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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент,
Главный энергетикк.т.н.,
ООО «Теплоэнергетик»
_____ В.И. Крашенинников
«____» _____2019 г.

ПРОВЕРЕНА
Заведующий кафедрой
«Промышленной теплоэнергетики»

доцент _____К.В. Осинцев
«____»_____2019 г.

Повышение производительности производственно-отопительной котельной г.Златоуста путем ее расширения и установки дополнительного парового котла

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2019.084.15 ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,
к.т.н., доцент
_____ И.П. Палатинская
«____» _____2019 г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»
_____ Р.А. Алабугина
«____»_____2019 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
«___» _____ 2019 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ А.И. Грибанов
«____» _____ 2019 г.

Автор работы,
студент группы П-479
_____ Д.Д. Шаршев
«____» _____ 2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Шаршев Д.Д. Повышение производительности производственно-отопительной котельной г.Златоуста путем ее расширения и установки дополнительного парового котла. − Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2019, 83 с, 5 ил., 25 табл., библиогр. список – 30 наим., 5 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1

Выпускная квалификационная работа включает обоснование расширения производственно-отопительной котельной г.Златоуста с установкой дополнительного парового котла, так как имеется необходимость увеличении количества пара для технологических целей.

В работе рассмотрено установленное в котельной оборудование, его устройство и работа, выполнен тепловой расчет котлоагрегата. Приводится годовой отчет о расходе топлива, выработке и отпуске тепловой энергии. В научной части рассмотрена установка паровой винтовой машины, ее преимущества и экономическая эффективность. Раздел «Вопросы экологии» включает в себя поверочный расчет существующей дымовой трубы и расчет концентраций выбросов в атмосферу вредных веществ с учетом установки дополнительного котла. В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены опасные факторы при эксплуатации котла, техника безопасности при эксплуатации парового котельного агрегата, а также мероприятия по пожарной безопасности. В разделе «Автоматизация» приведен пример автоматического регулирования парового котла. Раздел «Экономика и управление» содержит расчет сравнительной эффективности двух вариантов расширения котельной и для дальнейших расчетов выбран лучший. Также в ВКР приведены необходимые чертежи, схемы и рисунки.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ 7
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ 9
Сравнительная характеристика котлов 9
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ 11
3.1 Подготовка питательной воды для парового котла 11
3.2 Схема движения пара 11
3.3 Химводоочистка 12
3.4 Состав котла 13
3.5 Устройство и работа котла 13
3.6 Тепловой расчет котла 15
3.6.1 Исходные данные для теплового расчета котла 15
3.6.2 Состав и количество продуктов сгорания 17
3.6.3 Топочная камера 20
3.6.4 Пароперегреватель 28
3.6.5 Экономайзер 32
3.6.6 Воздухоподогреватель 35
4 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ 41
4.1 Устройство и принцип действия ПВМ 42
4.2 Преимущества использования ПВМ 43
4.3 Экономическая эффективность энергоустановки с ПВМ 43
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 46
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ 48
6.1 Расчет высоты дымовой трубы 49
6.1.1 Расход топлива в котельной 49
6.1.2 Расчет выбросов окислов азота 50
6.1.3 Объемы продуктов сгорания и дымовых газов 51
6.1.4 Расчет рассеивания выбросов 52
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ 56
7.1 Система автоматического регулирования 57
7.1.1 Система автоматического регулирования процесса горения 57
7.1.2 Система автоматического регулирования газовоздушного режима 58
7.1.3 Система автоматического регулирования питания котла водой 58
7.2 Автоматическое регулирование котла ДЕ-50-14-225ГМ 59
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ 68
8.1 Опасные факторы при эксплуатации котла 68
8.2 Безопасность производственных процессов при эксплуатации котла 69
8.3 Пожаробезопасность 70
8.3.1 Средства тушения пожара 71
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ 73
9.1 Расчет сравнительной эффективности двух вариантов 73
9.2 Качественный анализ вариантов технических решений 76

9.3 Оценка движущих и сдерживающих факторов 77
9.4 Дерево целей проекта 78
9.5 Планирование на предприятии 80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 81
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 82

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность работы промышленных предприятий определяется безотказной и экономичной работой оборудования. Энергетическая служба имеет самостоятельное, ответственное и в то же время специфическое место в структуре работы предприятия. Она является так называемой вспомогательной службой, призванной обеспечивать выполнение производственной программы предприятия, но не принимающей непосредственного участия в выпуске продукции. Энергетическая служба обязана обеспечить надежное, бесперебойное, безопасное снабжение производства всеми видами энергии и энергоносителей.

