель сетевой	$D_{псв}$	$\frac{4{,}2 \cdot G \cdot (t_1 - t_2)}{(i''_{роу} - i_к)}$	т/ч	9,55	7,61	2,4

	воды						

Продолжение таблицы 2

4	*Расход редуцированного пара внешними совместителями*	$D''_{роу}$	$D_{пр} + D_{псв}$	*т/ч*	*44,55*	*42,61*	*37,4*
5	*Количество впрыскиваемой воды*	$G_{роу}$	$D''_{роу} \cdot \frac{i'_{роу} - i''_{Роу}}{i'_{роу} - i_{пв}}$	*т/ч*	*0,62*	*0,59*	*0,52*
6	*Расход пара на собственные нужды*	$D'_{сн}$	$0{,}01 \cdot к_{сн} \cdot D''_{роу}$	*т/ч*	*2,23*	*2,13*	*1,87*
7	*Расход пара на мазутное хозяйство*	$D_{м}$	$0{,}01 \cdot к_{м} \cdot D''_{роу}$	*т/ч*	*1,34*	*1,28*	*1,12*
8	*Расход пара на покрытие потерь в котельной*	$D_{п}$	$0{,}01 \cdot к_{п} \cdot (D''_{роу} - D'_{сн} + D_{м})$	*т/ч*	*0,87*	*0,83*	*0,73*
9	*Суммарный расход пара на собственные нужды, мазутное хозяйство и*	$D_{сн}$	$D'_{сн} + D_{м} + D_{п}$	*т/ч*	*4,44*	*4,24*	*3,72*

	покрытие потерь в котельной						

Продолжение таблицы 2

10	*Суммарная паро-производительность котельной*	D	$D''_{роу} + D_{сн}$	*т/ч*	*49,0*	*46,85*	*41,12*
11	*Потери конденсата у внешних потребителей и внутри котельной*	$G^{пот}_{к}$	$(1 - \beta) \cdot D_{пр} + 0{,}01 \cdot к_{к} \cdot D''$	*т/ч*	*12,0*	*11,9*	*11,73*
12	*Расход химически очищено воды*	$G_{хов}$	$(G^{пот}_{к} + D_{пр} + 0{,}01 \cdot к_{тс} \cdot G$	*т/ч*	*13,38*	*13,28*	*12,07*
13	*Расход сырой воды*	$G_{св}$	$к_{хов} \cdot G_{хов}$	*т/ч*	*16,73*	*16,6*	*15,1*
14	*Количество воды поступающей в расширитель с непрерывной продувкой*	$G_{пр}$	$0{,}01 \cdot p_{пр} \cdot D$	*т/ч*	*2,5*	*2,34*	*2,06*
15	*Количество пара, получаемого в расши-*	$D_{расш}$	$\frac{G_{пр} \cdot (i_{кв} - i'_{расш})}{x \cdot (i''_{расш} - i_{расш})}$	*т/ч*	*0,52*	*0,49*	*0,43*

	рителе непрерывной продувки						

Продолжение таблицы 2

16	*Количество воды на выходе из расширителя непрерывной продувки*	$G_{расш}$	$G_{пр} - D_{расш}$	*т/ч*	*1,98*	*1,85*	*1,63*
17	*Расход химически очищенной воды на покрытие утечек в системе теплоснабжении*	$G_{подп}$	$0,01 \cdot к_{тс} \cdot G$	*т/ч*	*1,38*		
18	*Температура сырой воды после охладителя непрерывной продувки*	$t'_{св}$	$\frac{G_{расш} \cdot (i'_{расш} \cdot \eta - i_{пр})}{4,2 \cdot G_{св}} + t_{св}$	*°С*	*9,04*	*8,8*	*18,65*
19	*Температура сырой воды после подогревателя сырой*	$t''_{св}$	$\frac{G_{к.эк.} \cdot (i'_{к.эк.} \cdot \eta - i''_{к.эк.})}{4,2 \cdot G_{св}} + t'_{св}$	*°С*	*29,4*	*29,34*	*28,1*

	воды						

Продолжение таблицы 2

20	*Температура химически очищенной воды после охладителя деаэрируемой воды*	$t''_{хов}$	$t'_{хов} + \frac{G_{подп} \cdot (t_{пв} - t_{подп}) \cdot \eta}{G_{хов}}$	*°С*	*31,0*	*30,14*	*27,07*
21	*Расход пара на подогрев химически очищенной воды в подогревателе перед деаэратором*	$D_{хов}$	$\frac{G_{хов} \cdot (i_к - t''_{хов})}{i''_{роу} - i_к^{роу}}$	*т/ч*	*1,05*	*1,04*	*1,03*
22	*Суммарное количество воды и пара, поступающее в деаэратор, за вычетом греющего пара деаэратора*	$G_д$	$G_{хов} + \beta \cdot D_{пр} + D_{хов} + D_{псв} + D_{расш}$	*т/ч*	*48,6*	*46,92*	*40,43*

Продолжение таблицы 2

23	*Средняя температура воды в деаэраторе*	$t'_{д}$	$\frac{G_{хов} \cdot i_{к} + \beta \cdot D_{пр} \cdot i_{к} + D_{хов} \cdot i_{к}^{роу} + D_{псв} \cdot i_{к} + D_{расш} \cdot i''_{расш}}{C_{р} \cdot G_{д}}$	*°С*	*87,3*	*87,28*	*87,66*
24	*Расход греющего пара на деаэратор*	$D_{д}$	$\frac{G_{д} \cdot (i_{пв} - 4{,}2 \cdot t'_{д})}{(i''_{роу} - i_{пв}) \cdot \eta}$	*т/ч*	*1,5*	*1,4*	*1,2*
25	*Расход редуцированного пара на собственные нужды*	$D^{роу}_{сн}$	$D_{д} + D_{хов}$	*т/ч*	*2,55*	*2,44*	*2,23*
26	*Расход свежего пара на собственные нужды*	$D_{сн}$	$\frac{D_{сн}^{роу} \cdot (i''_{роу} - i_{пв})}{i'_{роу} - i_{пв}}$	*т/ч*	*2,51*	*2,41*	*2,2*
27	*Действительная паро-производительность котельной с учетом расхода на собственные*	$D_{к}$	$(D''_{роу} + D_{сн}) + 0{,}01 \cdot к_{п} \cdot (D''_{роу} + D_{сн})$	*т/ч*	*48,0*	*45,9*	*40,4*

	нужды и потери пара в котельной						

Продолжение таблицы 2

28	*Невязка с предварительно принятой паропроизводи-тельностью*	*ΔD*	$\frac{D_к - D}{D_к} \cdot 100$	*%*	*-2,1*	*-2,1*	*-1,8*
29	*Уточненный расход редуцированного пара*	$D''_{у.роу}$	$D_{пр} + D_{псв}$	*т/ч*	*47,1*	*45,05*	*39,63*
30	*Уточненный расход воды на редукционно-охладительную установку*	$G^{у}_{роу}$	$\frac{D''_{у.роу} \cdot (i'_{роу} - i''_{роу})}{i'_{роу} - i_{пв}}$	*т/ч*	*0,66*	*0,63*	*0,55*
31	*Расход свежего пара на редукционно-охладительную установку*	$D'_{у.роу}$	$\frac{D''_{у.роу} \cdot (i''_{роу} - i_{пв})}{i'_{роу} - i_{пв}}$	*т/ч*	*46,4*	*44,42*	*39,1*
32	*Уточненная суммарная*	$D^{у}_{к}$	$D^{у}_{роу} + 0{,}01 \cdot к_{п} \cdot D^{у}_{роу}$	*т/ч*	*47,33*	*45,31*	*39,88*

	паропроизводительность котельной						

В результате расчета к установке принимаются выбранные ранее котлы ДЕ-25-14 ГМ в количестве трех штук, один из которых резервный, с паропроизводительностью по 25 т/ч каждый и параметрами пара: пар насыщенный, р = 1,4 МПа, t = 195,06 °С. Основное топливо – природный газ, аварийное – мазут.

2.6. Выбор оборудования котельной.

Подпиточные насосы:

$G_{подп}$ = 11,25 т/ч

V = 11,25 / 0,882 = 12,75 $м^3$/ч

Выбираем два насоса (один в резерве) 3К-6

Подача 30 $м^3$/ч; Напор 62 м.вод.ст.

Мощность на валу насоса 9,4 кВт; КПД 54,4%

Питательные насосы:

$G_{пит}$ = 19,3 т/ч

V = 19,3 / 0,958 = 20,1 $м^3$/ч

Выбираем два насоса (один в резерве) 2,5ЦВ-1,1

Подача 22 $м^3$/ч; Напор 250 м.вод.ст.

Мощность на валу насоса 19,8 кВт; КПД 50,0%

Насос сырой воды:

$G_{св}$ = 24,13 т/ч

V = 24,13 / 0,999 = 24,15 $м^3$/ч

Выбираем два насоса (один в резерве) $Е_2$КМ-6

Подача 30 $м^3$/ч; Напор 24 м.вод.ст.

Мощность на валу насоса 3,1 кВт; КПД 63,5%

Деаэратор атмосферный

$G_д$ = 28,24 т/ч

Выбираем один деаэратор – ДСА-35

Сепаратор непрерывной продувки

Дп = 0,121 т/ч = 12,1 кг/ч

Удельный объем пара при давлении

1,2 кгс/см^2 - V'' = 1,45 м^3/кг

Часовой объем пара в сепараторе

VП = D · V'' = 121 · 1,45 = 175,45 м^3/ч

Выбираем один сепаратор СП – 07 вместимостью 0,7 м^3

Охладитель подпиточной воды

Расчетная тепловая нагрузка

Q = G под · (t - t') = 11 · 10^3 · (104 – 70) = 374 · 10^3 ккал/ч

Средний температурный напор

$$\Delta t = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} = \frac{(70 - 30) - (104 - 65)}{\ln \frac{40}{39}} = 39{,}5^{\circ}C$$

Коэффициент теплопередачи K = 2000 ккал/м^{2}ч°С

Площадь поверхности нагрева

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t \cdot \eta_{под}} = \frac{374 \cdot 10^3}{2000 \cdot 39{,}5 \cdot 0{,}98} = 4{,}83 м^2$$

Выбираем водо-водяной теплообменник МВН 2052-27

Поверхность нагрева одной секции F = 1,80 м^2

Количество секций – 3.

Охладитель продувки

Расчетная тепловая нагрузка

$$Q = G_{прдд} \cdot (t - t') = 0{,}7 \cdot 10^3 \cdot (104 - 40) = 44{,}8 \cdot 10^3 ккал/ч$$

Средний температурный напор

$$\Delta t = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} = \frac{(104 - 6{,}8) - (40 - 5)}{\ln \frac{97{,}2}{35}} = 60{,}9^{\circ}C$$

Коэффициент теплопередачи k = 1700 ккал/м^{2}ч°С

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t \cdot \eta_{под}} = \frac{44{,}8 \cdot 10^3}{1700 \cdot 60{,}9 \cdot 0{,}98} = 0{,}441 м^2$$

Выбираем водо-водяной теплообменник МВН 2052-23

Поверхность нагрева одной секции F = 0,67 м^2

Количество секций – 1.

Подогреватель сырой воды

Расчетная тепловая нагрузка

$$Q = G_{прдд} \cdot (t - t') = 24{,}13 \cdot 10^3 \cdot (30 - 6б8) = 0{,}559 \cdot 10^6 \, ккал/ч$$

Средний температурный напор

$$\Delta t = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} = \frac{(60 - 30) - (20 - 6{,}8)}{\ln \frac{30}{13{,}2}} = 16^\circ C$$

Коэффициент теплопередачи k = 2000 ккал/м^{2}ч°С

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t \cdot \eta_{под}} = \frac{0.559 \cdot 10^6}{2000 \cdot 16 \cdot 0{,}98} = 17{,}82 м^2$$

Выбираем водо-водяной теплообменник МВН 2050-31

Поверхность нагрева одной секции F = 6,30 м^2

Количество секций – 3.

Подогреватель химически очищенной воды

Расчетная тепловая нагрузка

$$Q = (G_{хов} - G_{подп}) \cdot (t - t') = (19{,}3 - 11) \cdot (80 - 30) \cdot 10^3 = 415 \cdot 10^3 \, ккал/ч$$

Средний температурный напор

$$\Delta t = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} = \frac{(158 - 30) - (158 - 80)}{\ln \frac{128}{78}} = 101^\circ C$$

Коэффициент теплопередачи k = 2500 ккал/м^{2}ч°С

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t \cdot \eta_{под}} = \frac{415 \cdot 10^3}{2500 \cdot 101 \cdot 0{,}98} = 1{,}677 м^2$$

Выбираем пароводяной теплообменник МВН 1436-01

Поверхность нагрева одной секции F = 4,54 м^2

Количество секций – 1.

3. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА ДЕ-25-14 ГМ

3.1. Общие сведения о котлах ДЕ-25-14 ГМ.

Газомазутные котлы типа ДЕ-25-14 ГМ разработаны А.А. Дорожновым и сотрудниками НПО ЦК ТИ и изготавливаются БнКЗ для работы с давлением 14 кгс/см^2. Котел предназначен для выработки насыщенного пара, идущего на технологические нужды промышленного предприятия. На чертеже представлен общий вид котла ДЕ-25-14 ГМ. В паровых котлах серии ДЕ применена новая компоновка топки. Она располагается справа от поверхности нагрева конвективных пучков и имеет глубину, равную длине котла. Топочная камера отделена от конвективного пучка глухой мембранной стенкой, выполненной из труб с вваренными между ними стальными полосками (проставками).

Диаметр верхнего и нижнего барабанов котлоагрегата 1000 мм. Длина цилиндрической части барабанов составляет 7500 мм. В каждом барабане, в переднем и заднем днище, установлены лазовые затворы, что обеспечивает доступ в барабаны при ремонте.

Ширина топочной камеры котла ДЕ-25-14 ГМ составляет 1830 мм, а глубина 7200 мм. Продукты сгорания из топочной камеры через окно, расположенное с левой стороны, в задней части перегородки, направляются в конвективную поверхность нагрева. Перегородка у барабанов в месте обсадки труб уплотняется установкой чугунных гребенок, примыкающих к трубам и барабану. Трубы Ø 51 х 2,5 мм не имеют обсадных концов и крепятся сваркой к верхнему и нижнему коллекторам Ø 159 х 6 мм, соединенным не обогреваемой рециркуляционной трубой Ø 76 х 3,5 мм.

Коллекторы привариваются к верхнему и нижнему барабанам. Фронтовой экран котла образован четырьмя трубами, замкнутыми непосредственно в верхний и нижний барабаны. Подовая часть топки закрыта слоем огнеупорного кирпича.

Конвективный пучок образован вертикальными трубами Ø 51 х 2,5 мм, развальцованными в верхнем и нижнем барабанах. Шаг труб вдоль барабана 110 мм, поперечный 110 мм.

Переброс дымовых газов с фронта котлов к расположенному сзади экономайзеру осуществляется газовым коробом, который размещен над топочной камерой и поставляется отдельным блоком.

Контуры боковых экранов и конвективного пучка (а также фронтового экрана) замкнуты непосредственно на барабаны.

Котел имеет двухступенчатую схему испарения с внутрибарабанным солевым отсеком. Во вторую ступень испарения выделены первые по ходу газов рады труб конвективного пучка.

В качестве сепарационных устройств первой ступени испарения используются установленные в верхнем барабане щитки и козырьки, направляющие пароводяную смесь из экранных труб на уровень воды. Для выравнивания скоростей пара по всей длине барабана котел снабжается верхним дырчатым пароприемным потолком. На котле перед пароприемным потолком устанавливается горизонтальный жалюзийный сепаратор.

Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются продольные щиты, направляющие движение пароводяной смеси в торец барабана, а затем вдоль барабана к поперечной перегородке, разделяющей отсеки. Отсеки ступенчатого испарения сообщаются между собой по пару через окно над поперечной перегородкой, а по воде через сопло, расположенное в нижней части водяного объема барабана.

Заводская поставка котлов осуществляется блоком, включающим верхний и нижний барабаны с внутрибарабанными устройствами, трубную систему экранов и конвективного пучка, опорную раму и обвязочный каркас.
Обмуровка фронтовой и задней стен изготовлена облегченной. Обмуровка фронтовой стены выполнена из слоя шамобетона толщиной 100 мм и нескольких слоев изоляционных плит толщиной 200 мм.

Общая толщина обмуровки фронтовой стены 300 мм. Обмуровка задней стены состоит из слоя шамобетона толщиной 65 мм и нескольких слоев

изоляционных плит толщиной 200 мм, т.е. общая толщина обмуровки составляет 265 мм.

Для уменьшения присосов в газовый тракт котла снаружи патрубная обмуровка покрывается металлической листовой обшивкой, которая приварена к обвязочному каркасу.

В качестве хвостовых поверхностей нагрева применяются стандартные чугунные экономайзеры.

Характеристики котельного агрегата ДЕ-25-14 ГМ

Таблица 3

№ п/п	Наименование	Размерность	Величина
1	2	3	4
1	Паропроизводительность	т/ч	25
2	Давление	кг/см^2	14
3	Температура: - питательной воды - насыщенного пара	°С	104
4	Объем топки	м^3	29,0
5	Площадь поверхности стен топки	м^2	64,22
6	Диаметр экранных труб	мм	51 х 2,5
7	Шаг труб боковых экранов	мм	55
8	Площадь лучевоспринимающей поверхности нагрева	м^2	60,46
9	Площадь поверхности нагрева конвективных пучков	м^2	212,4
10	Диаметр труб конвективных пучков	мм	51 х 2,5
11	Расположение труб: - I пучок - II пучок		шахматное коридорное
12	Поперечный шаг труб	мм	110
13	Продольный шаг труб	мм	110

Расчетные характеристики топлива

Таблица 4

Топливо	Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки, α_T	Допускаемое тепловое напряжение топки по условиям горения, $Q \cdot 10^{-3}$ ккал/м^{3}ч	Потери тепла от химического недожега, %
Природный газ	1,05	399,9	0,5

Таблица 5

Газопровод	Состав газа в процентах по объему							Теплота сгорания низшая сухого газа $Q_н^р$, кДж/нм^3	Плотность газа при нормальных условиях ρ, кг/м³
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2		
Саратов-Москва	92.66	5.04	0.45	-	1.85	-	-	34615	0,800

Объемы воздуха и продуктов сгорания газообразных топлив

$V^0 = 10,47$ м^3/нм^3

$V_{RO2} = 1,13$ м^3/нм^3

$V^0_{Na} = 8,27$ м^3/нм^3

$V^0_{H2O} = 2,34$ м^3/нм^3

$V^0_2 = 12,27$ м^3/нм^3

Величины	Размерность	$V^0 = 10,47$ м^3/нм^3, $V_{RO2} = 1,13$ м^3/нм^3, $V^0_{Na} = 8,27$ м^3/нм^3, $V^0_{H2O} = 2,34$ м^3/нм^3, $V^0_2 = 12,27$ м^3/нм^3		
		Газоходы		
Среднее значение коэффициента избытка воздуха α в газоходах	-	1,05	1,075	1,15
Объем избыточного воздуха $(\alpha - 1) \cdot V^0$	нм^3/нм^3	0,523	0,785	1,571
Объем водяных паров	нм^3/нм^3			
Полный объем продуктов сгорания, $V_г = V_{RO2} + V^0_{N2} + V_{H2O} + (\alpha - 1) \cdot V^0$	нм^3/нм^3	12,271	12,537	13,335
Объемная доля сухих трех атомных газов,				
Объемная доля водяного пара, $r_{H2O} = V_{H2O} / V$	-	0,191	0,187	0,177
Суммарная доля трех атомных газов,		0,282	0,277	0,261

Энтальпия продуктов сгорания

Таблица 7

Поверхность нагрева	Температура после поверхности нагрева, °С	$I^0_в$ ккал/м^3	$I^о_ч$ ккал/м^3	$I^в_{изб}$ ккал/м^3	I ккал/м^3
Топка	2100	8101	9907	405	10312
α = 1,05	2000	7681	9378	384	9762
	1900	7261	8857	363	9220
	1800	6842	8332	342	8674
	1700	6432	7814	322	8136
	1600	6024	7602	301	7603
	1500	5615	6791	281	7072
	1400	5205	6289	260	6549
	1300	4795	5782	240	6022
	1200	4398	5286	220	5506
	1100	3998	4803	200	5003
	1000	3598	4321	180	4501
	900	3211	3843	160	4003
	800	2834	3372	142	3514
Котельный пучок	800	2834	3372	283	3655
α = 1,1	700	2454	2911	245	3156
	600	2079	2463	208	2671
	500	1714	2029	171	2200
	400	1357	1602	136	1738
Экономайзер	400	1357	1602	271	1873
α = 1,2	300	1009	1186	202	1388
	200	667	782	133	915
	100	332	387	66	453