В отличие от других видов оборудования (например, станочного) выход из строя или авария энергооборудования (трансформатора, котла, компрессора, насоса и др.) или участка энергетической сети имеет не только самостоятельное значение, но и может вызвать простои производственных участков и цехов.

ООО «Теплоэнергетик» города Златоуста – это предприятие, которое осуществляет производство, передачу, распределение и реализацию тепловой энергии в виде горячей воды и пара, для покрытия коммунально-бытовых нагрузок (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение), а также для покрытия технологической нагрузки.

Производственно-отопительная котельная оборудована тремя водогрейными котлами КВ-ГМ-100-150М и двумя паровыми котлами ДЕ-50-14-225ГМ с открытой системой теплоснабжения. Основное топливо – природный газ, резервное – мазут. [3]

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ

Котельная предназначена для обеспечения теплом и паром основных промышленных площадок, а также теплом жилых районов города. В состав сооружений котельной входят [3]:

- корпус котельной;
- дымовая труба;
- дымососная;
- резервуары хранения мазута V=2x5000 м^3;
- мазутонасосная;
- приемная емкость мазута V=750 м^3;
- эстакада слива мазута;
- резервуар хранения присадок V=3x25 м^3;
- ГРП;
- баки-аккумуляторы V=2x2000 м^3;
- камера управления задвижками;
- бак хранения герметика;
- ХВО;
- склад соли;
- очистные сооружения замазученных дождевых сточных вод производительностью 10 л/с.

Паровой котел ДЕ-50-14-225ГМ предназначен для получения перегретого пара, используемого для технических нужд промышленных предприятий с температурой 225°С и давлением 1,4 МПа.

В настоящее время встал вопрос об увеличении технологической нагрузки на 30 т/ч перегретого пара для основного предприятия. По показателям работы котельной, из отчета о расходе топлива и выработки тепловой энергии, расход пара в зимние месяцы составляет 77-78 т/ч (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Показатели работы котельной [3]

Месяц	Расход газа, т	Расход пара, т	Выработка, Гкал	Расход воды на ГВС, м^3	Электроэнергия, кВт
Январь	28891000	54854	211518	203046	3977332
Февраль	23502840	50026	172446	165520	3975176
Март	19493310	47940	143070	137382	3628588
Апрель	14370300	50194	105116	100914	3267862
Май	6136170	48742	44582	42830	1640940
Июнь	3403706	50624	24390	23416	654804
Июль	3143694	44716	22868	21970	577988
Август	3060556	42180	22294	21418	607342
Сентябрь	8346118	49716	60980	58564	1247562
Октябрь	14346354	50290	104814	100614	2798194

Продолжение таблицы 1.1

Месяц	Расход газа, т	Расход пара, т	Выработка, Гкал	ГВС, $м^3$	Электроэнергия, кВт
Ноябрь	16603720	51362	122078	117138	3333488
Декабрь	24517530	56024	180158	172914	3762988
Σ	165815298	596668	1214270	1165724	29472264

Стоимость: - природного газа – 1869,56 руб/1000$м^3$;
- сырой воды – 5870 руб/1000$м^3$;
- электроэнергии – 2,694 руб/кВт. [3]

При увеличении технологической нагрузки на 30 т/ч, она увеличится до 107-108 т/ч. При паропроизводительности одного котла 50 т/ч в работе будут постоянно находиться имеющиеся в котельной два паровых котла ДЕ-50-14-225ГМ и возникает необходимость установки третьего парового котла.