3.2. Тепловой баланс котельного агрегата

Таблица 8

№ п/п	*Рассчитываемая величина*	*Обозначение*	*Расчетная формула*	*Размерность*	*Расчет*
1	*2*	3	4	*5*	*6*
1	*Низшая теплота сгорания*	$Q^{н}_{р}$	задано	*Ккал/нм^3*	*8800*
2	*Температура уходящих газов*	$\theta_{ух}$	Принимается предварительно	*°С*	*130*
3	*Энтальпия уходящих газов*	$I_{ух}$	По IT таблице	*Ккал/м^3*	*593*
4	*Энтальпия холодного воздуха при температуре $t_{хв}$ = 30 °С*	$I^{o}_{хв}$	*По IT - таблице*	*Ккал/м^3*	*99,8*
5	*Потери теплоты с уходящими газами*	q_2	$\frac{I_{ух} - \alpha_{ух} \cdot I^{0}_{ух} \cdot (100 - q_4)}{Q^{н}_{р}}$	*%*	$\frac{(593 - 1{,}2 \cdot 99{,}8) \cdot (100 - 0)}{8800} = 5{,}41$

6	Потери теплоты от химического недожога	q_3		%	0,5
7	Потери теплоты от наружного охлаждения	q_5		%	1,25

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
8	Сумма тепловых потерь	Σq	$q_2 + q_3 + q_5$	%	5,41 + 0,5 + 1,25 = 7,16
9	Коэффициент полезного действия котельного агрегата	$\eta_{ка}$	100 - Σq	%	
10	Коэффициент сохранения теплоты	φ	$1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} + q_5}$	-	$1 - \frac{1,25}{92,94 + 1,25} = 0,98$
11	Давление насыщенного пара на выходе из котла	$P_{нп}$	задано	$Кг/см^2$	14
12	Температура насыщенного пара на выходе из котельного агрегате	$t_{нп}$	По таблице	°C	195,05
13	Энтальпия насыщенного	$I_{нп}$	По таблице	$Ккал/м^3$	666,5

	пара				
14	*Температура питательной воды*	$t_{пв}$	*задана*	*°С*	*104*

Продолжение таблицы 8

1	*2*	3	*4*	*5*	*6*
15	*Энтальпия питательной воды*	$i_{пв}$	*По таблице*	*Ккал/м^3*	*104,04 ккал/м^3 ($P_{пв} = P_{нп} \cdot 1,21 = 14 \cdot 1,21 = 16,94$ кг/см^2)*
16	*Энтальпия котловой воды в барабане котла*	$i_{кв}$	*По таблице*	*Ккал/м^3*	*202,9 ккал/м^3 ($P_б = 1,1 \cdot P_{нп} = 1,1 \cdot 14 = 15, 4$ кг/см^2; $t_{кв} = 199,5$ °С)*
17	*Энтальпия насыщенного пара*	$i_{нас}$	По таблице	*Ккал/м^3*	*666,1*
18	*Теплота, затраченная на производство пара*	$Q_{пп}$	$D \cdot (i_{нп} - i_{пв})$	*Ккал/ч*	$2,5 \cdot 10^3 \cdot (666,1 - 104,04) = 14,051 \cdot 10^6$
19	*Теплота, затраченная на нагрев продувочной воды*	$Q_{пр}$	$\pi \cdot D \cdot (i_{кв} - i_{пв})$	*Ккал/ч*	$0,04 \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot (202,9\text{-}104,04) = 98,860 \cdot 10^6$ ($\pi = 4\%$)

20	*Полезная теплота котельного агрегата*	$Q_{кв}$	$Q_{пп} + Q_{пр}$	*Ккал/ч*	$14{,}051 \cdot 10^6 + 98{,}860 \cdot 10^6 = 14{,}149 \cdot 10^6$
21	*Расход топлива, подаваемого в топку*	B	$\frac{Q_{ка}}{Q_р^н \cdot \eta_{ка}}$	$м^3/ч$	$\frac{14{,}149 \cdot 10^6}{8800 \cdot 0{,}9284} = 1732{,}5$

3.3. Расчет теплообмена в топке котельного агрегата

Таблица 9

№ п/п	Рассчитываемая величина	Обозначение	Расчетная формула	Размерность	Расчет
1	*Объем топочной камеры*	$V_т$	*Из конструктивных характеристик*	$м^3$	*29,0*
2	*Полная лучевоспринимающая поверхность топки*	$H_л$	*Из конструктивных характеристик*	$м^2$	*60,46*
3	*Полная поверхность топки*	$F_{ст}$	*Из конструктивных характеристик*	$м^2$	*64,22*
4	*Степень экранирования топки*	X	$\frac{H_л}{F_{ст}}$	-	$\frac{60{,}46}{64{,}22} = 0{,}94$

5	Эффективная толщина излучающего слоя	S	$3{,}6 \cdot \frac{V_m}{F_{сп}}$	м	$3{,}6 \cdot \frac{29}{64{,}22} = 1{,}625$
6	Объемная доля водяных паров	$r_{н2о}$	По таблице	-	0,191

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
7	Суммарная объемная доля 3-х атомных газов	r_n	По таблице	-	0,283
8	Произведение	$r_n \cdot S$	$P \cdot r_n \cdot S$	$\frac{м \cdot кгс}{см^2}$	$1 \cdot 0{,}283 \cdot 1{,}625 = 0{,}459$
9	Тепло, вносимое воздухом в топку	$Q_в$	$(\alpha_T - \Delta\alpha_T) + \Delta\alpha_T \cdot I_{хв}$	ккал/м^3	$(1{,}05 - 0{,}05) + 0{,}05 \cdot 99{,}8 = 5{,}99$
10	Полезное тепловыделение в топке	Q_T	$Q_p^н \cdot \frac{100 - q_3}{100} + Q_в$	ккал/м^3	$8800 \cdot \frac{100 - 0{,}5}{100} + 5{,}99 = 8762$
11	Теоретическая температура горения	θ_a	По IT таблице	°C	1816
12	Температура газов на	θ''_T	Принимается с	°C	1100

	выходе из топки		*последующим уточнением*		
13	*Теплосодержание газов на выходе из топки*	I''_T	*По IT таблице*	*ккал/м³*	*5003*
14	*Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания на 1 м³ топлива*	$\theta_{ср}$	$\frac{Q_m - I''_m}{\vartheta_a - \vartheta''_m}$	*ккал/м³*	$\frac{8762 - 5003}{1816 - 1100} = 5{,}25$

Продолжение таблицы 9

1	*2*	3	*4*	*5*	*6*
15	*Коэффициент ослабления лучей 3-х атомными газами*	*кг*	*номограмма*	-	*2,4*
16	*Коэффициент ослабления лучей*	*к*	*Kr·rn*	-	*2,4 · 0,283 = 0,679*
17	*Оптическая толщина газового слоя*	*KPS*	*KPnS*	-	*1,625 · 1 · 0,679 = 1,1*
18	*Степень черноты факела*	*аф*	*номограмма*	-	*0,45*
19	*Условный коэффициент*	*ε*	*таблица*	-	*0,65*

	открытых экранов				
20	*Средний коэффициент тепловой эффективности*	ψ	$\frac{\Sigma Xi\varepsilon F_{cm}}{F_{cm}}$	-	*0,85*
21	*Степень черноты топочной камеры*	aT	$\frac{a_ф}{a_ф + (1 - a_ф)\,\Psi_{ср}}$	-	$\frac{0,45}{0,45 + (1 - 0,45)\cdot 0,85} = 0,49$
22	*Параметр*	M	$0,54 - 0,2 \cdot Xm$	-	$0,54 - 0,2 \cdot 0,8625 = 0,37$
23	*Коэффициент уровня горелок*	XT	$\frac{h_г}{H_T}$	-	$\frac{2040}{2400} = 0,8625$

Приложение таблицы 9

24	*Температура газов на выходе из топки*	θ''_T	$\frac{T_a}{M \cdot (\frac{4,9 \cdot \psi_{ср} \cdot F_{cm} \cdot a_m \cdot T_a^3}{10^8 \cdot \vartheta \cdot B_p \cdot (\vartheta_{ср})_{ср}})^{0,6} + 1} - 273$	°C	$\frac{2089}{0,37 \cdot (\frac{4,9 \cdot 0,85 \cdot 64,22 \cdot 0,49 \cdot 2098^3}{10^8 \cdot 0,98 \cdot 1732,5 \cdot 5,25})^{0,6} + 1} - 273 = 1081$
25	*Тепло, переданное излучением в топке*	$Q^T_л$	$\varphi \cdot (Q_m - I''_m)$	*ккал/м³*	*0,98 · (8762 - 4907) = 3778*
26	*Тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности нагрева*	$Q_к$	$\frac{B_p \cdot Q^m_л}{H_л}$	$\frac{ккал}{м^2 ч}$	$\frac{1751,5 \cdot 3778}{60,46} = 109,4 \cdot 10^3$

27	*Видимое тепловое напряжение топочного объема*	q_v	$\frac{B_p \cdot Q_н^p}{V_m}$	*ккал/м*^{3}	$\frac{1751,5 \cdot 8800}{29} = 531,4 \cdot 10^3$

3.4. Расчет котельного пучка

Таблица 10

№ п/п	*Рассчитываемая величина*	*Обозначение*	*Расчетная формула*	*Размерность*	*Расчет*
1	*2*	3	4	*5*	*6*
1	*Температура газов на входе в фестон*	θ´	θ´ = θ"$_m$	*°С*	*1081*

2	Энтальпия газа на входе в фестон	I'	$I' = I''_m$	Ккал/м^3	4907
3	Температура газов на выходе из котельного пучка	θ''	Принимается предварительно	°С	300
4	Энтальпия газов на выходе из котельного пучка	I''	По IT таблице	Ккал/м^3	1388
5	Средняя температура газов	$\theta_{ср}$	$\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$	°С	$\frac{1081+300}{2} = 690,5$

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
6	Тепловосприятие котельного пучка по балансу	$Q_б$	$\varphi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha I^0_{прс})$	Ккал/м^3	0,98 · (4907 – 1388 + 0,05·99,8) = 3514,01
7	Скорость газов	$w_г$	$\frac{B_р \cdot (273 + \vartheta_{ср}) \cdot V_г}{3600 \cdot F_г \cdot 273}$	м/с	$\frac{1732,5 \cdot (273+690,5) \cdot 12,537}{3600 \cdot 2,096 \cdot 273} = 10,0$
8	Коэффициент	$\alpha_п$	$\alpha_н \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_ф$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	$59 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,05 = 62$

	теплоотдачи конвекцией				
9	*Эффективная толщина излучающего слоя*	*S*	$0{,}9 \cdot (\frac{4}{\pi} \cdot \sigma_1 \cdot \sigma_2 - 1) \cdot d$	*м*	$0{,}9 \cdot (\frac{4}{\pi} \cdot 2{,}16^2 - 1) \cdot 0{,}051 = 0{,}62$ $\sigma_1 = \frac{S_1}{d} = \frac{110}{51} = 2{,}16$ $\sigma_2 = \frac{S_2}{d} = \frac{110}{51} = 2{,}16$
10	*Произведение*	$P_н S$	$P \cdot r_п \cdot S$	$\frac{мкгс}{см^2}$	*1 · 0,277 · 0,226 = 0,206*
11	*Коэффициент ослабления лучей 3-х атомными газами*	*ru*	*номограмма*	-	*3,3*

Продолжение таблицы 10

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
12	*Суммарная сила поглощения*	*кPS*	$(K_г \cdot r_п) \cdot P \cdot S$	-	*(3,3 · 0,277) · 1 · 0,226 = 0,206*
13	*Степень черноты*	$a_ф$	*номограмма*	-	*0,17*
14	*Средняя температура среды*	*t*	$t = t_{нас}$	*°C*	*198,8*

15	*Температурный напор*	Δt	$\theta_{ср} - t$	*°C*	*690,5 – 198,8 = 491,7*
16	*Коэффициент теплоотдачи излучением*	$\alpha_л$	*Номограмма* $a_ф \cdot \alpha_н$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	*0,17 · 44 = 7,5*
17	*Температура загрязненной стенки*	$t_{ст}$	$T_з = t + \Delta t$	*°C*	*198,8 + 25 = 223,8*
18	*Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке*	α	$\varepsilon \cdot (\alpha_к + \alpha_л)$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	*1 · (62 + 7,5) = 69,5*
19	*Коэффициент уменьшения тепловосприятия*	ε	*таблица*	-	*1*

Продолжение таблицы 10

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
20	*Расчетная поверхность нагрева*	$H_р$	*Из конструктивных характеристик*	$м^2$	*212,4*
21	*Коэффициент теплопередачи*	*K*	$\psi \cdot \alpha$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	*0,85 · 69,5 = 59*

22	*Тепловосприятие котельного пучка*	Q_T	$\frac{к \cdot \Delta t \cdot H_p}{B_p}$	*Ккал/м*^{3}	$\frac{59 \cdot 491,7 \cdot 212,4}{1732,5} = 3558,01$
23	*Невязка расчета*	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_б}{Q_m} \cdot 100$	*%*	$\frac{3558,01 - 3514,01}{3558,01} \cdot 100 = 1,11 < 2\%$

3.5. Расчет экономайзера

Таблица 11

№ п/п	*Рассчитываемая величина*	*Обозначение*	*Расчетная формула*	*Размерность*	*Расчет*
1	*2*	3	*4*	*5*	*6*

1	Температура газов на входе в экономайзер	θ´	Из расчета котельного пучка	°С	300
2	Энтальпия газов на входе в экономайзер	I´	По таблице	Ккал/м^3	1388
3	Температура газов на выходе из экономайзера	θ"	Принимается с последующим уточнением	°С	130
4	Энтальпия газов на выходе из экономайзера	I"	По IT таблице	Ккал/м^3	591,6
5	Тепловосприятие по балансу	$Q_б$	$\varphi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha \cdot I_{хв})$	Ккал/м^3	0,98 · (1388 – 591,6 + 0,1·99,8) = 770,7
6	Энтальпия воды на входе в экономайзер	$i'_{эк}$	таблица	Ккал/кг	102,0

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
7	Температура воды на входе в экономайзер	$t'_{эк}$	Принимается предварительно	°С	102

8	Энтальпия воды на выходе из экономайзера	$i''_{эк}$	$\frac{B_р \cdot Q_б}{D_к + D_{пр}} + i'_{эк}$	Ккал/кг	$\frac{1732,5 \cdot 770,7}{2,6 \cdot 10^3} + 102,1 = 154,02$
9	Температура воды на выходе из экономайзера	$t''_{эк}$	По таблице	°С	152
10	Температурный напор	Δt	$\frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}}$		$\frac{198 - 22}{\ln \frac{198}{22}} = 80,1$ $\Delta t_б = 300 - 102 = 198$ $\Delta t_м = 152 - 130 = 22$
11	Средняя температура газов	$\theta_{ср}$	$\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$	°С	$\frac{300 + 130}{2} = 215$
12	Средняя температура воды	$t_{ср}$	$\frac{t'_{эк} + t''_{эк}}{2}$	°С	$\frac{152 + 102}{2} = 127$
13	Средняя скорость газов	$w_г$	$\frac{B_р \cdot (273 + \vartheta_{ср}) \cdot V_г}{3600 \cdot F_г \cdot 273}$	м/с	$\frac{1732,5 \cdot (273 + 215) \cdot 13,335}{3600 \cdot 1,288 \cdot 273} = 9,0$

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
14	Эффективная толщина излучающего слоя	S	$0,9 \cdot (\frac{4}{\pi} \cdot \sigma_1 \cdot \sigma_2 - 1) \cdot d$	м	$0,9 \cdot (\frac{4}{\pi} \cdot 1.97^2 - 1) \cdot 0,076 = 0,62$

					$\sigma_1 = \frac{S_1}{d} = \frac{150}{76} = 1{,}97$ $\sigma_2 = \frac{S_2}{d} = \frac{150}{76} = 1{,}97$
15	*Произведение*	$P_н S$	$P \cdot r_п \cdot S$	$\frac{мкгс}{см^2}$	*1 · 0,261 · 0,275 = 0,071*
16	*Оптическая величина*	*кPS*	$(K_г \cdot r_п) \cdot P \cdot S$	-	*(3,2 · 0,261) · 1 · 0,275 = 0,23*
17	*Степень черноты продуктов сгорания*	*a*	По номограмме	-	*0,2*
18	*Температура загрязненной стенки*	$t_з$	$t_{ср} + \Delta t$	°C	*127 + 25 = 152*
19	*Коэффициент теплоотдачи излучением*	$\alpha_л$	$a \cdot \alpha_н$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	*0,2 · 20 = 4,0*
20	*Коэффициент теплоотдачи конвекцией*	$\alpha_к$	$\alpha_н \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_ф$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	$40 \cdot 0{,}97 \cdot 1 \cdot 1 = 38{,}8$

Продолжение таблицы 11

1	*2*	*3*	*4*	5	*6*

21	*Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке*	α	$\varepsilon \cdot (\alpha_к + \alpha_л)$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	$1 \cdot (38,8 + 4,0) = 42,8$
22	*Коэффициент теплопередачи*	K	$\psi \cdot \alpha$	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	$0,85 \cdot 42,8 = 36,38$
23	*Тепловосприятие экономайзера по уравнению теплопередачи*	Q_T	$\frac{к \cdot \Delta t \cdot H_p}{B_p}$	$Ккал/м^3$	$\frac{36,38 \cdot 80,1 \cdot 472}{1732,5} = 793,28$
24	*Невязка расчета*	ΔQ	$\frac{Q_т - Q_б}{Q_т} \cdot 100$	%	$\frac{793,28 - 770,7}{793,28} \cdot 100 = 1,85 < 2\%$

Невязка теплового расчета:

$$Q_p^н \cdot \eta_{ка} - (Q_л^т + Q_{ка} + Q_{эк}) = 8000 \cdot 0,9284 + (3778 + 35858,01 + 793,28) = 40,62$$

$$\frac{40,62}{8163,92} \cdot 100 = 0,498\% < 0,5\%$$

4. АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Целью аэродинамического расчета котельной установки (расчет тяги и дутья) является выбор необходимых тягодутьевых машин на основе определения производительности тяговой и дутьевой систем и перепада полных давлений в газовом и воздушном трактах. Кроме того, в ходе расчета проводится оптимизация элементов и участков газовоздушного тракта, обеспечивающая минимальные расчетные затраты, а также определяются расчетные данные для конструирования газовоздухопроводов.

Газовоздушный тракт котла ДЕ-25-14 ГМ включают в себя воздухопроводы холодного воздуха, запорные и регулирующие органы, тягодутьевые машины, газопроводы и дымовую трубу.

Нормальная работа котельной установки возможна при условии непрерывной подачи в топку воздуха, необходимого для горения топлива и удаления в атмосферу продуктов сгорания после их охлаждения. Схема организации подачи воздуха в топку и перемещения продуктов сгорания в газоходах котла показана ниже.

В системе, представленной на схеме, подача воздуха в топку осуществляется вентилятором, а продукты сгорания удаляются дымососом. При этой системе воздушный тракт находится под давлением, а газовый тракт под разрежением.

5 – дымовая труба.

ктов сгорания в газоходах котла

4.1. Расчет конвективного пучка

Таблица 12

№ п/п	Рассчитываемая величина	Обозначение	Расчетная формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4	5	6
1	Число рядов труб по ходу газов	Z	Конструктивная характеристика	-	76
2	Коэффициент местного сопротивления	ε	$0,7 \cdot Z$	-	$0,7 \cdot 76 = 53,2$
3	Плотность газов при средней температуре	ρ	$1,29 \cdot \frac{273}{273+\nu}$	кг/м^3	$1,29 \cdot \frac{273}{273+690,5} = 0,365$
4	Сопротивление пучка	$\Delta\rho_н$	$\varepsilon \cdot \frac{p \cdot \omega^2}{2}$	Па	$53,2 \cdot \frac{0,365 \cdot 10,0^2}{2} = 970,9$

Объем дымовых газов: $V = B_p \cdot \left[V_г + (\alpha - 1) \cdot V^0\right] \cdot \frac{\nu_{ср} + 273}{273}, м^3/ч;$

Средняя скорость газов: $w_г = \frac{B_p \cdot (273 + \vartheta_{ср}) \cdot V_г}{3600 \cdot F_г \cdot 273}, м/с$

4.2. Газовый тракт

Таблица 13

№ п/п	Наименование участка	Средняя температура дымовых газов	Плотность газов при средней температуре	Действительный объем дымовых газов	Скорость движения дымовых газов	Коэффициент местного сопротивления	Сопротивление участка
		$\theta_{ср}$, °C	ρ, кг/м^3	$V_г$, м^3/ч	w, м/с	ε	$\Delta P_н$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Разрежение в топке	-	-	-	-	-	25
2	Газоход между котлом и водяным экономайзером	-	-	-	-	-	970,9
3	Поворот на 90°	690,5	0,365	76657	10	1,02	18,6
4	Поворот на 90°	690,5	0,365	76657	10	1,02	18,6
5	Водяной экономайзер	215	0,721	41297	9	11,2	327,04

6	Поворот на 90°	215	0,721	41297	9	1,02	29,78

Продолжение таблицы 13

7	Раздающий тройник: 1.Сечение бокового ответвления 2.Сечение прямого ответвления	215 215	0,721 0,721	20648 20648	4,5 4,5	0,8 0,45	5,84 3,28
8	Поворот на 90°	130	0,873	20648	4,5	1,02	9,01
9	Контактный экономайзер	85	0,997	-	-	-	500
10	Поворот на 90°	40	1,125	13243	9	1,4	65,2
11	Собирающий тройник: 1.Сечение бокового ответвления 2.Сечение прямого ответвления	68	1,032	17990	6	0,035	0,65

		68	*1,032*	*15600*	*4*	*0,6*	*4,95*
12	*Поворот на 90°*	*68*	*1,032*	*33590*	*10*	*1,2*	*61,92*
13	*Поворот на 90°*	*68*	*1,032*	*33590*	*10*	*1,2*	*61,92*
14	*Поворот на 90°*	*68*	*1,032*	*33590*	*10*	*1,02*	*52,63*

Продолжение таблицы 13

15	*Конфузор при входе в дымосос*	*68*	*1,035*	*33590*	*16,5*	*0,1*	*14,04*
16	*Диффузор за дымососом*	*85*	*0,997*	*37670*	*18*	*0,1*	*16,15*
17	*Поворот на 135°*	*108*	*0,924*	*37670*	*15*	*0,45*	*46,77*
18	*Вход в трубу*	*108*	*0,924*	*37670*	*15*	*0,9*	*93,55*
19	*Суммарное аэродинамическое сопротивление установки без дымовой трубы*	-	-	-	-	-	*2307,23*

4.3. Расчет дымовой трубы

Таблица 14

№ п/п	Рассчитываемая величина	Обозначение	Расчетная формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4	5	6
1	Число котлов	n	задано	шт.	3
2	Высота дымовой трубы	$H_{д.тр.}$	СНИП II-19-65	м	50
3	Часовое количество дымовых газов, проходящих через дымовую трубу	$V_{д.тр.}$	$B_p^{пар} \cdot V_{ух} \cdot \frac{273+t_{д.тр.}}{273} \cdot n + B_p^{вод} \cdot V_{ух} \cdot \frac{273+t_{д.тр.}}{273} \cdot n +$		$1732{,}5 \cdot 13{,}335 \cdot \frac{273+85}{273} \cdot 2 + 3689{,}7 \cdot 12{,}537 \cdot \frac{273+140}{273} \cdot 2 = 200551{,}6$
4	Скорость истечения дымовых газов из трубы	$w''_{д.тр.}$	Принимается предварительно	м/с	15

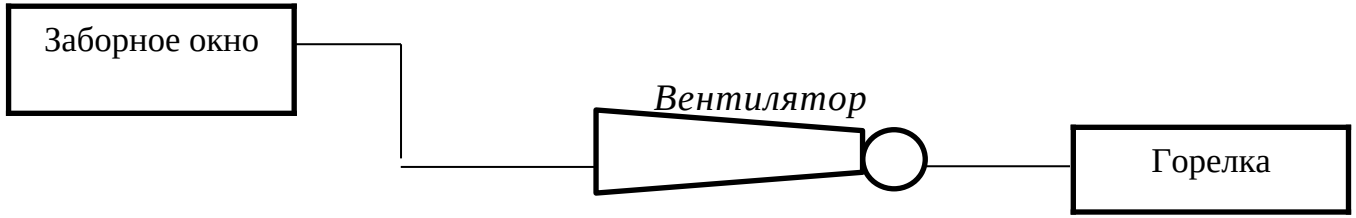
5	*Диаметр устья дымовой трубы в свету*	$d''_{д.тр.}$	$0{,}0188 \cdot \sqrt{\frac{V_{д.тр.}}{w_{д.тр.}}}$	*м*	$0{,}0188 \cdot \sqrt{\frac{200551{,}6}{15}} = 2{,}17$
6	*Ближайший рекомендуемый диаметр устья трубы*	$d''_{д.тр}$	*III-44, литература (1)*	*м*	*2,2*

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
7	*Действительная скорость истечения дымовых газов из трубы*	$w_д^{н.д.}{}_{тр}$	$\frac{4 \cdot V_{д.тр.}}{3600 \cdot \pi \cdot d''^{\,2}_{д.тр.}}$	*м/с*	$\frac{4 \cdot 200551{,}6}{3600 \cdot 3{,}14 \cdot 2{,}2^2} = 14{,}65$
8	*Средний уклон внутри стенок трубы*	*i*	-	-	*0,01*
9	*Диаметр основания трубы в свету*	$d'_{д.тр.}$	$d_д^{н.д.}{}_{тр.} + i \cdot H$	*м*	*2,2 + 0,01 · 50 = 2,7*
10	*Самотяга дымовой трубы*	$P_{сам}$	$H \cdot g \cdot (\rho_{воз} - \rho_г)$	*Па*	*50 · 9,81 · (1,2 – 0,997) = 99,57*
11	*Сопротивление трения дымовой трубы*	$\Delta P_{д.тр.}$	$\frac{x \cdot \rho_г \cdot w^2_{вых}}{8 \cdot i \cdot 2}$	*Па*	$\frac{0{,}05 \cdot 0{,}997 \cdot 14{,}65^2}{8 \cdot 0{,}01 \cdot 2} = 66{,}86$
12	*Динамическое давление*	$\Delta P_{вых}$	$\varepsilon_{вых} \cdot \frac{\rho_г \cdot w^2_{вых}}{2}$	*Па*	$4 \cdot \frac{0{,}997 \cdot 14{,}65^2}{2} = 106{,}98$

13	*Сумма потерь давлений в трубе*	$\Delta P_{пот}$	$\Delta P_{д.тр} + \Delta P_{вых}$	*Па*	*66,86 + 106,98 = 173,84*
14	*Перепад полных давлений по казовому тракту*	$\Delta H_{л}$	$\Delta H_{л} - P_{сам} + \Delta P_{кот}$	*Па*	*2307,23 – 99,57 + 173,84 = 2381,5*

4.4. Воздушный тракт



№ п/п	*Участок*	*Действительный объем воздуха*	*Скорость движения воздуха*	*Коэффициент местного сопротивления*	*Местное сопротивление*
		$V_в$, *м²/ч*	$W_в$, *м/с*	*ε*	*ΔP, Па*
1	*Заборное окно*	*20132*	*7*	*0,2*	*5,88*

2	Поворот на 90°	20132	9	0,58	28,18
3	Поворот на 90°	20132	9	0,58	28,18
4	Диффузор	20132	16	0,1	15,36
5	Отвод	20132	9	0,3	14,58
6	Горелка	20132	-	-	700

Таблица 15

№ п/п	Рассчитываемая величина	Обозначение	Расчетная формула	Размерность	Расчет
1	2	3	4	5	6
1	Количество холодного воздуха, подаваемого дутьевым вентилятором	$V_{вх}$	$B_p \cdot V^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m)\frac{273 + t_{кв}}{273 \cdot 3600}$	$м^3/с$	$1732{,}5 \cdot 10{,}47 \cdot (1{,}05 - 0{,}05)\frac{273 + 30}{273 \cdot 3600} = 5{,}6$
2	Воздуховод	-	-	-	Выбираем квадратного сечения, стальной, со стороной а
3	Средняя скорость воздуха по воздушному	w	Принимаем	м/с	10

	тракту				
4	*Сечение воздуховода*	f	$\frac{V_{вх}}{w}$	$м^2$	$\frac{5,6}{10}=0,56$
5	*Ближайшее сечение*	$f_д$	-	$м^2$	*0,56*
6	*Действительная средняя скорость*	$w_д$	$\frac{V_{вх}}{f_д}$	*м/с*	$\frac{5,6}{0,56}=10$
7	*Плотность воздуха*	$\rho_в$	-	$кг/м^3$	*1,,2*
8	*Сторона воздуховода*	a	$\sqrt{f}$	*м*	$\sqrt{0,56}=0,748$
9	*Периметр*	p	$4 \cdot a$	*м*	$4 \cdot 0,748 = 2,99$

Продолжение таблицы 15

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
10	*Эквивалентный диаметр*	$d_э$	$\frac{4 \cdot f}{P}$	*м*	$\frac{4 \cdot 0,56}{2,99}=0,746$
11	*Число Рейнольдса*	*Re*	$\frac{w \cdot d_э}{д}$	-	$\frac{10 \cdot 0,746}{14,3 \cdot 10^{-6}}=521678$
12	*Динамический коэффициент вязкости*	*д*		-	$14,3 \cdot 10^{-6}$
13	*Коэффициент шероховатости*	$к_s$		-	*0,01*
14	*Коэффициент трения*	λ	$0,11 \cdot \left[\frac{K_s}{D}+\frac{68}{R_e}\right]^{0.25}$	-	$0,11 \cdot \left[\frac{0,01}{0,746}+\frac{68}{521678}\right]^{0.25}=0,0375$
15	*Длина воздушного*	*L*	*принимаем*	*м*	*8*

	тракта				
16	*Сопротивление по длине тракта*	$\Delta P_{тр}$	$\lambda \cdot L$	*Па*	*0,0375 ·8 = 0,3*
17	*Сопротивление горелки*	$\Delta P_{гор}$	-	*Па*	*700*
18	*Суммарное сопротивление тракта*	$\Sigma\Delta P$	$\Delta P_{гор} + \Delta P_{н} + \Delta P_{тр}$	*Па*	*700 + 92,18 + 0,3 = 792,48*
19	*Разрежение на выходе из топки*	$P´_{т}$	$P"_{т} + H \cdot 0,95 \cdot g$	*Па*	*25 + 2,5 · 0,95 · 9,81 = 48,3*
20	*Перепад полных давлений*	ΔP	$\Sigma\Delta P - P´т$	*Па*	*792,48 – 48,3 = 744.18*

Выбор вентилятора и дымососа

Вентилятор и дымосос должны надежно обеспечивать подачу воздуха в топку, необходимого для горения и удаления его продуктов сгорания из котла при всех режимах его работы, поддерживая заданное постоянное разрежение в топке. При этом на привод вентилятора и дымососа должно расходоваться минимально возможное количество энергии. Основными параметрами, определяющими выбор вентилятора и дымососа, является требуемая их подача и давление при номинальной нагрузке котла.

1. Необходимая подача вентилятора и дымососа ($м^3$/ч) определяется по формулам:

- для вентилятора:

$$Q_в = \beta_1 \cdot B_p \cdot V^\circ \cdot \alpha_T \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273} = 1{,}05 \cdot 1732{,}5 \cdot 10{,}47 \cdot 1{,}1 \cdot \frac{30 + 273}{273} = 23253 м^3/ч$$

- для дымососа:

$$Q_в = \beta_1 \cdot B_p \cdot \left[V_r^\circ + \alpha_T \cdot V^\circ\right] \cdot \frac{\vartheta_г + 273}{273} = 1{,}05 \cdot 1732{,}5 \cdot \left[12{,}27 + 0{,}2 \cdot 10{,}47\right] \cdot \frac{85 + 273}{273} = 34265 м^3/ч$$

β_1 – коэффициент запаса по производительности;

$B_р$ – расчетный расход топлива;

V°- теоретический объем воздуха;

$V°_г$- объем продуктов сгорания топлива при $\alpha_Т$=12,27 $м^3/м^3$;

$t_{хв}$ – температура воздуха, поступающего в вентилятор - 30 °С;

$V_г$- температура газов, поступающих в дымосос – 85 °С.

2. Необходимое полное давление вентилятора и дымососа – перепад полных давлений во входном и выходном их патрубках, определяется по формуле:

$$H_p = \beta_2 \cdot \Delta H$$

β_2 – коэффициент запаса по давлению, принимаем равным 1,1;

ΔН – перепад полных напоров по трактам воздушному и газовому соответственно (Па)

- для вентилятора:

$$H_p = 1{,}1 \cdot 744{,}18 = 818{,}6 Па$$

- для дымососа:

$$H_p = 1{,}1 \cdot 2307{,}23 = 2537{,}9 Па$$

На основе полученных значений производительности и напора выбираем, используя литературу:

Один вентилятор:

Расчетная производительность – 23,5 тыс. $м^3/ч$

Напор – 155 $кг/м^2$ (1519 Па)

Число оборотов – 730 об/мин.

Потребляемая мощность – 15,4 кВт

Тип ВД-10

Один дымосос:

Расчетная производительность – 35 тыс. $м^3/ч$

Напор – 285 $кг/м^2$ (2793 Па)

Число оборотов – 970 об/мин.

Потребляемая мощность – 43 кВт

Тип Д-13,5

5. КОНТАКТНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛИ И ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ

В настоящее время имеется опыт применения контактных аппаратов – водонагревателей и теплообменников, предназначенных для получения горячей воды. Нагрев воды в контактных экономайзерах составляет 50-70^{0}С и вода используется для горячего водоснабжения.

Исследования качества воды, нагретой непосредственным контактом с высокотемпературными продуктами сгорания, показали, что она удовлетворяет санитарно-гигиеническим требованиям и может применяться для различных хозяйственных и бытовых нужд. В воде, нагретой контактным способом, не обнаружено существенных химических или физических изменений по сравнению с исходной водопроводной водой.

Одним из основных источников повышения экономичности тепловых установок является уменьшение потерь тепла с уходящими газами. В настоящее время температура уходящих газов в крупных энергетических и промышленных котельных агрегатах составляет 120-160^{0}С. Соответственно потери тепла с уходящими газами при составлении теплового баланса этих установок по низшей теплоте сгорания топлива колеблются от 5-7% до 25-60%. Кроме того, с уходящими газами выбрасываются водяные пары, скрытая теплота парообразования которых составляет до 10-15% низшей теплоты сгорания топлива.

Контактные (смесительные) теплообменники широко применяются в промышленности и энергетике. Их широкое распространение объясняется простотой конструкции, компактностью, малым расходом металла и особенно труб, сравнительно большой интенсивностью теплопередачи благодаря непосредственному соприкосновению теплоносителей.

Применение контактных теплообменников для утилизации тепла уходящих газов позволяет не только сократить стоимость утилизаторов и расход металла на их изготовление, но и обеспечить глубокое охлаждение уходящих газов ниже точи росы, составляющей для продуктов сгорания природного газа 50-60^{0}С. При этом появляется возможность использования не только

физического тепла дымовых газов, но и тепла конденсации содержащихся в них водяных паров.

По целевому назначению контактные аппараты подразделяются на три группы:

Первая группа образована контактными аппаратами для получения горячей воды (контактные экономайзеры). Они предназначены для использования отходящих газов тепловых устройств и имеют только контактную камеру насадочного типа.

Вторая группа устройств предназначена для выпарки сточных вод и различных растворов.

Третья группа устройств предназначена для получения конденсата из продуктов сгорания. Необходимость в получении конденсата ощущается во многих отраслях народного хозяйства, в том числе на предприятиях строительной индустрии. В первую очередь потребность в конденсате испытывают паровые и водогрейные котельные, в которых требуется большое количество воды для подпитки котлов и теплосети. Следует отметить, что установка контактных газовых экономайзеров во многих случаях не исключает необходимости обычных утилизаторов тепла, а лишь дополняет их, позволяя обеспечить более глубокое охлаждение продуктов сгорания и сократить общее потребление газа.

Общие сведения о контактном газовом экономайзере насадочного типа

В контактном экономайзере насадочного типа контактная камера заполняется насадкой из керамических колец, которые отличаются сравнительно небольшой стоимостью, простотой изготовления и коррозийной стойкостью. Вода стекает по насадке в виде тонкой пленки, на которой виде тонкой пленки, на которой и происходит теплообмен между газами и водой. При полном смачивании насадки водой поверхность теплообмена на 5-10% больше поверхности колец. Насадочные теплообменники отличаются высокой интенсивностью теплообмена. Существенным недостатком насадочных теплообменников является сравнительно большое сопротивление газового тракта, исчисляемое несколькими десятками миллиметров водяного столба

на 1 м высоты насадки. Экономайзеры насадочного типа применяются в основном для дымовых газов с сравнительно низкими температурами, это объяснятся тем, что при небольших значениях разности температур теплоносителей только применение насадки позволяет получить сравнительно небольшие габариты аппаратов.

Конструкция контактного экономайзера насадочного типа

Экономайзер представляет собой камеру, верхняя часть которой заполнена насадкой из колец, уложенных на решетке, изготовленной из крупной стали диаметром 5-88 мм. Холодна вода с помощью водораспределителя, установленного над насадкой, подается равномерно по сечению контактной камеры. Стекая по кольца в виде тонкой пленки, вода подогревается восходящим потоком газов и собирается в нижней части экономайзера, оттуда поступает непосредственно к потребителям либо на дальнейшую обработку (догрев, умягчение, дегазацию и т.д.). Охлажденные газы дымососов удаляются в дымовую трубу.

Для предотвращения выноса капель воды на выходе из контактной камеры дымовые газы проходят неорошаемый (нерабочий) слой колец, служащих влагоулавливателем. Между рабочей насадкой и водяным объемом экономайзера встроен каскадный дегазатор, служащий для удаления из подогретой воды части углекислоты и других газов, которые могут растворяться в воде при её контакте с продуктами сгорания. Для уменьшения парциального давления этих газов над поверхностью воды их удаляют через газоотводящие трубы, подключенные к всасывающему патрубку дымососа или вваренные в корпус экономайзера за насадкой.

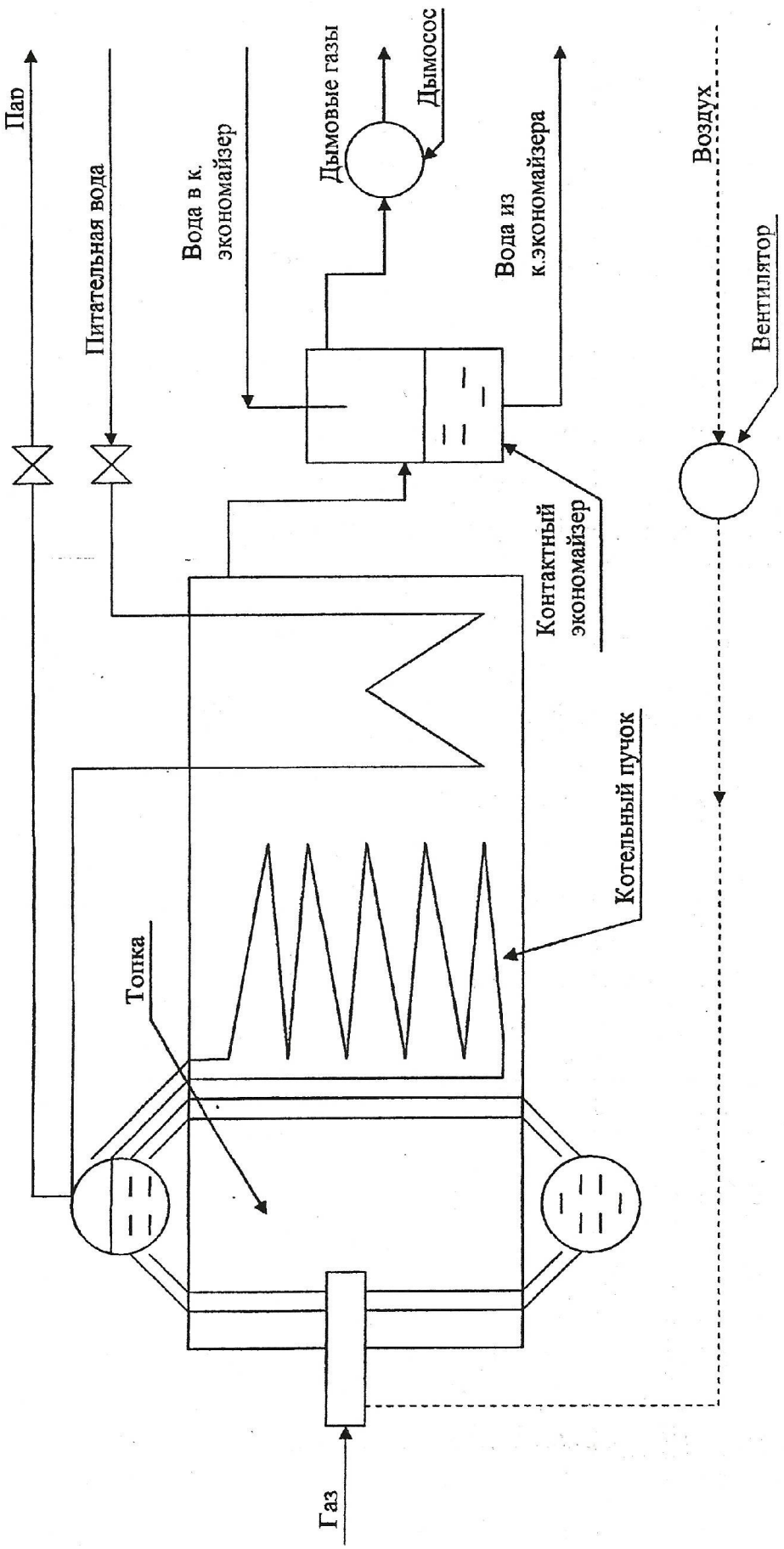
Каскадный дегазатор отделен от контактной камеры гидравлическим затвором, высота которого должна соответствовать разрежению под насадкой (обычно не более 100-150 мм вод. ст.). В дне гидравлического затвора имеется спускная труба с вентилем, вынесенным за пределы корпуса экономайзера.