Общая производительность паровой части котельной: 100 т/ч перегретого пара

Требуемая нагрузка: 108 т/ч.

Загрузка производственных мощностей: 108%

По вышеуказанным данным видно, что предприятие испытывает дефицит тепловой мощности. Таким образом, в настоящее время стоит вопрос о покрытии этого дефицита. Предлагается расширение котельной установкой дополнительного парового котла. Котел можно установить в помещении котельной, где есть место под установку 12х14,5м, что не потребует дополнительных затрат на реконструкцию здания.

2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ

В котельной планируется установка парового котла Белгородского завода «Энергомаш» ДЕ-50-14-225ГМ. Данный котел – вертикально-водотрубный барабанный с естественной циркуляцией в испарительных поверхностях нагрева, с камерным сжиганием топлива, предназначенный для получения перегретого пара за счет теплоты сгорания топлива – мазута или природного газа. Компоновка поверхностей нагрева – П-образная. Котлоагрегат предназначен для работы в закрытых помещениях в районах с сейсмичностью до 6 баллов по шкале MSK включительно. [11]

Котел служит для производства водяного пара под давлением, с перегревом по отношению к температуре насыщения. Таким образом, в котле происходит нагрев воды, ее испарение и перегрев образовавшегося пара. Теплоносителем являются продукты сгорания органического топлива – дымовые газы.

Котельный агрегат представляет собой вертикальную трехходовую конструкцию, которую составляют по ходу газов: топка, горизонтальный газоход, где расположены испарительные ширмы, опускной газоход, в котором расположены пароперегреватель и экономайзер, и газоход воздухоподогревателя.

Все элементы котла закрываются тепловой изоляцией.

Из зарубежного оборудования наиболее схож по характеристикам с котлом ДЕ-50-14-225ГМ водотрубный парогенератор естественной циркуляции канадского производства «Amelin» SGVC-3000. Парогенератор серии SGVC представляет собой конструкцию со встроенным пароперегревателем. [4, 5]

2.1 Сравнительная характеристика котлов

Зарубежный аналог канадского производства SGVC-3000 имеет свои достоинства и недостатки. Рассмотрим некоторые из них:

- малые габариты и вес

Действительно, по конструкционным особенностям котел производителя «Amelin» намного компактнее, чем котлоагрегат российского производства ДЕ-50-14-225ГМ. Но в то же время, котел российского производителя хорошо зарекомендовал себя в работе, персонал изучил данное оборудование и умеет обслуживать и использовать его максимально выгодно.

- полная автоматизация парогенератора – не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала за счёт применения современных систем управления, включающих, как экономичные стандартные системы управления котлом, автоматику защиты от погасания факела, так и системы, спроектированные по заказу, позволяющие осуществлять мониторинг и управление с удаленного доступа

Котел SGVC-3000 дороже по стоимости, и, если делать дополнительный заказ современных систем управления котлом, то оборудование обойдется гораздо дороже и возрастет срок его окупаемости. Также современные системы

электроники требуют новых знаний и компетентного персонала, а это дополнительные затраты на обучение рабочих.

- Экологичность. Уровень выброса оксидов азота не превышает 9ppm (промилле).

Котлы Белгородского завода «Энергомаш» ДЕ-50-14-225ГМ также отвечают всем требованиям экологии.

Приведем сравнение котлоагрегатов в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Сравнительная характеристика котлов [4, 5]

Характеристика	ДЕ-50-14-225ГМ	SGVC-3000
Номинальная производительность, т/ч	50	47
КПД, %	94	93
Номинальный срок службы, лет	30	20
Стоимость, млн. руб	47	50
Длина, м	14,5	8,8
Ширина, м	12,0	3,8
Высота, м	16,0	4,6
Масса, т	170	63,5

Вывод: Несмотря на достоинства в виде малых габаритов и веса, экологичности, современных систем управления оборудованием зарубежный котел SGVC-3000 канадского производства «Amelin» имеет и существенные недостатки. Данный котел дороже его российского аналога ДЕ-50-14-225ГМ. Предприятия страны давно сотрудничают с Белгородским заводом «Энергомаш» и их оборудование зарекомендовало себя в работе как надежное и простое в обслуживании. КПД и паропроизводительность зарубежного котла ниже, чем у ДЕ-50-14-225ГМ, соответственно, выгоднее и рациональнее произвести установку российского котла.