В корпусе экономайзера имеется несколько люков для его осмотра и ремонта, а также для загрузки и выгрузки насадки. Один из верхних люков может быть одновременно и взрывным клапаном. В нижней части водяного

объема экономайзера привариваются штуцера для забора воды и продувки, а в верхней части водяного объема – для перелива воды. Переливная труба должна иметь гидравлический затвор.

Для нормальной работы экономайзера весьма важным является равномерное распределение воды по сечению контактной камеры в полное смачивание всей поверхности насадки. Это обеспечивается рациональной конструкцией водораспределителя и соответствующим выбором значений скорости дымовых газов в контактной камере и плотности орошения насадки водой. В качестве водораспределителя применяются перфорированные трубы с отверстиями 3-5 мм, которые вварены в кольцевой коллектор, имеющий не менее двух подводов исходно воды. Могут быть применены также форсунки, душевые сетки, водораспределительные корыта и др.

В качестве материала для изготовления корпуса экономайзеры и газопроводов охлажденных газов может быть принят любой водонепроницаемый материал, способный выдержать температуру 70-80^{0}С, поскольку стекающая по стенкам экономайзера пленка воды защищает их от воздействия более горячих газов, а температур газов на выходе из экономайзера не превышает указанной температуры. Поэтому для изготовления контактных экономайзеров могут быть применены кроме листовой стали, железобетон, различные пластмассы и даже дерево. В последнем случае важно лишь обеспечить плотность конструкции и орошение всех стенок водой.


Пар
Питательная вода
Вода в к. экономайзер
Дымовые газы
Дымосос
Вода из к.экономайзера
Воздух
Вентилятор
Контактный экономайзер
Котельный пучок
Топка
Газ

5.1. Расчет контактного экономайзера

Таблица 20

№ п/п	*Рассчитываемая величина*	*Обозначение*	*Расчетная формула*	*Размерность*	*Расчет*
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
1	*Температура воды на входе в экономайзер*	$t_{вх}$	*принимаем*	*°С*	*30*
2	*Температура воды на выходе из экономайзера*	$t_{вых}$	*принимаем*	*°С*	*60*
3	*Температура газов на входе в экономайзер*	t_1	*Из теплового расчета*	*°С*	*130*
4	*Температура газов после экономайзера*	t_2	*принимаем*	*°С*	*40*
5	*Влагосодержание газов на входе в экономайзер в зависимости от коэффициента избытка воздуха*	d_1	*график*	*г/кг*	*116*
6	*Влагосодержание газов на*	*d2*	*Id - диаграмма*	*г/кг*	*50*

	выходе из экономайзера				

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
7	*Объем уходящих газов при t_1 = 130°С*	V'_1	*Из аэродинамического расчета*	*м³/ч*	*36735,9*
8	*Количество дымовых газов на входе в экономайзер*	V_1	$0,5 \cdot V'_1$	*м³/ч*	*36735,9 ·0,5 = 18367,55*
9	*Теплопроизводительность контактного экономайзера*	$Q_{эк}$	$V_1 \cdot \left[0,33 \cdot (t_1 - t_2) + 435 \cdot \frac{d_1 - d_2}{600 + d_1}\right]$	*МВт*	$18367.55 \cdot \left[\begin{matrix}0,33 \cdot (130 - 40) + \\ 435 \cdot \frac{116 - 50}{600 + 116}\end{matrix}\right] = 1,5$
10	*Количество подогреваемой воды в экономайзере*	G	$\frac{Q_{эк}}{C_в \cdot (t_{вых} - t_{вх})}$	*т/ч*	$\frac{1,5}{4,2 \cdot (60 - 30)} = 11,9$
11	*Критическая скорость газов для насадки из правильно уложенных колец 50х50х5 мм*	$w_{кр}$	-	*м/с*	*1,45*
12	*Рабочая скорость газов*	*wp*	*Принимается меньшее*	*м/ч*	*1,3*

			значение, чем wкр с последующим уточнением		

Продолжение таблицы 20

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
13	*Средняя разность температура теплоносителей в контактном экономайзере*	$\Delta t_{ср}$	$\frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}}$	*°C*	$\frac{(130 - 60) - (40 - 30)}{\ln \frac{70}{10}} = 30.8$
14	*Средняя температура газов в экономайзере*	$t_{ср}$	$\frac{t_1 + t_2}{2}$	*°C*	$\frac{130 + 40}{2} = 85$
15	*Средний объем газов*	$V_{ср}$	$V_1 \cdot \frac{273 + t_{ср}}{273}$	$м^3/ч$	$18367,55 \cdot \frac{273 + 85}{273} = 24086,8$
16	*Площадь поперечного сечения контактного экономайзера*	$F_{эк}$	$\frac{V_{ср}}{3600 \cdot w_р}$	$м^2$	$\frac{24086,8}{3600 \cdot 1,3} = 5,15$

17	*Ширина контактной камеры квадратного сечения*	*a*	$\sqrt{F_{эк}}$	*м*	$\sqrt{5,15}=2,27$
18	*Уточняем рабочую скорость газов в экономайзере*	*w´p*	$\frac{V_{ср}}{3600 \cdot F_{эк}}$	*м/с*	$\frac{24086,8}{3600 \cdot 5,15}=1,3$

Продолжение таблицы 20

1	*2*	*3*	*4*	5	*6*
19	*Плотность орошения посадки водой в экономайзере*	*L*	$\frac{G}{F_{ка}}$	$\frac{м^3}{м^2 ч}$	$\frac{11,9}{5,15}=2310,7$
20	*Коэффициент теплопередачи для насадки КК-50*	*к*	*Принимаем по опытным данным Промэнерго*	$\frac{ккал}{м^2 ч^\circ C}$	*80*
21	*Степень смачивания насадки*	*φ*	*См. литература (5)*	-	*0,68*

22	*Поверхность насадки в единице объема*	*S*	*Таблица 7 (литер. (5))*	$м^2/м^3$	*110*
23	*Требуемая поверхность теплообмена в единице объема*	S_φ	$S \cdot \varphi$	$м^2/м^3$	$110 \cdot 0,68 = 74,8$
24	*Объем насадки*	*B*	$\frac{Q_{эк}}{\Delta t \cdot S_\varphi \cdot k}$	*м3*	$\frac{1,5 \cdot 10^6}{30,8 \cdot 74,8 \cdot 80} = 8,14$
25	*Необходимая высота рабочей части насадки*	*H*	$\frac{B}{F_{эк}}$	*м*	$\frac{8,14}{5,15} = 1,6$

5.2. Аэродинамический расчет контактного экономайзера

Таблица 21

№ п/п	*Рассчитываемая величина*	*Обозначение*	*Расчетная формула*	*Размерность*	*Расчет*
1	*2*	3	*4*	*5*	*6*
1	*Удельное*	$\Delta Р^{н}_{уд}$	*При w = 1,38 м/с*	$кг/м^2$	*25*

	аэродинамическое сопротивление слоя насадки КК-50				
2	*Сопротивление слоя каплеуловителя*	$\Delta P^{к}_{уд}$	*При w = 1,38 м/с*	*кг/м²*	*23*
3	*Общее сопротивление контактного экономайзера*	$\Delta P_{кэ}$	$\Sigma \Delta P^{уд} \cdot H$	*кг/м²*	*1,04 · 48 = 50*

6. СИСТЕМА ВОДОПОДГОТОВКИ

6.1. Повышение эффективности системы водоподготовки.

Качество воды, применяемой для питания котлоагрегатов, имеет исключительно важное значение для безаварийной и экономичной работы котельных установок. При неудовлетворительной водоподготовке на поверхностях нагрева паровых котлов и водяных экономайзеров, а так же в тепловых сетях и водоподогревателях выпадают твердые отложения (накипь и шлам), что приводит к коррозии поверхностей. Вследствие низкой теплопроводности шлама и накипи ухудшается теплопередача через загрязненные стенки, в результате чего возникает перегрев и прогорание стенок котла, снижение паропроизводительности, сокращение сроков работы, повышение температуры уходящих газов, усиление процесса коррозии, увеличение потребления топлива и снижение коэффициента полезного действия котельной.

Показателями качества воды являются: прозрачность., т.е. содержание взвешенных веществ, легко удаляемых при механическом фильтровании, сухой остаток – содержание минеральных и органических примесей после выпаривания; жесткость – содержание солей кальция и магния; щелочность-- содержание в воде анионов HCO^{-}_{3} (бикарбонатов), CO^{2-}_{3}(карбонатов) и ОН (гидратов); содержание агрессивных газов (O_2 и CO_2).

Основной задачей подготовки воды в котельных является борьба с коррозией и накипью.

Основными критериями для выбора схемы обработки воды является величина продувки котла, относительная щелочность котловой воды и содержание углекислоты в паре.

Не смотря на предварительную подготовку воды, для поддержания концентрации солей котловой воды на должном уровне ее необходимо частично постоянно или периодически обновлять (продувка).

В данном дипломном проекте рассматривается следующий метод обработки воды:

Сырая вода осветляется фильтрованием в механических фильтрах с использованием коагулянта (для укрупнения коллоидно-дисперсных частиц) путем прохождения через слой мелкого фильтрующего материала. Далее вода поступает на умягчение в Na-катионитовый фильтр. Катионит обладает способностью извлекать из воды ионы накипеобразователей кальция и магния и взамен их отдавать воде эквивалентное количество ионов натрия, содержащихся в катионитовом материале. Для получения глубокоумягченной воды для питания паровых котлов применяется двухступенчатое Na-катионирование.

Для умягчения и снижения щелочности исходной воды применяется метод обработки Na-катионирование.

При Na-катионном умягчении в воде появляются натриевые соли, обладающие большой растворимостью и поэтому не способные к образованию накипи. Чтобы восстановить обменную способность истощенного натрия – катионитового материала, его подвергают 5-10% раствором поваренной соли (регенерация). Преимуществом Na-катионитного является высокая степень умягчения воды, а так же использование для регенерации недефицитной дешевой поваренной соли. В качестве Na-катионитного материала применяется глауконит. Фильтр Na-катионирования выбирается по расходу химически очищено воды, рассчитанной в тепловой схеме.

По теории электролитической диссоциации молекулы некоторых веществ, находящихся в водном растворе, распадаются на положительной и отрицательно заряженные ионы – катионы и анионы. При Na-катионирование, растворенные в воде соли кальция и магния при фильтрации через катионитовый материал обменивают катиона Ca и Mg на катионы Na. В итоге получаются натриевые соли – которые обладают большой степенью растворимости. В дальнейшем в воде происходит разложение бикарбоната натрия. Катионитовым материалом, заполняющим фильтр, является сульфоуголь, получаемый после обработки бурого или каменного угля дымящейся серной кислотой. Концентрированные растворы хлоридов кальция и магния, а так же

избыток соленого раствора выбрасывается в дренаж. Характерной особенностью Na-катионирования является отсутствие солей выпадающих в осадок.

В фильтр I ступени загружен катионитовый материал – сульфоуголь. Подлежащая обработке вода подается на фильтр I ступени и проходит сверху вниз через слой сульфоугля и далее поступает на фильтр II ступени. При режиме умягчения необходимо следить за перепадом давления создаваемого фильтром, качеством умягченной воды, следить за отсутствием катионита в умягченной воде.

На время регенерации фильтры поочередно выключают из работы. Регенерационный раствор соли подается из бака раствора соли и после сбрасывается в дренаж. Скорость пропускания регенерационного раствора 3-5 м/ч. Регенерация включает в себя: взрыхление катионита исходной водой снизу вверх; регенерация сверху вниз и отмывка катионита исходной водой от продуктов регенерации.

7. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, АВТОМАТИКА И ЗАЩИТА

7.1. Краткое описание систем автоматизации и защиты, контрольно-измерительных приборов, применяемых в котельных установках

Надежная, экономическая и безопасная работа котельной с минимальным числом обслуживающего персонала может осуществляться только при наличии теплового контроля, автоматического регулирования и управления технологическими процессами, сигнализации и защиты оборудования.

Для автоматизации применяются серийно выпускаемые приборы и регуляторы. Разработка проекта выполняется на основании задания, составленного при выполнении технологической части проекта. Общими задачами контроля и управления работой котла является:

1. Выработка в каждый данный момент необходимого количества теплоты (пара, горячей воды) при определенных его параметрах – давлении и температуре;

2. Экономичности сжигания топлива, рационального использования электроэнергии для собственных нужд установки и сведение потерь теплоты к минимуму;

3. Надежности и безопасности, т.е. установления и сохранения нормальных условий работы каждого агрегата, исключающих возможность неполадок и аварий, как собственного агрегата, так и вспомогательного оборудования.

Персонал, обслуживающий данный агрегат, постоянно должен иметь представление о режиме работы, что обеспечивается показателями контрольно-измерительных приборов, которыми должен быть снабжен котельный агрегат. Как известно, все котельные агрегаты могут иметь установившийся и неустановившийся режимы: в первом случае параметры, характеризующие процесс, постоянны, во втором – переменны из-за изменяющихся внешних или внутренних возмущений, например нагрузки, теплоты сгорания топлива и т.п.

Агрегат или устройство, в котором необходимо регулировать процесс, называют объектом регулирования, параметр, поддерживаемый на

определенном заданном значении, - регулируемой величиной. Объект регулирования совместно с автоматическим регулятором образуют систему автоматического регулирования (САР). Системы могут быть стабилизирующими, программными, следящими, связанными между собой, устойчивыми и неустойчивыми.

Автоматизация котельной может быть полной, при которой оборудование управляется дистанционно с помощью приборов, аппаратов и других устройств, без участия человека, с центрального щита путем телемеханизации. Комплексная автоматизация предусматривает САР основного оборудования и наличия постоянно обслуживающего персонала.

Исходя из перечисленных выше задач и указаний, все контрольные приборы можно разделить на пять групп, предназначенных для измерения:

1. Расход пара, воды, топлива, иногда воздуха, дымовых газов;
2. Давление пара, воды, газа, мазута, воздуха и для измерения разряжения в элементах и газоходах котла и вспомогательного оборудования;
3. Температура пара, воды, топлива, воздуха и дымовых газов;
4. Уровня воды в барабане котла, циклонах, баках, деаэраторах, уровня в других емкостях;
5. Качественного состава дымовых газов, пара и воды.

Почти все приборы состоят из воспринимающей части – датчика, передающей части и вторичного прибора, по которому отсчитывают измеряемую величину.

Вторичные приборы могут быть указывающими, регистрирующими (самопишущими) и суммирующими (счетчиками). Для уменьшения числа вторичных приборов на тепловом щите часть величин собирают на один прибор с помощью переключателей; для ответственных величин на вторичном приборе отмечают красной чертой предельные допускаемые для данного агрегата значения (давления в барабане котла, уровня воды и т.д.) – их измеряют непрерывно.

Кроме приборов, выведенных на щит управления, часто применяется местная установка контрольно-измерительных приборов: термометров для

измерения температур воды, пара, топлива; манометров и вакуумметров для измерения давления и вакуума; различных тягомеров и газоанализаторов.

Приборы не только нужны для эксплуатации, но и для периодических испытаний, проводимых после ремонтов и реконструкции.

С помощью автоматизации решаются задачи:

1. Регулирования в определенных пределах заранее заданных значений величин, характеризующих протекание процесса;

2. Управление – осуществления периодических операций – обычно дистанционно;

3. Защиты оборудования от повреждений из-за нарушений процессов;

4. Блокировки, которая обеспечивает автоматическое включение и выключение оборудования, вспомогательных механизмов и органов управления с определенной последовательностью, требующейся по технологическому процессу.

Блокировка осуществляется:

а) Запретительно-разрешающей, предотвращающей неправильные действия персонала при нормальном режиме эксплуатации;

б) Аварийной, вступающей в действие при режимах, которые могут привести к травмированию персонала и повреждениям оборудования;

в) Для замещения, которое включает резервное оборудование взамен отключенного.

Автоматические регулятора обычно получают импульсы от воспринимающей части контрольно-измерительных приборов или от специальных датчиков. Регулятор алгебраически суммирует импульсы, усиливает и преобразует их, а затем итоговый импульс передает в органы управления. Таким путем автоматизация установки сочетается с контролем. Величина регулируемого параметра измеряется чувствительным элементом и сравнивается с заданным значением, идущим от задатчика в виде управляющего воздействия. При отключении регулируемой величины от заданного значения появляется сигнал рассогласования. На входе регулятора вырабатывается сигнал, определяющий воздействия на объект через регулирующий орган и направленный на уменьшение рассогласования. Регулятор будет воздействовать

до тех пор, пока регулируемый параметр не сравняется с заданным значением – постоянным или зависящим от нагрузки. Отношение регулируемой величины от заданной может быть вызвано управляющим воздействием или возмущениями.

Когда чувствительный элемент развивает усилия, достаточные для перемещения органа, воздействующего на объект, регулятор называют регулятором непосредственного или прямого действия. Обычно усилий чувствительного элемента оказывается недостаточно, и тогда применяется усилитель, получающий энергию извне, для которого чувствительный элемент является командным аппаратом. Усилитель вырабатывает сигнал, управляющий работой исполнительного механизма (сервомотора), воздействующего на регулирующий орган. Системы автоматического регулирования (САР) решают задачи:

- стабилизации, при которой управляющее воздействие остается неизменным при всех режимах работы объекта, т.е. поддерживается постоянным давление, температура, уровень и некоторые другие параметры;

- слежение (следящие системы), когда регулируемая величина или параметр меняется в зависимости от значений другой величины, например, при регулировании подачи воздуха в зависимости от расхода топлива;

- программного регулирования, когда значение регулируемого параметра изменяется во времени по заранее заданной программе. Последняя, осуществляется при циклических процессах, например, пусках и остановках оборудования.

Обычно САР представляют собой комбинацию нескольких указанных припусков регулирования. САР принято оценивать по их статическим и динамическим характеристикам, которые являются основной для выбора и построения системы. Поведение всякой САР, её элементов и звеньев характеризуется зависимостями между выходными и входными величинами в стационарном состоянии и при переходных режимах. Эти зависимости составляют в виде дифференциальных уравнений, из которых можно получить передаточные функции для исследования свойств САР, её элементов и звеньев. Другим способом является получение динамических характеристик, которые отражают поведение объекта или элемента при типовых воздействиях или

возмущениях и называются кривыми разгона. В зависимости от характеристик объекты регулирования могут быть статическими и неустойчивыми.

Регуляторы САР могут быть без обратной связи, т.е. без отражения влияния характеристики регулирующего органа на регулирующую величину; с жесткой обратной связью, когда на работе регулирующего органа отражается состояние регулируемой величины, или с упругой обратной связью (изодромной), когда регулирующий орган изменяет свое положение лишь после того, как процесс самовыравнивания регулируемой величины практически закончился.

В качестве исполнительных механизмов применяются гидравлические поршневые сервомоторы, пневматические и электрические устройства, которые различаются по наличию в виде связи – жесткой или гибкой и числу датчиков этой связи – от одного до двух. Электронные и иные регуляторы в промышленно-отопительных котельных чаще всего используются для регулирования процесса горения, питания, температуры и других величин.

Система автоматического регулирования барабанного парового котла состоит из следующих систем регулирования: процесса горения, питания (уровня воды в барабане) и водного режима.

Задачей регулирования процесса горения в топке котла является поддержание расхода топлива в соответствии с расходом пара или теплоты, обеспечение подачи воздуха в топочное устройство в соответствии с расходом топлива для осуществления экономичного сжигания последнего и, наконец, регулирование давления дымовых газов на выходе из топки.

Показателем равновесного состояния между поступлением топлива и расходом пара может быть постоянство давления пара в барабане котла или в паропроводе, а изменение давления служит импульсом для работы регулятора.

Подача воздуха в топку должна производиться в количестве, необходимом для поддержания его избытка (α), обеспечивающего экономичное сжигание топлива.

Так как показания газоанализаторов запаздывают, то условились считать, что для выделения единицы теплоты при сжигании любого сорта и состава топлива требуется одинаковое количество кислорода.

Зная количество теплоты по расходу пара, горячей воды или топлива, можно поддерживать расход воздуха пропорциональным расходу топлива, т.е. осуществлять схему «топливо-воздух». Схема больше всего пригодна при сжигании природного газа и жидкого топлива, у которых теплоту сгорания можно считать постоянно по времени и есть возможность измерять расход. Правильность соотношения между поступлением топлива при стационарном процессе по разрежению в топочной камере.

При переходных процессах может иметь место расхождение между количеством теплоты, выделенным сгоревшим топливом и воспринятым в агрегате. Эта разница пропорциональная скорости изменения давления пара во времени

$$\alpha \frac{dp}{dt},$$

где α – коэффициент, учитывающий степень изменения скорости и называемый условно «импульсом по теплоте». Поэтому при использовании импульса по расходу пара D к нему вводят корректирующий импульс по теплоте $\alpha \frac{dp}{dt}$. Тогда суммарный импульс имеет вид $D + \alpha \frac{dp}{dt}$. При колебаниях величины $Q_н^p$ экономичность процесса не будет сохраняться, если не вводить дополнительную корректировку. Поэтому предложена схема регулирования «пар-воздух», в которой подача топлива регулируется по импульсу от давления пара, а регулятор воздуха получает импульс от алгебраической суммы импульсов по расходу пара, топлива и воздуха.

Регулирование количества удаляемых дымовых газов обычно ведется по разрежению в топочной камере. При нескольких котлоагрегатах ставится главный регулятор, получающий импульс по заданному расходу тепла, который подает корректирующие импульсы на регуляторы топлива или воздуха каждого из котлоагрегатов.

Кроме процесса горения, в паровых котлах обязательно автоматически регулируют подачу воды в барабан по импульсам от уровня воды, расхода пара и часто ещё расхода питательной воды.

7.2. Структурные схемы автоматического регулирования процессов в паровых котлах

Для паровых котлов с естественной циркуляцией необходима подача топлива в соответствии с нагрузкой по импульсу постоянства давления в барабане котла.

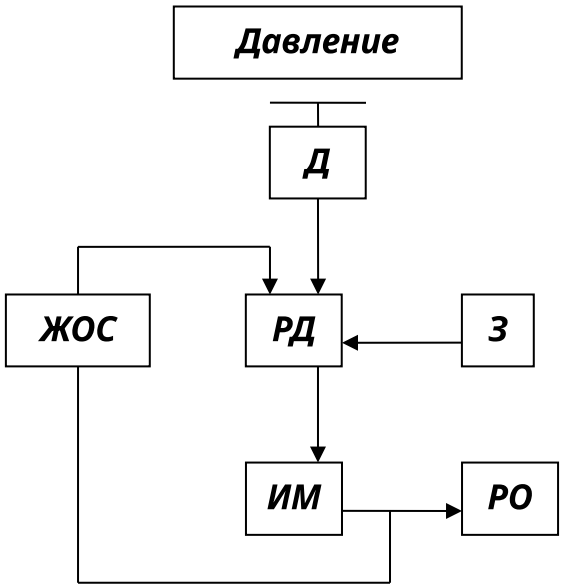


Рис. 5. Схема регулятора топлива

Д – датчик, РД – усилитель, З – задатчик, ИМ – исполнительный механизм, РО – регулирующий орган, ЖОС – жесткая обратная связь

При работе котла на газе или жидком топливе регулятор воздействует на заслонки в трубопроводах. Перемещение исполнительного механизма любого регулятора топлива имеет ограничения, соответствующие минимальной и максимальной производительности котла, осуществляемые с помощью концевых выключателей. При нескольких паровых котлах имеется регулятор давления в общем паропроводе, поддерживающий определенное соотношение между общим расходом пара и производительностью отдельных котлов.

Система регулирования воздуха по расходу газа

При работе котла на газе наиболее часто используется схема «топливо-воздух», показанная ниже.

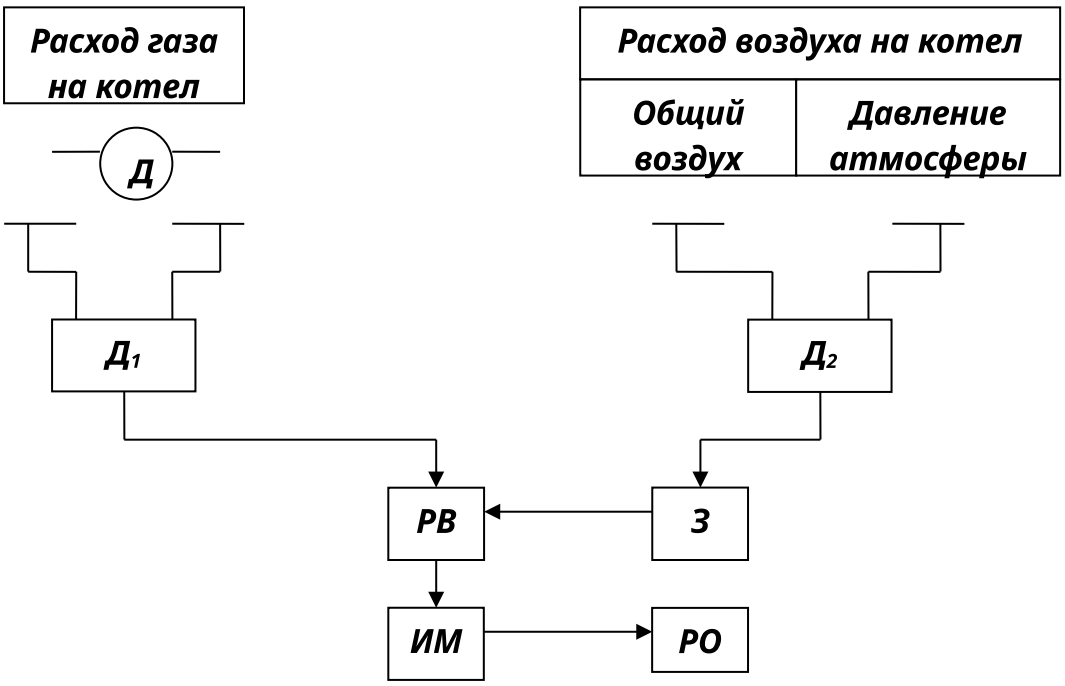


Рис. 6. Схема регулирования подачи воздуха по расходу газа

Д – датчик, РВ – усилитель, З – задатчик, ИМ – исполнительный механизм, РО – регулирующий орган

В этой схеме регулятор получает два импульса по измеряемому расходу газа или его давлению перед горелками от датчика Д и по давлению воздуха в коробе перед горелками котла $Д_2$.

Система регулирования питания котла водой

В паровых и комбинированных пароводяных котлах необходимо регулировать питание, т.е. подачу воды в соответствии с количеством

отдаваемого пара и размером непрерывной продувки, что осуществляется регулятором питания.

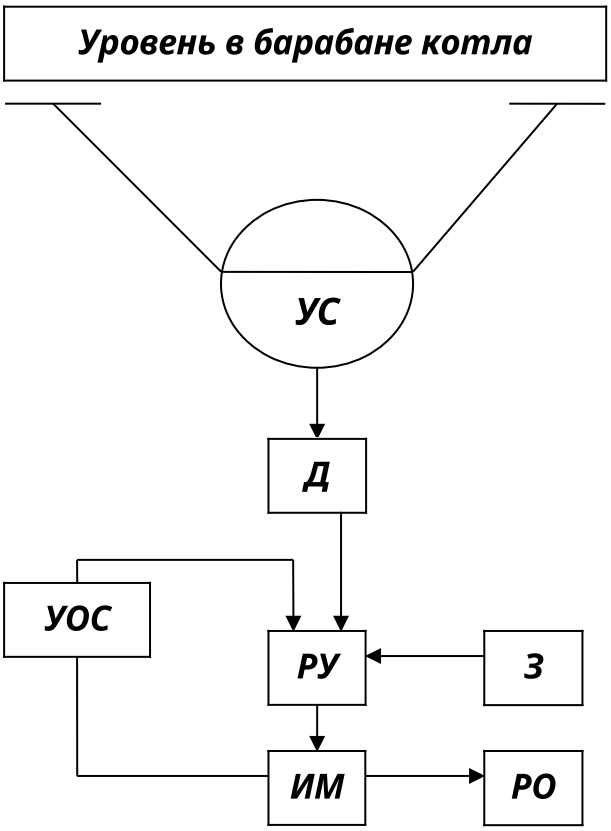


Рис. 7. Схема регулятора питания котла водой

Д – датчик, З – задатчик, ИМ – исполнительный механизм, РО – регулирующий орган, УС – уравнительный сосуд, РУ – регулятор уровня, УОС – упругая обратная связь

Эта схема с упругой обратной связью (УОС) широко используется в котлах малой, иногда средней мощности, работающих с постоянными нагрузками.

Система регулирования разрежения в топке

Для поддержания постоянства разрежения в топочной камере, что необходимо для безопасности обслуживающего персонала и предотвращения

больших присосов воздуха в топку, используется одноимпульсный астатический регулятор, воздействующий на направляющий аппарат дымососа.

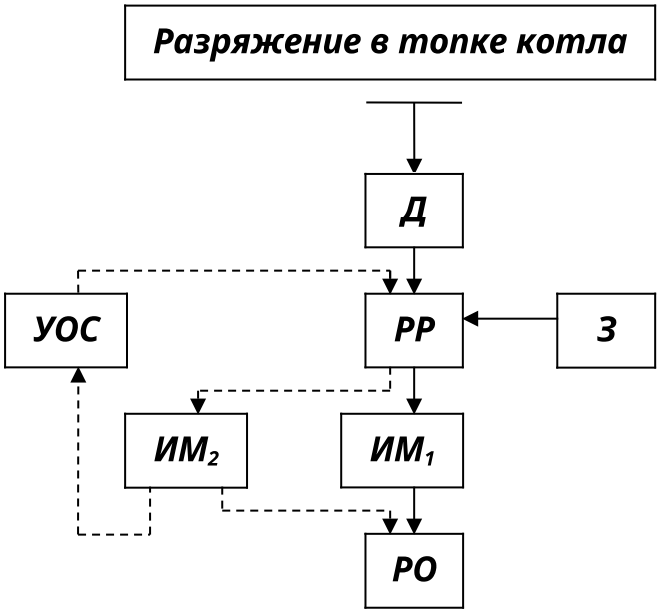


Рис. 8. Схема регулятора питания котла водой

Д – датчик, З – задатчик, РР – регулятор разрежения, ИМ – исполнительный механизм, РО – регулирующий орган, УОС – упругая обратная связь

Эта схема с упругой обратной связью (УОС) от электрического исполнительного механизма $ИМ_2$ при установке дымососа вне здания котельной.

Кроме автоматического регулирования паровых и водогрейных котлов, при комплексной автоматизации котельных автоматизируется работа деаэраторов, аппаратуры химической водоподготовки, редукционно-охладительных установок, положение уровня в баках-аккумуляторах, автоматически регулируется величина давления и температуры воды перед водоподготовкой, за теплообменниками для сетевой воды и воды для горячего водоснабжения.

7.3. Описание схемы автоматического регулирования парового котла ДЕ-25-14 ГМ

Регулирование процесса горения выполняется следующими регуляторами: главным регулятором, регулятором топлива, регулятором воздуха, регулятором разрежения.

Главный регулятор получает импульс по давлению пара в общем паровом коллекторе и устанавливает производительность котлов в зависимости от внешней нагрузки котельной, являясь общим для нескольких котлов ДЕ-25-14 ГМ.

Регулятор топлива (либо расхода газа, либо расхода мазута) получает задающий сигнал от главного регулятора через переключатель топлива, который регулирует расход. Сигнал поступает от датчика – дифманометра – расходомера по расходу газа либо по расходу мазута, соответственно на газопроводе и мазутопроводе устанавливаются диафрагмы для получения перепада давления по топливу с направлением указанных сигналов на соответствующие дифманометры.

Регулятор воздуха поддерживает соотношение «топливо-воздух», получая импульсы по расходу топлива от датчика.

Постоянное разряжение в топке поддерживается с помощью регулятора в топке котла и воздействующего на направляющий аппарат дымососа. Между регулятором воздуха и регулятором разрежения имеется динамическая связь, задача которой заключается в подаче дополнительного импульса в переходных режимах, что позволяет сохранить правильный тягодутьевой режим в процессе срабатывания регулятора воздуха и разряжения. Устройство динамической связи обладает направленностью действия, т.е. ведомым регулятором может быть только регулятор разрежения.

Регулирование питания котла выполнено по трёхимпульсной схеме – по расходу пара, по расходу питательной воды и по уровню в барабане котла.

Для обеспечения надежной и безопасной работы персонала и котла предусматривается автоматическая защита теплового оборудования.

Оборудование котлов автоматикой безопасности при работе на газообразном и жидком топливе является обязательным.

Для паровых котлов давлением свыше 0,7 кгс/см^2 необходимо предусматривать прекращение подачи газообразного или жидкого топлива в случае:

- повышения давления пара в барабане котла;
- понижения давления воздуха (для смесительных газовых горелок);
- понижения давления газа;
- уменьшения разряжения в топке котла;
- повышения или понижения уровня воды в барабане котла;
- погасания факела в топке котла;
- неисправности аппаратуры автоматики безопасности.

Для водогрейных котлов с температурой нагрева воды выше 115ºС необходимо предусматривать прекращение подачи газообразного или жидкого топлива в случае:

- повышения температуры воды за котлом;
- понижения давления воды за котлом;
- понижения давления воздуха (для смесительных газовых горелок);
- понижения давления газа;
- уменьшения разряжения в топке котла;
- уменьшения расхода воды через котел;
- неисправности аппаратуры автоматики безопасности.

8. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Целью организационно-экономической части дипломного проекта является экономическая оценка реконструкция паровой котельной г. Одинцово, расчет которой произведен в основной части дипломного проекта.

Организационно-экономическая часть состоит из следующих разделов:

1. Описание варианта реконструкции котельной с подготовкой исходных данных, являющихся результатом разработок в основной части проекта и необходимых для последующих технико-экономических расчетов и оценок;

2. Расчет капитальных затрат в котельной – смета затрат на основное вспомогательное оборудование, монтаж, строительную часть, сооружение вспомогательных объектов и коммуникаций;

3. Расчет технико-экономических показателей котельной: годового расхода топлива и издержек по топливу, штатов и фонда заработной платы персонала котельной, амортизационных отчислений, годовых затрат на ремонт, на оплату потребляемой электроэнергии и воды, прочих затрат; калькуляции себестоимости.

8. 1. Подготовка исходных данных для технико-экономических расчетов

Исходные данные:

1. Котел ДЕ-25-14-ГМ – 3 шт. (один из них резервный),
   $\eta_{нач.}$ = 92,84%; $\eta_{ср.}$ = 88,19%;

2. Топливо – природный газ с $Q_c^н$ = 34 615 кДж/м^3;

3. Установленная мощность котельной:

$$Q_{уст} = \left[D^{пк}_{ном} \cdot (i_п - i_{пв}) + Dnn \cdot (i_{кв} - i_{пв})\right] \cdot n \cdot 10^{-3} =$$

$$= \left[6{,}94 \cdot (2788{,}9 - 436) + 0{,}208 \cdot (830{,}1 - 436)\right] \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 32{,}82 МВт$$

$D^{пк}_{ном}$ = 25 т/ч = 6,94 кг/с – номинальная паропроизводительность котлов, кг/с (по данным завода изготовителя);

n – число установленных котлов;

$D_{пр}$ = 0,01 ·$p_{пр}$·$D^{пк}_{ном}$ - непрерывная продувка котла;

4. Годовой отпуск теплоты на отопление:

$$Q_o^{год} = 24 \cdot 0{,}0036 \cdot Q_o^{ср} \cdot n_o = 24 \cdot 0{,}0036 \cdot 2{,}31 \cdot 10^3 \cdot 205 = 40{,}96 \cdot 10^3 \; ГДж / год$$

$$Q_o^c = Q_O \cdot \frac{t_{вн} - t_o^{ср}}{t_{вн} - t_{ро}} = 4{,}8 \cdot 10^3 \cdot \frac{18 - (-3{,}2)}{18 - (-26)} = 0{,}482 \cdot 4{,}8 \cdot 10^3 = 2{,}31 \cdot 10^3 \; кВт$$

- средний расход теплоты за отопительный период на нужды отопления

n_o = 205 суток, продолжительность отопительного сезона;

5. Годовой отпуск теплоты на горячее водоснабжение:

$$Q_{гвс}^{год} = 24 \cdot 0{,}0036 \cdot Q_{гвс} \cdot n_o + 24 \cdot 0{,}0036 \cdot Q_{гвс} \cdot \frac{60 - t_{хл}}{60 - t_{хз}} \beta \cdot (350 - n_o) =$$

$$= 24 \cdot 0{,}0036 \cdot 1{,}6 \cdot 10^3 \cdot 205 + 24 \cdot 0{,}0036 \cdot 1{,}6 \cdot 10^3 \cdot \frac{60 - 15}{60 - 5} \cdot 0{,}8 \cdot (350 - n_O) = 41{,}46 \cdot 10^3 \; ГДж / год$$

З

50 – количество суток в году работы системы горячего водоснабжения;

β – коэффициент, учитывающий снижение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному;

6. Годовой отпуск тепла на технологические нужды.

$$Q_m^{год} = \left[D_m \cdot (i''_{роу} - i_{пв}) + D_m^{\max} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot i_к \right] \cdot n_m \cdot к_н \cdot 10^{-3} =$$

$$= \left[35 \cdot (2756{,}1 - 436) - 35 \cdot \frac{70}{100} \cdot 334{,}95) \right] \cdot 6120 \cdot 0{,}9 \cdot 10^{-3} = 402{,}1 ГДж / год$$

$D_т$- расход пара на технологические нужды, т/ч

β – возврат конденсата, %

$n_т$ – годовое число часов использования потребителями технологической нагрузки, ч/год

$к_н$ – коэффициент неравномерности суточного графика по пару.

7. Расход теплоты на собственные нужды котельной (для максимально зимнего режима)

- с учетом использования контактного экономайзера

$$Q_{сн}^{год} = 24 \cdot 0{,}0036 \cdot n_{о} \cdot D_{сн} = 24 \cdot 0{,}0036 \cdot 350 \cdot 3{,}85 = 116{,}4 \cdot 10^{3}\ ГДж / год$$

- без использования контактного экономайзера

$$Q_{сн}^{год} = 24 \cdot 0{,}0036 \cdot 350 \cdot 4{,}6 = 139{,}1 \cdot 10^{3}\ ГДж / год$$

8. Суммарная выработка тепловой энергии в котельной

$$Q_{год} = Q_{т}^{год} + Q_{о}^{год} + Q_{гвс}^{год} + Q_{сн}^{год}$$

- с учетом использования контактного экономайзера

$$Q_{год} = 40{,}96 \cdot 10^{3} + 41{,}46 \cdot 10^{3} + 116{,}4 \cdot 10^{3} + 402{,}1 \cdot 10^{3} = 600{,}92 \cdot 10^{3}\ ГДж / год$$

- без использования контактного экономайзера

$$Q_{год} = 40{,}96 \cdot 10^{3} + 41{,}46 \cdot 10^{3} + 139{,}1 \cdot 10^{3} + 402{,}1 \cdot 10^{3} = 623{,}62 \cdot 10^{3}\ ГДж / год$$

9. Годовая выработка теплоты котельной

$$Q_{год}^{выр} = \frac{Q_{отп}^{год} \cdot 10^{2}}{\eta_{тп}}$$

- с учетом использования контактного экономайзера

$$Q_{год}^{выр} = \frac{600{,}92 \cdot 10^{3} \cdot 10^{2}}{98} = 613{,}18 \cdot 10^{3}\ ГДж / год$$

- без использования контактного экономайзера

$$Q_{год}^{выр} = \frac{623{,}6 \cdot 10^{3} \cdot 10^{2}}{98} = 636{,}35 \cdot 10^{3}\ ГДж / год$$

$\eta_{тп}$- коэффициент теплового потока.

8.2. Расчет потенциальных затрат

1. Суммарная производительность всех котлоагрегатов котельной:

$$Q_{кот}^{ч} = D \cdot (i_{п} - i_{п.в.}) + Q_{в}^{н} = 50 \cdot 10^{-3} \cdot (2788{,}9 - 436) + 0{,}75 \cdot 10^{3} = 117{,}65 ГДж / ч;$$

$i_{п}$ - энтальпия вырабатываемого пара, ккал/кг

$i_{п.в.}$ - энтальпия питательной воды, ккал/кг.