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В состав оборудования паровой части котельной входят:

- два котла ДЕ-50-14-225ГМ Белгородского завода энергетического машиностроения, каждый из которых укомплектован дымососом типа ДН-19ГМ и вентилятором ВДН-17;
- две блочные деаэрационные установки каждая в составе деаэратора типа ДПН-100/25 и двух питательных насосов типа ЦНСГ-60-297;
- две блочные редукционные установки 1,4/0,6 МПа производительностью 20 т/ч;
- подогреватель химочищенной воды ППI-35-2-II;
- сепаратор непрерывной продувки;
- охладитель сепарированной воды.

Паровой котел ДЕ-50-14-225ГМ предназначен для получения перегретого пара давлением 1,4 МПа с температурой 225°С в количестве 50 т/ч за счет сгорания топлива – природного газа или мазута. Пар используется для собственных технологических целей. Общая паропроизводительность паровой части котельной – 100 т/ч. [3]

3.1 Подготовка питательной воды для парового котла

Питательная вода после химводоочистки общей жесткостью 0,015 мг-экв/кг и температурой 25°С нагревается в охладителе сепарированной воды (в/в теплообменник 219х4000-2), затем в пароводяном подогревателе ХОВ (ПП I-35-2-II). Питательная вода с температурой 90°С направляется на две блочные деаэрационные установки, где догревается в охладителях выпара ОВА-8 и попадает в деаэрационные головки деаэраторов. Удалив растворенные газы, питательная вода с температурой 102°С поступает на всас питательных насосов ЦНСГ-60-297. Питательная вода после насосов давлением 30 кгс/см^2 поступает на узел питания парового котла.

Технические данные деаэрационно-питательного блока ДПБ-100/25:

- деаэрационная колонка ДА-100 (производительность 100 т/ч);
- деаэраторный бак объемом 25 м^3;
- охладитель выпара ОВА-8 (поверхность нагрева 8 м^2);
- насос питательный ЦНСГ-60-297 (производительность 60 м^3/ч, напор 297 м) – 2 шт. [3]

3.2 Схема движения пара

Пар с параметрами Р=1,4 МПа и t=225°С используется сторонними потребителями, а также на собственные технологические нужды.

На собственные нужды пар направляется:

- на калориферы подогрева воздуха паровых котлов
- на мазутное хозяйство

- на две блочные редукционные установки РУ-1,4/0,6 МПа производительностью 20 т/ч каждая

После редукционной установки пар с Р=0,6 МПа и t=215°С направляется на технологические нужды химводоочистки, на подогреватель ХОВ, на деаэрационно-питательный блок ДПБ-100/25. [3]

3.3 Химводоочистка

Система химводоочистки (ХВО) предназначена для приготовления воды на:

- восполнение утечек в теплосети с открытым водоразбором и на горячее водоснабжение в количестве до 400 $м^3$/ч;
- восполнение потерь конденсата, приготовление добавочной воды для питания паровых котлов в количестве до 110 $м^3$/ч.

В соответствии с «Нормами качества подпиточной и сетевой воды тепловых сетей» для расчета принята обработка воды по схема двухступенчатого Na-катионирования.

Производительность ХВО [3]:

- первой ступени умягчения, с учетом расхода на собственные нужды − 510 $м^3$/ч;
- второй ступени – доумягчение питательной воды для паровых котлов – 110 $м^3$/ч.