Таблица 25

№ п/п	Объект	Сметная стоимость, млн.руб.			
		оборудование	монтаж	строительные работы	всего
1	Котел ДЕ-25-14-ГМ – 3 шт.	8,64	2,5	3,26	14,4

2	Контактный экономайзер – 3 шт.	0,6	0,2	0,4	1,2
3	Деаэратор атмосферный – 1 шт.	1,76	0,176	0,704	2,64
4	Сепаратор непрерывной продувки – 1 шт.	0,3	0,05	0,08	0,43
5	Насосы – 12 шт.	0,3	0,06	0,09	0,45
6.	Подогреватель водоводяной – 4 шт.	2	0,6	0,7	3,3
7	Пароводяной подогреватель – 2 шт.	0,8	0,17	0,19	0,963
8	Водоподготовительная установка – 1 шт.	0,5	0,12	0,18	0,8
9	Редукционно-охлади-тельная установка – 1 шт.	0,5	0,12	0,29	0,91
	ИТОГО: - с учетом использования контактного экономайзера - без учета использования контактного экономайзера	 6,56 5,2	 1,496 1,296	 2,634 2,234	 10,69 9,49
	Внеобъектные затраты	0,624	0,15	0,266	1,04
	Временные сооружения	0,624	0,15	0,266	1,04
	Непредвиденные расходы	0,25	0,05	0,116	0,416
	ИТОГО	1,498	0,35	0,648	2,496
	Всего по объектам: - с учетом использования контактного экономайзера - без учета использования контактного экономайзера	25,918 24,558	7,226 7,026	9,802 9,402	42,55 41,75

2. Удельные капитальные вложения в котельную с использованием контактного экономайзера:

$$\overline{K} = \frac{K}{Q_{кот}^{ч}} = \frac{42{,}55 \cdot 10^{6}}{117{,}65} = 361{,}67 \cdot 10^{3} \frac{руб}{ГДж/ч};$$

3. Удельные капитальные вложения в котельную без использования контактного экономайзера:

$$\overline{K} = \frac{K}{Q_{кот}^{ч}} = \frac{41{,}75 \cdot 10^{6}}{88{,}22} = 473 \cdot 10^{3} \frac{руб}{Гкал/ч}$$

8.3. Расчет технико-экономических показателей

1. Расход топлива в котельной для производства пара и горячей воды:

- с учетом использования контактного экономайзера:

$$B_n = \frac{Q_n^{год}}{Q_н^c \cdot \eta_{нк}^{ср}} = \frac{978.16 \cdot 10^3}{34615 \cdot 0{,}8819} = 32{,}46 \cdot 10^6 м^3 / год$$

- без учета использования контактного экономайзера:

$$B_n = \frac{Q_n^{год}}{Q_н^c \cdot \eta_{нк}^{ср}} = \frac{1168{,}84 \cdot 10^3}{34165 \cdot 0{,}8819} = 38{,}80 \cdot 10^6 м^3 / год$$

2. Издержки по топливу:

- с учетом использования контактного экономайзера:

$И_т = Ц_т \cdot В = 1800 \cdot 32{,}46 \cdot 10^6 = 58{,}43 \cdot 10^6$ руб./год

- без учета использования контактного экономайзера:

$И_т = Ц_т \cdot В = 1800 \cdot 38{,}80 \cdot 10^6 = 69{,}84 \cdot 10^6$ руб./год

$Ц_т$ – цена топлива с учетом доставки (франко-котельная) – 1800,0 руб./тыс.м^3

3.Число часов использования установленной мощности котельной в году (ч/год): $h_{уст} = \frac{Q_{выр}^{год}}{3{,}6 \cdot Q_{уст}}$

- с учетом использования контактного экономайзера:

$$h_{уст} = \frac{613{,}18 \cdot 10^3}{3{,}6 \cdot 32{,}82} = 5190 ч / год;$$

- без учета использования контактного экономайзера:

$$h_{уст} = \frac{636{,}35 \cdot 10^3}{3{,}6 \cdot 32{,}82} = 5386 ч / год;$$

4. Удельный расход топлива на 1 ГДж отпущенной теплоты:

- условного

$$b_{отп}^y = \frac{340}{\eta_{бр} \cdot \eta_{тп}} = \frac{340}{92{,}84 \cdot 88{,}19} = 0{,}042 м^3 ут / ГДж$$

- натурального

$$b_{отп}^y = b_{отп}^o \cdot \frac{29{,}3}{Q_н^c} = 0{,}042 \cdot \frac{29{,}3}{34{,}165} = 0{,}036 м^3 нт / ГДж$$

5. Годовой расход топлива в котельной:

а) условного

- с учетом использования контактного экономайзера:

$$B^{y}_{год} = b^{y}_{отп} \cdot Q^{год}_{отп} = 0{,}042 \cdot 600{,}92 \cdot 10^{3} = 25236{,}6 м^{3} ут / год$$

- без учета использования контактного экономайзера:

$$B^{y}_{год} = b^{y}_{отп} \cdot Q^{год}_{отп} = 0{,}042 \cdot 623{,}62 \cdot 10^{3} = 26192{,}0 м^{3} ут / год$$

б) натурального

- с учетом использования контактного экономайзера:

$$B^{y}_{год} = b^{н}_{отп} \cdot Q^{год}_{отп} = 0{,}036 \cdot 600{,}92 \cdot 10^{3} = 21633{,}1 м^{3} нт / год$$

- без учета использования контактного экономайзера:

$$B^{y}_{год} = b^{н}_{отп} \cdot Q^{год}_{отп} = 0{,}036 \cdot 623{,}62 \cdot 10^{3} = 22450{,}3 м^{3} нт / год$$

6. Топливная составляющая себестоимости:

- с учетом использования контактного экономайзера:

$$S_{т} = \frac{И_{т}}{Q^{год}_{отп}} = \frac{58{,}43 \cdot 10^{6}}{600{,}92 \cdot 10^{3}} = 97{,}23 руб / ГДж$$

- без использования контактного экономайзера:

$$S_{т} = \frac{И_{т}}{Q^{год}_{отп}} = \frac{69{,}84 \cdot 10^{6}}{623{,}62 \cdot 10^{3}} = 112{,}0 руб / ГДж$$

7. Расходы на оплату труда

Штатное расписание котельной

Таблица 26

№ п/п	Должности	Количество	З/платы руб./мес	Годовой фонд з/платы
		М, чел.	З, руб./мес.	Ф зарплаты, руб./год
1	Начальник котельной	1	50 000	600000

2	Мастер смены	4	35 000	420 000
3	Оператор котельной	10	15 000	180 000
4	Аппаратчик ХВО	4	18 000	216 000
5	Дежурный электрик	4	20 000	240 000
6	Дежурный слесарь КИПиА	4	20 000	240 000
7	Дежурный слесарь по эксплуатации и ремонту оборудования	4	20 000	240 000
8	Итого	31	178 000	2 136 000

8. Отчисления на социальное страхование и страхование от несчастных случаев на производстве: $Ф_{соц} = Ф_{дн.} \cdot \rho_{соц} = 2136000 \cdot 35,6 = 760416$ руб./год

$\rho_{соц}$ - отчисления на социальное страхование и страхование от несчастных случаев на производстве.

9. Среднегодовой фонд зарплаты одного работника котельной:

$$Ф_{ср} = \frac{И_{зп}}{H} = \frac{2896416}{31} = 93432,77 \text{ руб./чел./год}$$

10. Эксплуатационные расходы по заработной плате:

$$И_{зп} = Ф_{зп} + Ф_{соц} = 213600 + 760412 = 2896416 \text{ руб./год}$$

11. Себестоимость тепловой энергии по заработной плате.

$$S_{зп} = \frac{И_{зп}}{Q_{отп}^{год}} =$$

12. Годовые амортизационные отчисления (отчисления от стоимости общестроительных работ и оборудования с монтажом):

- с использованием контактного экономайзера:

$$И_{ат} = \frac{a_м^{стр}}{100} \cdot к_{стр} + \frac{a_м^{об}}{100} \cdot к_{об}$$

$а^{стр}_{м}$ – средняя норма амортизации общестроительных работ и зданий (3%);

$а^{об}_{м}$ – норма амортизации оборудования с монтажем (7,5 %);

$к_{стр}$- стоимость общестроительных работ и зданий ($к_{стр} = к_{кот} \cdot \alpha_{стр}$);

$к_{об}$- стоимость оборудования с монтажем ($к_{об} = к_{кот} \cdot \alpha_{об}$);

$\alpha_{стр}$ и $\alpha_{об}$ – доля стоимости общестроительных работ и оборудования с монтажем в общей стоимости котельной (48% и 70% соответственно)

- с учетом использования контактного экономайзера:

$к_{стр} = 42,55 \cdot 10^6 \cdot 0,48 = 20,48 \cdot 10^6$ руб.

$к_{об} = 42,55 \cdot 10^6 \cdot 0,7 = 29,8 \cdot 10^6$ руб.

$$И_{ам} = \frac{3}{100} \cdot 20,46 \cdot 10^6 + \frac{7,5}{100} \cdot 29,8 \cdot 10^6 = 2,85 \cdot 10^6 \, руб / год$$

- без использования контактного экономайзера:

$к_{стр} = 47,75 \cdot 10^6 \cdot 0,48 = 20,04 \cdot 10^6$ руб.

$к_{об} = 41,75 \cdot 10^6 \cdot 0,7 = 29,23 \cdot 10^6$ руб.

$$И_{ам} = \frac{3}{100} \cdot 20,04 \cdot 10^6 + \frac{7,5}{100} \cdot 29,23 \cdot 10^6 = 2.80 \cdot 10^6 \, руб / год$$

13. Амортизационная составляющая себестоимости тепловой энергии:

- с использованием контактного экономайзера:

$$S_a = \frac{И_в}{Q^{год}_{отп}} = \frac{2,85 \cdot 10^6}{613,18 \cdot 10^3} = 4,65 \, руб / ГДж$$

- без использования контактного экономайзера

$$S_a = \frac{И_в}{Q^{год}_{отп}} = \frac{2,80 \cdot 10^6}{636,35 \cdot 10^3} = 4,40 \, руб / ГДж$$

14. Эксплуатационные издержки на ремонт:

- с использованием контактного экономайзера:

$$И_р = \alpha_р \cdot К = 0,05 \cdot 42,95 \cdot 10^6 = 2,14 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$И_р = \alpha_р \cdot К = 0{,}05 \cdot 41{,}75 \cdot 10^6 = 2{,}087 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

$\alpha_р$ – норма отчислений на ремонт, в долях единицы.

15. Ремонтная составляющая себестоимости тепловой энергии:

- с использованием контактного экономайзера:

$$S_р = \frac{И_р}{Q_{отп}^{год}} = \frac{2{,}14 \cdot 10^6}{613{,}18 \cdot 10^3} = 3{,}5 \, руб./ГДж$$

- без использования контактного экономайзера:

$$S_р = \frac{И_р}{Q_{отп}^{год}} = \frac{2{,}087 \cdot 10^6}{636{,}35 \cdot 10^3} = 3{,}28 \, руб./ГДж$$

16. Расход электроэнергии.

Определяется исходя из электрической мощности оборудования – электропровода вспомогательного оборудования котельной, выбранного в расчете тепловой схемы котельной и по времени работы этого оборудования в течение года с учетом коэффициента использования установленной электрической мощности. Для этого составляется расчетная таблица, где дан перечень электроприводов к вспомогательному оборудованию.

№ п/п	Оборудование	Мощность электропривода, кВт			Годов ое

		Всего	Резервное оборудование	Работающее оборудо-вание	Календарный фонд ч/год	Коэффициент использования	электро-потребление, кВт
1	Вентилятор	30,8	15,4	15,4	8400	0,7	90552
2	Дымосос - с учетом контактного экономайзера - без контактного экономайзера	 86 72,6	 43 36,3	 43 36,3	 8400 8400	 0,7 0,7	 252840 213444
3	Питательный насос	39,6	19,8	19,8	8400	0,7	116424
4	Конденсаторный насос	6,5	-	6,5	8400	0,6	32760
6	Сетевой насос	270	90	180	8400	0,7	1058400
8	Подпиточный насос	18,8	9,4	9,4	8400	0,6	47376
9	Насос сырой воды	6,2	3,1	3,1	8400	0,6	15624
	Всего - с учетом контактного экономайзера - без контактного экономайзера	 615,9 602,5	 211,7 205	 404,2 397,5	 75600 75600	 6,0 6,0	 2360736 2321340

17. Число часов использования мощности электрооборудования:

- с использованием контактного экономайзера:

$$h_{эл} = \frac{\sum W}{\sum N_P} = \frac{2360736}{404.2} = 5840 \text{ ч/год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$h_{эл} = \frac{\sum W}{\sum N_P} = \frac{2321340}{397,5} = 5839 \text{ ч/год}$$

18. Удельный расход электроэнергии на отпуск тепла:

- с использованием контактного экономайзера:

$$W = \frac{\Sigma w}{Q_{отп}^{год}} = \frac{2360736}{613{,}18 \cdot 10^6} = 3{,}85 кВт \cdot ч / ГДж$$

- без использования контактного экономайзера:

$$W = \frac{\Sigma w}{Q_{отп}^{год}} = \frac{2321340}{636{,}35 \cdot 10^6} = 3{,}55 кВт \cdot ч / ГДж$$

19. Годовые эксплуатационные издержки по эл. энергии:

- с использованием контактного экономайзера:

$$И_{эл} = T_0 \cdot \sum W = 3{,}48 \cdot 2360736 = 8{,}21 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$И_{эл} = T_0 \cdot \sum W = 3{,}48 \cdot 2321340 = 8{,}08 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

20. Себестоимость тепловой энергии по оплате эл. энергии:

- с использованием контактного экономайзера:

$$S_{эл} = \frac{И_{эл}}{Q_{отп}^{год}} = \frac{8{,}2 \cdot 10^6}{613{,}18 \cdot 10^3} = 13{,}4 руб / ГДж$$

- без использования контактного экономайзера:

$$S_{эл} = \frac{И_{эл}}{Q_{отп}^{год}} = \frac{8{,}08 \cdot 10^6}{636{,}35 \cdot 10^3} = 12{,}7 руб / ГДж$$

21. Годовой расход воды на подпитку котлов и на восполнение утечек сетевой воды:

- с использованием контактного экономайзера:

$$V_{год} = \Delta V_{час}^{max} \cdot h_р = (16{,}73\text{-}0{,}7) \cdot 3753 = 60160{,}6 \text{ м}^3/\text{год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$V_{год} = \Delta V_{час}^{max} \cdot h_р = 16{,}73 \cdot 3753 = 62787{,}7 \text{ м}^3/\text{год}$$

$\Delta V_{час}^{max}$ – максимальный часовой расход сырой воды м^3/ч

22. Удельный расход воды на отпуск тепловой энергии:

- с использованием контактного экономайзера:

$$V = \frac{V_{год}}{Q_{отп}^{год}} = \frac{60160,6}{613,18} = 0,098 м^3 / ГДж$$

- без использования контактного экономайзера:

$$V = \frac{V_{год}}{Q_{отп}^{год}} = \frac{62787,7}{636,35} = 0,099 м^3 / ГДж$$

23. Эксплуатационные издержки по оплате воды:

- с использованием контактного экономайзера:

$$И_в = Ц_в \cdot V_{год} = 21,8 \cdot 60160,6 = 1311501,08 \text{ руб./год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$И_в = Ц_в \cdot V_{год} = 21,8 \cdot 62787,7 = 1368771,86 \text{ руб./год}$$

$Ц_в$ – цена 1 $м^3$ воды, руб./$м^3$

24. Себестоимость тепловой энергии по оплате воды:

- с использованием контактного экономайзера:

$$S_в = \frac{И_в}{Q_{отп}^{год}} = \frac{1311501,08}{613,18 \cdot 10^3} = 2,14 руб./ГДж$$

- без использования контактного экономайзера:

$$S_в = \frac{И_в}{Q_{отп}^{год}} = \frac{1368771,86}{636,35 \cdot 10^3} = 2,15 руб./ГДж$$

25. Условно-постоянные издержки на производство тепловой энергии в котельной:

- с использованием контактного экономайзера:

$И_{пост} = И_{зп} + И_а + И_р = 2896416 + 2,85 \cdot 10^6 + 2,14 \cdot 10^6 = 7,90 \cdot 10^6$ руб./год

- без использования контактного экономайзера:

$И_{пост} = И_{зп} + И_а + И_р = 2896416 + 2,80 \cdot 10^6 + 2,087 \cdot 10^6 = 7,78 \cdot 10^6$ руб./год

26. Прочие эксплуатационные издержки в котельной, включающие административно-управленческие расходы, оплату услуг:

- с использованием контактного экономайзера:

$$И_{пр} = \rho_{пр} \cdot И_{пост} = 0,1 \cdot 7,90 \cdot 10^6 = 0,790 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$И_{пр} = \rho_{пр} \cdot И_{пост} = 0,1 \cdot 7,78 \cdot 10^6 = 0,778 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

27. Составляющие себестоимости по прочим расходам:

- с использованием контактного экономайзера:

$$S_{пр} = \frac{И_{пр}}{Q_{отп}^{год}} = \frac{0{,}790 \cdot 10^6}{613{,}18 \cdot 10^3} = 1{,}29\ руб / ГДж$$

- без использования контактного экономайзера:

$$S_{пр} = \frac{И_{пр}}{Q_{отп}^{год}} = \frac{0{,}778 \cdot 10^6}{636{,}35 \cdot 10^3} = 1{,}22\ руб / ГДж$$

28. Суммарные эксплуатационные издержки:

- с использованием контактного экономайзера:

$И = И_т + И_{зп} + И_а + И_р + И_в + И_{пр} + И_{эа} = 58{,}43 \cdot 10^6 + 2896416 + 2{,}85 \cdot 10^6 +$

$+ \ 2{,}14 \cdot 10^6 + 1311501{,}08 + 0{,}79 \cdot 10^6 + 8{,}21 \cdot 10^6 \ = 74{,}02 \cdot 10^6$ руб./год

- без использования контактного экономайзера:

$И = И_т + И_{зп} + И_а + И_р + И_в + И_{пр} + И_{эа} = 69{,}84 \cdot 10^6 + 2896416 + 2{,}80 \cdot 10^6 +$

$+ \ 2{,}087 \cdot 10^6 + 1368771{,}86 + 0{,}778 \cdot 10^6 + 8{,}08 \cdot 10^6 \ = 87{,}85 \cdot 10^6$ руб./год

29. Себестоимость тепловой энергии в котельной:

- с использованием контактного экономайзера:

$S = S_т + S_{зп} + S_а + S_р + S_{эл} + S_в + S_{пр} = 97{,}23+4{,}72+4{,}65+3{,}5+13{,}4+2{,}14+1{,}29=$ 126,93 руб/ГДж;

- без использования контактного экономайзера:

$S = S_т + S_{зп} + S_а + S_р + S_{эл} + S_в + S_{пр} =$ 112,0+4,72+4,4+3,28+12,7+2,16+1,22=140,47 руб/ГДж;

Результаты расчетов сводятся в таблицу:

Калькуляция тепловой энергии в котельной

Таблица 28

№ п/п	Статьи затрат	Издержки млн. руб./год		Себестоимость руб./Гкал		Структура затрат, %	
		с к.эк.	без к.эк.	с к.эк.	без к.эк.	с к.эк.	без к.эк.
1	Топливо	48,7	49,8	175,1	179,05	74,74	75,42
2	Заработная плата	2,776	2,776	9,9	9,9	5,43	5,36
3	Амортизация	3,102	2,948	11,15	10,6	4,76	4,47

4	Ремонт	2,14	2,087	7,69	7,5	3,29	3,16
5	Электроэнергия	3,824	3,761	13,75	13,52	9,21	8,99
6	Вода	0,791	0,860	2,85	3,09	1,22	1,30
7	Прочие расходы	0,802	0,781	2,89	2,81	1,35	1,30
8	Итого	62,135	63,223	223,33	226,47	100	100

30. Объем реализации.

$$R = T_п \cdot Q^{год}_{тех} + T_в \cdot (Q^{год}_{о} \cdot Q^{год}_{ГВС}) = 380 \cdot 402{,}1 \cdot 10^3 + 380 \cdot (40{,}96 \cdot 10^3 + 41{,}46 \cdot 10^3)$$

=

$= 184117{,}6 \cdot 10^3$ руб./год

$T_п$ – тариф на тепловую энергию в виде пара, руб./т пара

$T_в$ – тариф на тепловую энергию в виде горячей воды, руб./Гкал.

31. Общая прибыль:

- с использованием контактного экономайзера:

$$П_0 = R – И = 184{,}118 \cdot 10^6 – 74{,}02 \cdot 10^6 = 26{,}868 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$П_0 = R – И = 184{,}118 \cdot 10^6 – 87{,}85 \cdot 10^6 = 25{,}780 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

32. Расчетная прибыль:

- с использованием контактного экономайзера:

$$П_р = П_0 – 0{,}24 \cdot П_0 = 110{,}1 \cdot 10^6 – 0{,}24 \cdot 110{,}1 \cdot 10^6 = 20{,}442 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$П_р = П_0 – 0{,}24 \cdot П_0 = 96{,}268 \cdot 10^6 – 0{,}24 \cdot 96{,}268 \cdot 10^6 = 19{,}592 \cdot 10^6 \text{ руб./год}$$

33. Нормируемые оборотные средства:

- с использованием контактного экономайзера:

$$Ф_{нос} = 0{,}02 \cdot \frac{B(газа) \cdot Q^н_р(газа)}{Q^н_р(мазута)} \cdot Ц_м = 0{,}02 \cdot \frac{37494{,}2 \cdot 8800}{9490} \cdot 2200 = 1529794{,}97 \text{ руб.}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$Ф_{нос} = 0{,}02 \cdot \frac{B(газа) \cdot Q_p^н(газа)}{Q_p^н(мазута)} \cdot Ц_м = 0{,}02 \cdot \frac{38313{,}6 \cdot 8800}{9490} \cdot 2200 = 1563227{,}18 \text{ руб.}$$

где $Ц_м$ – цена мазута, 2200 руб./т.н.т.

34. Рентабельность котельной:

общая:

- с использованием контактного экономайзера:

$$r_0 = \frac{П_0}{K + Ф_{нос}} = \frac{26{,}868 * 10^6}{42{,}55 \cdot 10^6 + 1529794{,}97} = 0{,}609 \text{ руб./год/руб.}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$r_0 = \frac{П_0}{K + Ф_{нос}} = \frac{25{,}780 * 10^6}{41{,}75 \cdot 10^6 + 1563227{,}18} = 0{,}595 \text{ руб./год/руб.}$$

расчетная:

- с использованием контактного экономайзера:

$$r = \frac{П_р}{K + Ф_{нас}} = \frac{20{,}442 * 10^6}{42{,}55 \cdot 10^6 + 1529794{,}97} = 0{,}464 \text{ руб./год/руб.}$$

- без использования контактного экономайзера:

$$r = \frac{П_р}{K + Ф_{нас}} = \frac{19{,}592 * 10^6}{41{,}75 \cdot 10^6 + 1563227{,}18} = 0{,}452 \text{ руб./год/руб.}$$

Вывод: при сравнении расчетных данных технико-экономического расчета приходим к выводу, что установка контактного экономайзера для утилизации теплоты уходящих газов выгоден, не смотря на то, что капиталовложения для реконструкции паровой котельной г. Одинцово выше, это компенсируется уменьшением затрат на топливо, расхода питательной воды, себестоимости тепла, в связи с чем и прибыль получаемая от использования паровой котельной с установленным контактным экономайзером увеличивается.

9. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

9.1. Выбор объекта анализа.

В качестве объекта анализа принимаем:

- для разработки мероприятий по безопасности труда – цех паровой котельной г. Одинцово в процессе ее эксплуатации;
- для разработки мероприятий по охране окружающей среды и обеспечения безопасности в чрезвычайных ситуациях – паровая котельная г. Одинцово.

9.2. Анализ потенциальной опасности объекта для персонала и окружающей среды.

9.2.1. Анализ потенциальной опасности опасных и вредных производственных факторов.

Таблица 8.1.

Факторы и место их действия	Фактическое значение фактора. Последствие воздействия.	Нормируемые значения фактора (ПДУ, ПДК, ПДД). Нормативный документ.
1	2	3
1.Повышенное	380, 220, 36 В.	При аварийном режиме

значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. На всех участках.	Электротравмы.	нормируется напряжение прикосновения, близкое к фактическому, а также ток и время его прохождения. U, В I, мА t, с; 500 500 0,1; 250 250 0,2; 36 6 >1,0; (ГОСТ 12.1.038-82).
2.Повышенный уровень статического электричества. Воздуховоды, трубопроводы, компресссорные установки.	Возникают потенциалы до 45 кВ и энергия зажигания до 250 мДж. Электротравмы, пожары, взрывы.	Минимальная энергия зажигания 0,0001 мДж (ГОСТ 12.1.018-86).

Продолжение таблицы 8.1.

1	2	3
3.Подвижные части производственного оборудования.	Скорость движения достигает больших значений. Механические травмы.	Нормируется в зависимости от расстояния (ГОСТ 12.2.003-74).
4.Повышенное давление в сосудах и трубопроводах. Паровые котлы, пароперегреватели, экономайзеры, трубопроводы.	Рабочее давление, $P_{раб}$, МПа. Циклон 1,4. Воздействие на человека ударной волны взрыва: при Р=0,02…0,004 МПа– травмы, ушибы, вывихи; более 0,1 МПа – смертельное поражение.	Пробное давление $P_{проб}$, МПа. Циклон 1,5. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (М.: 1989).
5.Повышенная или пониженная температура, влажность, подвижность воздуха. Теплообменники.	Температура до 150 ^{0}С. Скорость движения воздуха от 0 до 3 м/с. Перегрев организма, утомление.	Температура от +12 до 20 ^{0}С. Влажность воздуха до 75 % в зависимости от температуры и скорости. Скорость движения воздуха до 0,9 м/с (ГОСТ 12.1.005-88).
6.Недостаточная освещенность рабочей зоны.	Различные значения освещенности. Утомляемость органов	Освещенность, ($E_{мин}$), лк: - кабельные помещения - 20;

Все производственные участки.	зрения, травматизм.	- блок распределительного щита управления -500; котельный цех - 300 (СНиП 23-05-95).
7.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Цех котельной.	Концентрации, мг/м3: газов и паров в воздухе рабочей зоны выше ПДК. Отравления и профессиональные заболевания.	ПДК, мг/м^3: оксид углерода - 20; оксид азота – 5; оксид серы – 10; сажа – 6; пятиоксид ванадия – 15 (ГОСТ 12.1.005-88).
8.Повышенный уровень шума на рабочем месте. Котельные участки, насосы, парогазопроводы, компрессоры.	Уровни звука (дБА): парогазопроводы – до 98; насосы – до 99. Заболевание органов слуха, нервной системы, головные боли и др.	ПДУ (дБА) на постоянных рабочих местах и в рабочих зонах в производственных помещениях и на территории предприятия – 80 (ГОСТ 12.1.003-83).

Продолжение таблицы 8.1.

1	2	3
9.Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. Котельный участок.	Уровни вибрации (дБ): - котельный участок - до 94. Профессиональное заболевание – вибрационная болезнь.	ПДУ общей технологической вибрации 63 Гц; - уровень виброскорости - 92 дБ; - виброскорость - 0,02 м/с; - виброускорение - 0,8 м/с^2 (ГОСТ 12.1.012-78).
10.Взрывоопасные концентрации горючих газов, паров горючих жидкостей. Системы охлаждения генераторов, котельный участок.	Горючие газы: природный газ, водород, ацетилен, оксид углерода. Угольная пыль. Горючие жидкости: трансформаторное масло. Взрыв и пожар.	Нижний концентрационный предел воспламенения (НКПВ), %: - оксид углерода - 3,0; - водород - 4,09; - ацетилен - 2,5; природный газ – 5,1 (ГОСТ 12.1004-76). Температура вспышки ($T_{всп}$), ^{0}С: Масло

		трансформаторное -140 (ПУЭ).
11.Повышенная температура поверхностей оборудования. Теплообменники, трубопроводы, элементы котла.	Температура поверхности наружных стен теплообменника до 90° С, элементы котла без изоляционного слоя от 100 до 500 ^{o}С. Ожоги.	Допустимая температура поверхности оборудования 45 ^{o}С. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей (М.: 1984).
12.Расположение рабочих мест по высоте обслуживающих котлов.	Определяется в зависимости от мощности котельной. В котельном цехе зависит от высоты расположения горелок.	В целях унификации конструкции котельной нормы стандартизированы. Высота определяется в зависимости от мощности котельной (СНиП II-36-76).

9.2.2. Классификация производства, средств, зданий и сооружений.

Таблица 8.2.

Наименование поме-щения	Категория по взры-во- пожаро-опас-ности. ОНТП 24-86	Степень огне-стойко-сти здания. СНиП 2.01.02 -85	Класс взры-во-или пожа-ро-опас-ной зоны. ПУЭ гл. 7.3-7.4	Класс помещения по окружающей среде. ПУЭ 1.1.4-2.1.12	Класс помещения по опас-ности пора-жения элект-ротока-ми. ПУЭ 1.1.13	Группа произ-водст-венных про-цессов по сани-тарной харак-терис-тике. СНиП 2.09.04 -87	Сани-тарный класс произ-вод-ства, ширин а сани-тарно-защит-ной зоны. СН 245-71
Котельный цех	В	II	В- IIа	Сухое	-«-	2а	IV-100 м
Блок расп-ределитель-ного щита управления	Г	II	П-Па	Влаж-ное	С повы-шенной опас-ностью	3а	V-50м

Кабельные помещения (туннели, полуэтажи, подвалы, шахты, кон-соли) ГРП	В	I	П-Па	Сухое	Особо опас-ное	3б	V-50 м

9.2.3. Анализ производственных воздействий предприятия на окружающую среду.

9.2.3.1. Загрязнение атмосферы.

В таблице 9.3., представленной ниже, приведены вредные вещества, которые выделяются в атмосферу вместе с отходящими газами, являются продуктами сгорания природного газа и образуются в процессе работы котельной. В основном, это оксиды углерода и азота, которые составляют большую их часть. Также при аварии возможен выход топлива (природного газа) в окружающее пространство.

Таблица 8.3.

Вредные вещества, выделяемые с отходящими газами *в атмосферу в процессе работы котельной.*

№ п/п	Наименование	Предельно допустимые концентрации, мг/м^3		
		в воздухе рабочей зоны	в атмосферном воздухе	
			максимальная разовая	среднесуточная
1.	Оксид углерода, CO	20	5	3
2.	Оксид серы, SO_2	10	0,5	0,05
3.	Оксид азота, NO	5	0,6	0,06
4.	Диоксид азота, NO_2	2	0,085	0,04
5.	Сажа	6	0,5	0,15
6.	Пятиоксид ванадия	15	0,2	0,5

9.2.3.2. Загрязнение водоемов.

Основным источником, загрязняющим водоемы, является непрерывная продувка из барабанов котлов котельной. Продукты продувки (соли кальция,

натрия, железа) содержатся в сточной воде в концентрации порядка 10500 мг/л. Предельно допустимые концентрации загрязняющих сточные воды веществ приведены в таблице 9.4.

Таблица 8.4.

Вредные вещества, выделяемые со сточными водами в гидросферу в процессе работы котельной.

№№ п/п	Наименование вредных веществ	Предельно допустимые концентрации (ПДК) для воды водоемов, мг/л	
		санитарно-бытового пользования	Рыбохозяйственного пользования
1.	Аммиак	-	0,05
2.	Гидрозин, N_2H_4	0,01	-
3.	Железо, Fe	0,5	-
4.	Нитраты (по азоту)	10,0	-
5.	Фтор, F	1,5	-

9.2.3.3. Загрязнение почвы.

Твердые отходы установки содержат амортизационный лом, отходы систем очистки воздуха и сточных вод. Возможны загрязнения почвы отходами электромонтажных работ, ртутью (вышедшие из строя газоразрядные лампы). Ртуть особенно опасна при попадании в почву, а затем в водоемы, т.к. по цепи питания может попасть в пищу людей. К тому же ртуть обладает кумулятивным эффектом.

9.2.3.4. Энергетические загрязнения.

Работа котельной является источником интенсивного шума, который воздействует на жителей примыкающих территорий.

Корректированный уровень звука: - максимальный: 98…120 дБА,

- средний: 109 дБА.

Допустимый уровень звука: 80 дБА.

9.3. Анализ возможности возникновения чрезвычайных ситуаций.

Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций в результате взрывов пожаров, поражений молнией.

Опасность взрывов и пожаров создают факторы:

1) короткие замыкания и перегрузки в электроустановках;
2) повышенный уровень статического электричества;
3) повышенное давление в трубопроводах;
4) утечки газообразного топлива.

Опасность поражения атмосферным электричеством определяется грозовой активностью в месте расположения котельной – Московская область, где интенсивность грозовой деятельности 60 – 80 ч/год.

Расчет количества попаданий молнии в здание в год.

$N=\{(S+6h)*(L+6h)-7,7h^2\}n*10^{-6}$; где:

h – наибольшая высота сооружения, м;

S, L – соответственно ширина и длина сооружения, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в км^2 земной поверхности в месте нахождения здания.

$N=\{(30+6*20^2)*(45+6*20^2)-7,7*20^2\}*525*10^{-6}=3.$

Число попаданий в год – 3.

Климатические условия: - ветровой напор - 25 м/с;

- толщина стенки гололеда - 10 мм создает опасность схлестывания и обрыва проводов и тросов в ЛЭП.

9.4. Мероприятия и средства по обеспечению безопасности труда.

9.4.1. Электробезопасность.

9.4.1.1. Защита от прикосновения к токоведущим частям.

Проектом предусмотрено:

1) ограждение токоведущих частей в виде кожухов и щитов;
2) расположение токоведущих частей на недоступной высоте;
3) совершенная изоляция и ее контроль;

4) малое напряжение для ручных электрических светильников: 12 В – в особо опасных помещениях, до 36 В – в помещениях с повышенной опасностью (ПУЭ 1.7.30, 1.7.33, 1.7.44; ПТЭ и ПТБ, гл. Б 3,8);

5) комплект электрозащитных средств для распределительных устройств всех напряжений в соответствии с ПТЭ и ПТБ, приложение Б 11.

9.4.1.2. Защита от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением.

Проектом предусмотрены (ПУЭ гл. 1.7.): в электроустановках защитные заземление и зануление ОПИ.

9.4.1.3. Защита от статического электричества.

Проектом предусмотрено:

1) присоединение трубопроводов сжатого воздуха, воздухосборников, воздуховодов вентиляционных систем к заземляющим устройствам зданий и сооружений;

2) электропроводящие полы в машинном зале котельной;

3) применение антистатической обуви для персонала, обслуживающего котельную.

9.4.2. Защита от механических травм (ГОСТ 12.2.007-75, ПУЭ гл. 5.3).

Предусмотрено:

1) применение электродвигателей со степенью защиты 1Р-20 – для помещений с нормальной средой;

2) ограждение вращающихся частей (муфт, валов, крыльчаток и др.) от случайных прикосновений.

9.4.3. Нормализация воздушной среды производственных помещений.

Согласно СН 245-71 запланирован объем производственных помещений на одного работающего не менее 15 $м^3$ и площадью не менее 4,5 $м^2$.

В помещении машинного зала котельной предусмотрено согласно ГОСТ 12.1.005-88, ПУЭ гл. 4.4, ГОСТ 12.4.021-75:

1) поддержание допустимых параметров микроклимата путем применения центрального отопления и приточно-вытяжной системы вентиляции (отопление для котельного и турбинного цехов предусматривается воздушное, для – ХВО – водяное, для ГРП - воздушное);

2) поддержание чистоты воздуха рабочей зоны за счет применения герметичности технологического оборудования, местной вытяжной и общеблочной вентиляции, кондиционирования воздуха, технологического оборудования котельной.

9.4.4. Нормализация производственного освещения.

В соответствии со СНиП 23-05-95 в помещении ТНУ предусмотрены:

1) естественное освещение с к.е.о. = 1,5 % за счет применения комбинированных застекленных проемов;

2) общее искусственное освещение с освещенностью на участках, указанных в таблице 9.1., с применением люминесцентных ламп;

3) аварийное освещение с освещенностью не менее 5 лк с применением ламп накаливания, питаемых от независимого источника (резервная подстанция);

4) очистка застекленных проемов и светильников не реже двух раз в год.

9.4.5. Защита от шума.

9.4.5.1. Архитектурно-планировочные мероприятия.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 проектом предусмотрены:

1) группировка агрегатов и оборудования по степени шумности и размещение их в отдельных зонах;

2) удаление источников шума от помещения дежурного персонала;

3) ограждение зон с уровнем звука более 80 дБА знаками безопасности.

9.4.5.2. Акустические мероприятия.

1) установка насосов, вентиляторов, компрессоров и других агрегатов на отдельных фундаментах, не связанных между собой и со стенами зданий;

2) звукоизолирующие прокладки между агрегатами и фундаментами;

3) акустические разрывы в конструкциях, заполненные звукоизолирующим материалом;

4) звукоизоляция помещений машинного зала котельной и дежурного персонала с помощью массивных бетонных стен;

5) герметизация, уплотнение по периметру окон, дверей и ворот;

6) покрытие стен и потолков помещений звукопоглощающими облицовочными материалами;

7) применение специальных звукопоглощающих кожухов для оборудования котельной (компрессоры);

8) применение средств индивидуальной защиты (наушники типа «Беруши») операторами котельной.

9.4.6. Защита от вибрации.

Согласно ГОСТ 12.1.012-78 проектом предусмотрены:

1) заполнение пористым материалом акустических разрывов между фундаментами вибрирующих агрегатов и рабочими площадками, а также в акустических швах, расположенных в нижних частях фундаментов;

2) установление виброизолирующих опор (стальные пружины, резина, пробка) под станинами и корпусами компрессоров и другого оборудования;

3) монтировка виброизолирующих эластичных вставок на трубопроводах в местах их соединения с насосами и в местах прохождения их через стены;

4) организация облицовки листов покрытия пола рабочих площадок вибродемпфирующими материалами;

5) применение средств индивидуальной защиты от вибрации (рукавицы, перчатки с амортизирующими прокладками, виброгасящая обувь);

6) поддержание в условиях эксплуатации технического состояния оборудования на уровне, предусмотренном нормативно-технической документацией;

7) применение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих.

9.4.7. Снижение температуры на поверхностях рабочего оборудования.

В проекте предусмотрено снижение температуры поверхности агрегатов установки, если она выше 45 ^{0}C:

1) обмуровка поверхности котла теплоизоляционным материалом (асбестовые листы); обмуровка крепится на штырях, приваренных к поверхности котла;

2) изоляция трубопроводов и воздухопроводов с помощью стекловаты или шамотной крошки;

3) применение охлаждающей рубашки для компрессоров.

9.5. Мероприятия и средства по защите окружающей среды.

9.5.1. Сокращение выбросов в атмосферу.

9.5.1.1. Снижение образования оксидов азота (N_xO_y) при сжигании газа.

Природный газ, как энергетическое топливо, обладает рядом преимуществ, не последнее место среди которых занимают его экологические достоинства по сравнению с углем и мазутом. Газ не содержит твердых примесей, связанного азота, практически не содержит серы (за исключением сернистого и попутного газов).

Концентрация оксидов азота в дымовых газах при сжигании природного газа в крупных котлах ТЭЦ (D = 210 - 420 т/ч) составляет обычно 0,4 - 0,8 г/м^3 в пересчете на диоксид NO_2, а в мощных энергетических котлах может достигать 1,5 г/м^3. В дымовых газах небольших отопительных и промышленных котлов содержится меньше оксидов азота (0,1 - 0,5 г/м^3), но дымовые трубы, которыми оснащают такие котельные, имеют обычно столь малую высоту, что приземная концентрация N_xO_y часто превышает санитарные нормы.

При некоторых режимах сжигания газа, как при сжигании мазута, образуются канцерогенные продукты: бензапирен $C_{20}H_{12}$ и другие полициклические ароматические углеводороды. По данным САФ ВНИИ Промгаз, концентрация $C_{20}H_{12}$ в дымовых газах при полной нагрузке котлов составляет 1 - 10 мкг/100 м^3, причем нижние значения соответствуют крупным

энергетическим котлам, а верхние – отопительным котлам. Среднесуточная предельно допустимая концентрация $C_{20}H_{12}$ в воздухе равна 0,001 мкг/м^3.

Технологические методы снижения выбросов оксидов азота включают:

1) мероприятия, основанные на снижении температуры в ядре факела;

2) методы, основанные на снижение избытка воздуха;

3) специальные конструкции горелок.

Уменьшение нагрузки котла сопровождается снижением температур в топке за счет уменьшения объемного тепловыделения и температуры подогрева воздуха, что приводит к уменьшению концентрации оксидов азота:

$C_{NO}/(C_{NO})_o=(D/D_o)$; где:

C_{NO} и $(C_{NO})_o$ – концентрации при частичной (D) и полной (D_o) нагрузке.

Рециркуляция дымовых газов – простейшее средство снижения температурного уровня в ядре факела и, следовательно, концентрации оксидов азота в дымовых газах. При подаче их через горелки уменьшается также концентрация кислорода, что дополнительно приводит к снижению образования N_xO_y. На котлах блоков N=320 МВт экспериментально определено влияние рециркуляции газов на концентрацию N_xO_y. Из приведенного рисунка 8.1. видно, что 20%-ная рециркуляция снижает концентрацию N_xO_y примерно в 2,5 раза. Однако, при этом снижаются экономические показатели: возрастают потери с уходящими газами (по данным 1%-ной рециркуляции газов приблизительное повышение температуры уходящих газов повышается на 1 ^oC) и расход энергии на собственные нужды при установке дымососа рециркуляции газов в горелки.

N_xO_y, г/м^3

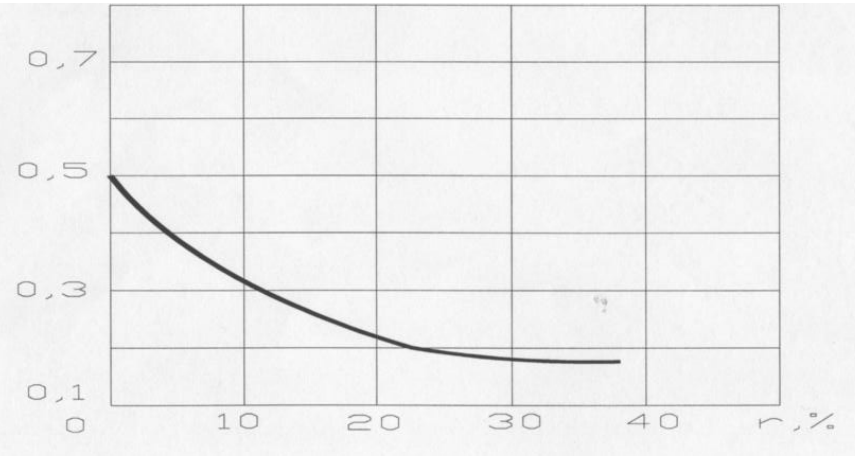


Рисунок 8.1. Рециркуляция дымовых газов снижает концентрацию N_xO_y.

Другим недостатком метода является опасное возрастание концентрации $C_{20}H_{12}$. По данным исследования, при сжигании газа на котле ТГМ-94 при = 1,02 рециркуляция в 13 % повышает концентрацию $C_{20}H_{12}$ в 1,5 раза, а при = 1,06 – в 1,4 раза.