Na-катионные фильтры I ступени:

В качестве фильтров первой ступени в ХВО установлено:

- 4 фильтра ФИПа I-2,0-0,6 Н, $Н_{сл}$ = 2,5 м;
- 3 фильтра ФИПа I-2,0-0,6 Na, $Н_{сл}$ = 2,5 м;
- 1 фильтр ФИПа I-2,6-0,6 Na, $Н_{сл}$ = 2,5 м.

Общая жесткость воды, поступающей на фильтры – 2,19 мг-экв/кг, после фильтров – 0,1 мг-экв/кг.

Na-катионные фильтры II ступени:

- 2 фильтра ФИПа I-1,4-0,6 Na, $Н_{сл}$ = 2,0 м;
- 1 фильтр ФИПа II-1,4-0,6 Na, $Н_{сл}$ = 2,0 м.

Общая жесткость воды, поступающей на фильтры – 0,1 мг-экв/кг, после фильтров – 0,02 мг-экв/кг.

3.3.1 Описание работы схемы ХВО

Исходная вода в количестве 510 $м^3$/ч поступает на насосы исходной воды К200-150-325 – 3шт (из них 2 рабочих, 1 резервный: производительность насосов – 315 $м^3$/ч, напор 32 м), затем на подогреватели исходной воды. От подогревателей исходной воды с температурой 25°С на фильтры первой ступени,

где снижает общую жесткость воды до 0,1 мг-экв/кг. Вода после ХОВ I ступени в количестве 400 $м^3$/ч направляется в деаэраторы, а 110 $м^3$/ч воды направляются на Na-катионные фильтры II ступени, где общая жесткость воды снижается до 0,02 мг-экв/кг. Вода II ступени сливается в бак питательной воды объемом 25 $м^3$, а затем питательными насосами типа К-80-50-200 – 3 шт (из них 2 рабочих, 1 резервный: производительность насосов – 45 $м^3$/ч, напор 55 м) направляется в паровую часть котельной.

3.4 Состав котла

Котел ДЕ-50-14-225ГМ – паровой вертикально-водотрубный барабанный с естественной циркуляцией в испарительных поверхностях нагрева, с камерным сжиганием топлива, предназначенный для получения перегретого пара за счет теплоты сгорания топлива – мазута или природного газа. Компоновка поверхностей нагрева – П-образная (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Технические данные котла ДЕ-50-114-225ГМ [11]

Паропроизводительность, т/ч	50
Абсолютное давление, МПа (кгс/$см^2$)	1,4 (14)
Температура пара, °С	225
Температура питательной воды, °С	100

Котел состоит из следующих основных частей:
- топочная камера с горелками;
- опускная шахта;
- экономайзер;
- барабан с сепарационным устройством, опускной и пароотводящей системой;
- выносные циклоны;
- испарительные ширмы;
- пароперегреватель;
- воздухоподогреватель;
- устройства очистки поверхностей нагрева;
- обмуровка и изоляция;
- помосты и лестницы, опоры котла;
- каркас помостов, лестниц, воздухоподогревателя и портал котла;
- комплект арматуры и КИП

3.5 Устройство и работа котла

Котел служит для производства водяного пара под давлением, с перегревом по отношению к температуре насыщения. Таким образом, в котле происходит нагрев

воды, ее испарение и перегрев образовавшегося пара. Теплоносителем являются продукты сгорания органического топлива – дымовые газы.

Горение топлива происходит в вертикальной топочной камере прямоугольной формы, образованной экранными трубами. Верхние и нижние концы труб вварены в сборные коллекторы. Трубы по всей длине сварены между собой полосами, расположенные в диаметральной плоскости. На фронтовой стенке топки расположены горелки, с помощью которых сжигается топливо. В обогреваемых газами трубах, образующих топку и боковые стенки конвективной шахты, происходит образование насыщенного водяного пара. Пароводяная смесь поступает в верхние коллекторы, а из них по пароотводящим трубам – в барабан – паросборник. Пароводяная смесь образуется также в обогреваемых газами трубах испарительных ширм, откуда она поступает в верхние коллекторы и сборный коллектор, а затем в дополнительный коллектор, из которого проходит в выносные сепараторы – циклоны. В барабане и циклонах происходит отделение пара от воды.