При сжигании природного газа (но не мазута и твердого топлива) для снижения температуры топочного процесса можно уменьшить **температуру горячего воздуха**. По данным американцев, на котле блока N=320 МВт повышение $t_{гв}$ с 315 до 360 ^oC увеличило выбросы N_xO_y на 20 %, а снижение $t_{гв}$ с 315 до 200 и 30 ^oC снизило выбросы N_xO_y соответственно на 40 и 65 %. Однако, снижение $t_{гв}$ приводит к снижению КПД котла.

Установка **двусветного экрана** или других тепловоспринимающих поверхностей нагрева в зоне интенсивного горения может снизить концентрацию оксидов азота в 2 раза.

Ввод влаги в зону горения – один из возможных путей сокращения выбросов N_xO_y. На котлах ТГМП-314 и ПК-41-1 (блоки N = 300 МВт) снижение концентрации N_xO_y возросло с 7 до 15 % и с 4 до 12 % (расход пара составлял 10 % массового расхода топлива). Значительный эффект получен при вводе в топку котла ТГМ-94 технической воды через щелевые форсунки, установленные в горелки 3-го яруса. Совместное использование рециркуляции дымовых газов (r = 14 %), впрыска воды (5 % расхода топлива) и снижение коэффициентов избытка воздуха от 1,06 до 1,03 позволило снизить концентрацию N_xO_y с 0,85 до 0,35 г/м^3.

Выбираем снижение коэффициента избытка воздуха - от 1,07 до 1,05 на котле ТГМ-94 приводило к уменьшению концентрации оксидов азота с 0,86 до 0,56 г/см^3, т.е. более, чем на 40 %.

При многоярусном размещении горелок эффективным средством снижения выбросов N_xO_y может оказаться нестехиометрическое сжигание. Для реализации этого метода на некоторых котлах США и Японии общий короб вторичного воздуха разбивают на отдельные секции (по количеству ярусов горелок) с возможностью изменения и регулирования расхода вторичного воздуха на каждый ярус горелок. На котлах фирмы «Бабкокс-Вилькокс»

(N=215 МВт) с вихревыми горелками удалось снизить концентрацию N_xO_y в дымовых газах с 1,00 - 1,04 до 0,40 - 0,42 г/м^3 (≈ в 2,5 раза).

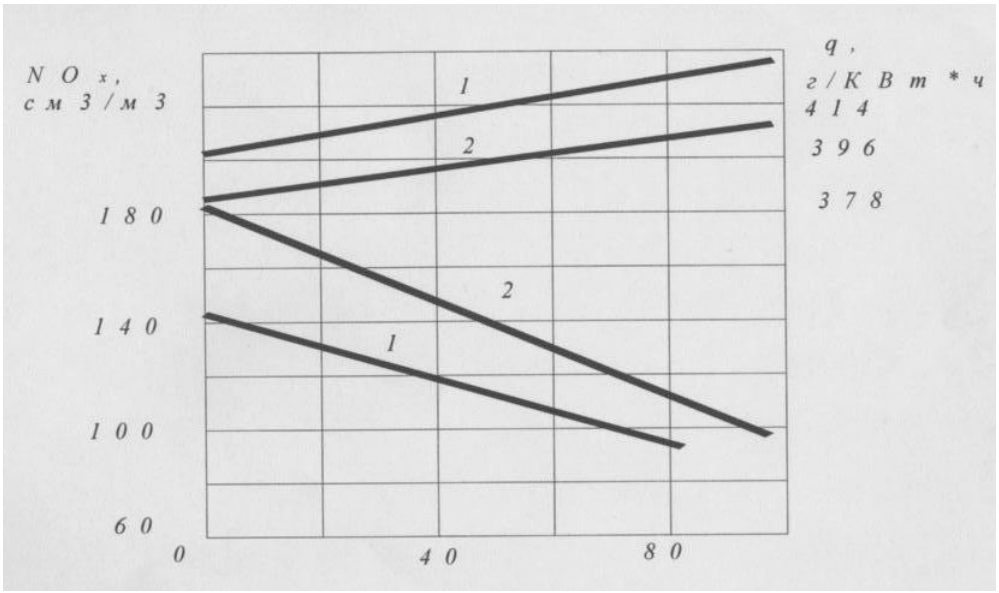


Рисунок 8.2. Влияние ступенчатого сжигания газа на концентрацию N_xO_y.

Дальнейшим развитием нестехиометрического сжигания является ступенчатое сжигание. На действующих котлах для подачи воздуха, необходимого для полного сгорания, можно воспользоваться отдельными горелками (обычно верхнего яруса), если через остальные горелки удается подать количество топлива, необходимое для работы котла с номинальной нагрузкой. На рисунке 8.2. показано влияние ступенчатого сжигания газа на концентрацию N_xO_y и экономичность энергоблока N = 105 МВт при степени открытия шибера на третичном воздухе в %. Котел имеет топку с фронтальным расположением 6 вихревых горелок в 3 яруса по высоте (котлы фирмы «Бабкокс-Вилькокс»). Над горелками смонтировано два сопла ввода третичного воздуха, а под нижним ярусом горелок имеются сопла для подачи в топку газов рециркуляции (на рисунке 9.2. опыты: 1. – r = 20 % и концентрация кислорода в газах O_2 = 0,8 - 1,2 %; 2. – r = 20 % и концентрация кислорода в газах O_2 = 1,5 - 2,0 %). Концентрация N_xO_y снижается соответственно со 140 до 95 см^3/м^3, т.е. ≈ в 1,5 - 1,8 раза. Одновременно возрос удельный расход условного топлива q.

Специальные конструкции горелок – на котлах Японии широко внедряются ГМ-горелки, конструкция которых обеспечивает сжигание газа в

двух зонах факела, в одной из которых, на начальном участке, создается недостаток воздуха, а во второй – избыток. При r = 7 % и = 1,08 концентрация составляла 0,25 г/м^3 (при O_2 = 5 %). Минимальная концентрация 0,08 г/м^3 получена при r = 28 и = 1,05. Горелка для двухстадийного сжигания природного газа на водогрейных котлах ПТВМ-50 и ПТВМ-100 создана в Институте газа АН УССР. Воздух подается в горелку двумя потоками: закрученным периферийным и прямоточным центральным. Газ смешивается с периферийным потоком, составляющим 50-80 % расхода воздуха, необходимого для полного сгорания. Продукты неполного сгорания топлива из периферийной зоны факела инжектируются центральным прямоточным потоком воздуха, в котором образуется зона догорания.

9.5.2. Сокращение загрязнения сточными водами.

Проектом предусмотрены:

- очистка сточных вод от солей металлов с помощью мягкоячеистых фильтров и водоотстойников;

- система гидрошламоудаления и мокрого обеспылевания воздуха – горизонтальные отстойники.

9.5.3. Сокращение загрязнения территорий.

Предусмотрен организованный и централизованный сбор амортизационного лома, продуктов очистки сточных вод, использованных газоразрядных ламп, а также бытового мусора.

9.5.4. Борьба с энергетическими загрязнениями.

Проектом предусмотрено:

1) определение для здания санитарного класса производства и ширины санитарно-защитной зоны (таблица 9.2.);

2) расположение здания в соответствии с топографией местности и розой ветров;

3) озеленение санитарно-защитной зоны;

4) акустические мероприятия.

9.6. Мероприятия и средства по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях.

9.6.1. Предотвращение пожаров и взрывов.

Согласно ГОСТ 12.1.004-85 и ГОСТ 12.1.010-76 проектом предусмотрены:

1) предотвращение образования горючей и взрывоопасной среды (недопущение выхода природного газа за пределы технологического агрегата);

2) выбор электрооборудования, проводов и кабелей согласно ПУЭ;

3) выбор электрооборудования по ПУЭ в соответствии с классом взрыво- и пожароопасных зон;

4) защита от токов коротких замыканий и перегрузок за счет применения автоматов защиты и предохранителей с плавкими вставками, а также за счет выбора номинального сечения электропроводов;

5) молниезащита здания (установка на дымовой трубе громоотвода и одиночный стержневой молниеотвод высотой $h<150$ м);

6) защита от статического электричества.

9.6.2. Пожарная и взрывная защиты.

Проектом предусмотрены мероприятия по пожарной защите:

1) максимально возможное применение негорючих и трудногорючих веществ вместо пожароопасных;

2) изоляция горючей среды за счет размещения на безопасном (от здания котельной) расстоянии резервных газгольдеров с газом;

3) применение средств пожаротушения (песок, огнетушители типа ОУ-5 для тушения пожаров в электроустановках, а также ОХР –10 и пеногенераторы ГВП-200);

4) применение конструкций объектов с регламентированными пределами огнестойкости и горючести (таблица 8.2.);

5) эвакуация людей за счет запасного пожарного выхода;

6) применение средств коллективной и индивидуальной защиты людей (спецодежда, респираторы, противогазы);

7) применение средств пожарной сигнализации (система «Рубин-6» с извещателями пожарными ДИП-1 с дымовыми датчиками и сиреной) и средств извещения о пожаре (телефон).

По взрывозащите предусмотрены следующие мероприятия:

1) установление минимальных количеств взрывоопасных веществ, применяемых в данных производственных процессах (угольная пыль донецкого антрацита);

2) применение оборудования, рассчитанного на давление взрыва;

3) защита оборудования, работающего под давлением (см. п. 9.6.3.);

4) применение средств предупредительной сигнализации о взрывоопасности за счет образования угольной пыли.

Поведение персонала в условиях чрезвычайной ситуаций.

В котельных цехах высока вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с географической, экологической, радиационной, химической, взрывной и пожарной обстановкой.

Чрезвычайные ситуации могут быть вызваны в результате неисправности оборудования, а также учитывая политическую обстановку внутри страны и за её границей нельзя упускать вероятность проведения террористического акта.

Обслуживающий персонал делится на три категории:

I категория - персонал, участвующий в ликвидации аварии;

II категория - персонал, который производит останов оборудования и его консервацию.

III - персонал, который производит эвакуацию персонала, который должен быть немедленно эвакуирован с места чрезвычайной ситуации.

При происшествии чрезвычайных ситуаций по котельному цеху сигнал. Создаётся штаб по ликвидации аварии, в него входят персонал I категории: директор, главный инженер и т.п.

Персонал I категории, участвующий в ликвидации аварии создаёт оцепление места чрезвычайной ситуации, оказывает помощь пострадавшим, и проводит спасательные работы.

Начальник штаба немедленно ставит территориальное подразделение МЧС в известность, ближайший населённый пункт, больницы. Дожидается помощи от спасателей со спецтехникой, кинологов.

Тем самым до приезда спасателей персонал I категории принимает меры для нераспространения чрезвычайных ситуаций.

Персонал II категории производит останов вспомогательного и основного оборудования и его консервацию.

Персонал III категории эвакуируется за оцепление своим ходом или на всём свободном транспорте.

9.6.3. Предотвращение взрывов сосудов и трубопроводов, работающих под давлением.

В соответствии с ПУЭ и Правилами устройств и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, разработана ПГУ с полной автоматизацией и возможностью работы с минимальным количеством дежурного персонала.

Во избежание аварий и травматизма предусматриваются:

1) монтаж и демонтаж любого из воздухосборников без нарушения нормальной эксплуатации остальных;

2) забор воздуха из компрессорного помещения через фильтры, расположенные на компрессоре.

Для безаварийной работы котлов предусмотрены следующие мероприятия:

1) правильная организация пуска;

2) обеспечение надежной автоматикой и контрольно-измерительной аппаратурой (сигнализация, щиты и пульты), а также дистанционным управлением;

3) техническое освидетельствование (проверка оборудования раз в три года).

Поверочный расчет сложной обмуровки старой конструкции, состоящей из шамотной футеровки, теплоизоляционного кирпича и совелитовых плит с металлической обшивкой.

Средняя температура на внутренней поверхности обмуровки t_1 = 500 °С; температура окружающего воздуха $t_в$ = 30 °С.

Предварительно зададимся температурой на наружной поверхности $t_н$= 70 °С, которая принята в старых нормах ПТЭ, тогда коэффициент теплоотдачи от стенки к воздуху по формуле равен:

$\alpha_в$=8,4 + 0,06($t_н$ – $t_в$) = 8,4 + 0,06(70 – 30) ≈ 10 ккал/(ч·м^2 °С).

Примем предварительно средние температуры для отдельных слоев обмуровки и вычислим коэффициенты теплопроводности:

для шамотного кирпича при $t_{ср}$=500 °С

λ_1=0,64+0,0006·500=0,94 ккал/(м·ч°С);

для диатомового кирпича при $t_{ср}$=400 °С

λ_2=0,12+0,0002·400=0,20 ккал/(м·ч°С);

для совелитовых плит при $t_{ср}$=200 °С

λ_3=0,069+0,00008·200=0,085 ккал/(м·ч°С).

Выделим участок стены шириной 1м и высотой 125 + 675=800 мм.

Термическим сопротивлением обшивки пренебрегаем. Разделим участок на слои параллельно потоку теплоты: $\sum$ F = F_1 + F_2 = 0,125 + 0,675 = 0,8 м^2.

Термическое сопротивление первого слоя (F_1):

$R_1=\delta_1/\lambda_1+\delta_3/\lambda_3$=0,125/0,94 + 0,07/0,085 = 0,266 + 0,82 = 1,08;

Термическое сопротивление второго слоя (F_2):

$R_2=\delta_1/\lambda_1+\delta_2/\lambda_2+\delta_3/\lambda_3$=0,125/0,94 + 0,125/0,2 + 0,07/0,085 = 1,57.

Находим термическое сопротивление всего участка F по формуле:

$$\Sigma R = \frac{\Sigma F}{\frac{F_1}{R_1} + \frac{F_2}{R_2}} = \frac{0{,}8}{\frac{0{,}125}{1{,}08} + \frac{0{,}675}{1{,}57}} = 1{,}46.$$

Разделим теперь участок на слои, перпендикулярные потоку теплоты. Термическое сопротивление участка I (F_1=0,8 м^2):

$R_1 = \delta_1/\lambda_1 = 0{,}125 + 0{,}94 = 0{,}133$;

Термическое сопротивление участка II (F_{II}=0,8 м^2):

$R_{II} = \Sigma F / \Sigma F / R = 0{,}8 / (0{,}125 / 0{,}94 + 0{,}675 / 0{,}20) = 0{,}23$;

Термическое сопротивление участка III (F_{III}=0,8 м^2):

$R_{III} = \delta_3/\lambda_3 = 0{,}07 / 0{,}085 = 0{,}82$.

Тогда термическое сопротивление всего участка по формуле составит:

$R_2 = R_I+R_{II}+R_{III}=0{,}133 + 0{,}23 + 0{,}82 = 1{,}183$;

Расчетное термическое сопротивление стенки по формуле

$R=R_1 + 2R_2/3 = 1{,}46 + 2{,}366/3 = 1{,}27$.

Средний тепловой поток через стену с учетом сопротивления теплоперехода к воздуху $q=t_1–t_в/R+R_в = 500–30/1{,}25+1/10 = 343$ ккал/(ч·м^2), где $R_в = 1 / \alpha_в$.

Средняя температура на наружной поверхности стенки:

$t_н=t_в + qR_в = 30 + 390 \cdot 0{,}10 = 64$ °С.

Из расчета видно, что старая обмуровка при температуре на ее внутренней поверхности $t_1 \approx 500$ °С не удовлетворяет рекомендуемым нормам для современных печей, т.к. $q > 300$ ккал/(ч·м^2) и $t_н > 55$ °С.

Определим, насколько увеличиваются потери теплоты стенкой из-за перевязки диатомовой кладки с шамотной футеровкой.

Термическое сопротивление стенки без перевязки с шамотной футеровкой:

$\Sigma R = \delta_1/\lambda_1 + \delta_2/\lambda_2 + \delta_3/\lambda_3 + 1/\alpha_в = 0{,}125/0{,}94 + 0{,}125/0{,}2 + 0{,}0{,}125/0{,}085 + 1/10 = 1{,}67$.

Потери теплоты: $q' = t_1 – t_в/\Sigma R = 500–30/1{,}67 = 281$ ккал/(ч·м^2).

Температура на наружной поверхности стенки:

$t_н = t_в + qR_в = 30 + 281 \cdot 0{,}1 \approx 58$ °С.

Уменьшение потерь теплоты: $\Delta q = [(q – q')/q'] \times 100\% = [(343 – 281) /281] \times 100\ \% = 22\ \%$.

Из расчета видно, что новая обмуровка при температуре на ее внутренней поверхности $t_1 \approx 500$ °С удовлетворяет рекомендуемым нормам для современных печей, т.к. $q > 300$ ккал/(ч·м2) и $t_н > 55$ °С.

Расчет пропускной способности предохранительного клапана котла

(ГОСТ 12.2.085-82).

Пропускную способность предохранительного клапана в кг/ч следует рассчитывать по формуле (водяной пар):

$G=10 \times B_1 \times B_2 \times \alpha_1 \times F \times (P_1 + 0,1)$ – для давления в МПа, где:

P_1 – максимальное избыточное давление перед предохранительным клапаном, (P_1= 2,53 МПа);

P_2 – максимальное избыточное давление за предохранительным клапаном, (P_2= 2,33 МПа);

F – площадь сечения клапана, равная наименьшей площади сечения в проточной части, (F=100 мм^2);

α_1 – коэффициент расхода. Соответствующий площади F, для газообразных сред;

B_1 – коэффициент, учитывающий физико-химические свойства водяного пара при рабочих параметрах перед предохранительным устройством (Приложение 2);

B_2 – коэффициент, учитывающий соотношение давлений среды перед и за ПК (Приложение 4, ГОСТ 12.2.085-82).

$P_1 = 10\ \% P_б + P_б = 0,1 \times 2,3 + 2,3 = 2,53$ МПа

к – показатель адиабаты (1,135)

$B_1 = 0,526$; $B_2 = 0,650$; $P_2 = 4,64$ МПа

$\beta = (P_2 + 0,1)/(P_1 + 0,1) = (2,33 + 0,1)/(2,53 + 0,1) = 0,924$

$\alpha_1 = 1,5$

F = 100 мм^2, где: α_1 и F – паспортные данные на клапан.

$G = 10 \times 0,526 \times 0,650 \times 1,5 \times 100 \times (2,53 + 0,1) = 1349$ кг/ч (0,375 кг/с).

Вывод: данный расчет пропускной способности предохранительного клапана котла показал, что безопасная работа барабана котла обеспечена.

9.7. Заключение по разделу

«Безопасность и экологичность проектных решений».

В данном разделе представлен анализ загрязнений внутренней обстановки в котельном цехе и загрязнение окружающей среды отходящими газами и сточными водами котельной. Определен состав вредных веществ и их предельно допустимые концентрации. Предложены способы очистки и нейтрализации отходящих газов и сточных вод. Предложены методы и средства утилизации и ликвидации отходов производства. Обеспечено влияние вредных воздействий в пределах ПДУ. Дана оценка взрывопожарной безопасности, которая соответствует имеющимся нормам.

На основе приведенных расчетов и анализа вышеперечисленных мероприятий, считаю спроектированные котельный цех и котельную безопасными и экологичными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров В.Г. «Паровые котлы средней и малой мощности» Ленинград, Энергия, 1972г;
2. Абрамов И.З. «Контактные газовые экономайзеры», Киев, «Техника», 1964г.;
3. «Аэродинамический расчет котельный установок (нормативный метод)», Ленинград, Энергия, 1977г.
4. Бакластов А.М. «Проектирование, монтаж и эксплуатация теплоиспользующих установок», М., Энергия, 1970г.
5. Баранов А.А. «Эксплуатация и ремонт паровых и водогрейных котлов», М., Энергоатомиздат, 1986г.;

6. Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. «Производственные и отопительные котельные», М., Энергоатомиздат, 1984г.;
7. Деев А.В., Балахничев Н.А. «Котельные установки и их обслуживание», М., «Высшая школа», 1990г.;
8. Роддатис К.Ф. «Справочник по котельным установкам малой производительности», М., Энергия, 1968г.;
9. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. «Парогенераторы промышленный предприятий», М., Энергия, 1978г.;
10. «Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод), Ленинград, Энергия, 1973г.;
11. «Теплотехнический справочник», т. 2 М., Энергия, 1976г.
12. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М., 1989.;
13. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей. М., 1984.;
14. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. Пятое издание. М., 1992.;
15. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздуховодов и газопроводов. М., 1981.;
16. Правила устройства электроустановок. (ПУЭ). М., 1986.;
17. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов.;
18. ГОСТ 12.1.018.-86 (ст. СЭВ 5037-85). ССБТ. Пожарная безопасность. Электростатическая искробезопасность. Общие требования. М., 1986.;
19. ГОСТ 12.2.003-74. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.;
20. ГОСТ 12.2.085-82. ССБТ. Клапаны предохранительные.;
21. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.;
22. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 12.1.012-78. ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.004-85. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
25. СНиП 11-12-17. Защита от шума. М., 1978.
26. СНиП 2. 04.05-85. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М., 1986.
27. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы. М., 1986.
28. СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания. М., 1988.
29. СН 245-71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. М., 1972.
30. ОНТП 24-86. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. Общесоюзные нормы технологического проектирования. М., 1986.
31. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. М., 1984.
32. Белов С.В. Охрана окружающей среды. М., 1990.
33. Охрана труда в энергетике / Под ред. Князевского. М., 1985.