К барабану присоединены не обогреваемые опускные стояки, а к циклонам – не обогреваемые опускные трубы, по которым котловая вода поступает в нижние коллекторы экранов и в нижний раздающий коллектор ширм. В образованных таким образом замкнутых контурах происходит естественная циркуляция рабочего тела благодаря разнице в весах столбов воды в опускных трубах и пароводяной смеси в обогреваемых трубах.

В барабане и выносных циклонах происходит отделение пара от воды, который затем направляется в пароперегреватель, где перегревается горячими дымовыми газами. Из пароперегревателя пар направляется потребителю. Питание котла водой производится через экономайзер, в котором осуществляется подогрев воды. Вся вода из экономайзера подается в барабан. Выносные циклоны питаются водой из барабана.

Для осуществления горения топлива необходим горячий воздух, который подается в топку из воздухоподогревателя, обогреваемого горячими дымовыми газами.

Котельный агрегат представляет собой трехходовую конструкцию, которую составляют по ходу газов: топка, горизонтальный газоход, где расположены испарительные ширмы, опускной газоход, в котором расположены пароперегреватель и экономайзер, и газоход воздухоподогревателя.

Движение дымовых газов по трактам котла осуществляется за счет дымососа. Котел может также работать под наддувом, при этом возможность движения дымовых газов создается высоконапорным вентилятором.

Котел является самонесущим, для опирания его под коллекторами боковых экранов и заднего экрана опускного газохода, а также под фронтовым и задним топочным экраном установлены опоры скольжения.

Все элементы котла, находящиеся снаружи и содержащие рабочее тело или горячий воздух, закрываются тепловой изоляцией.

Газоход воздухоподогревателя оборудован устройством пожарного тушения.

3.6 Тепловой расчет котла

Целью теплового поверочного расчета котла является определение температуры воды, пара, воздуха и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева и на выходе из котла. А также определение КПД котла, расхода топлива (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Характеристика котла типа ДЕ-50-14-225ГМ [1, 2]

Наименование величины	Величина
1.Рабочее давление пара в барабане, МПа	1,5
2.Температура подогретого воздуха, °С	146
3.Объем топочного пространства, $м^3$	133
4.Количество горелок, шт	2
5.Поверхности нагрева, $м^2$:	
- радиационная экранов и фестона	190
- конвективного пучка	344
- пароперегревателя	165
- водяного экономайзера	1062
- воздухоподогревателя	496
6.Диаметр труб экранов, фестона и конвективного пучка, мм	60х3
7.Диаметр труб пароперегревателя, мм	38х3
8.Диаметр труб воздухоподогревателя, мм	40х1,6
9.Диаметр труб водяного экономайзера, мм	28х3
10.Барабан (диаметр и толщина стен), мм	1550х22
11.Число ступеней испарения, шт	2
12.Количество выносных циклонов, шт	3
13.Габаритные размеры котла в осях колонн, м:	
- ширина	12,0
- длина	14,5
- высота	16,0
14.Масса, т	170

3.6.1 Исходные данные для теплового расчета котла

Паропроизводительность, D = 50 т/ч
Давление пара у главной паровой задвижки, P = 1,4 МПа
Температура перегретого пара, t = 225°С
Температура питательной воды, $t_{пв}$ = 100°С
Топливо – природный газ
Состав газа по объему:

CH_4=95,7%, C_2H_6=1,9%, C_3H_8=0,5%, C_4H_{10}=0,3%, C_5H_{12}=0,1%, N_2=1,3%, H_2=0,2%.

Теплота сгорания низшая сухого газа [1]:

$$Q^c_н = 36546{,}3 \text{ кДж/м}^3$$

Коэффициенты избытка воздуха, объемы и энтальпии продуктов сгорания.

По таблице XVI [1] присосы воздуха в:
- топке $\Delta\alpha_т = 0{,}08$;
- фестоне $\Delta\alpha_ф = 0$;
- котельном пучке $\Delta\alpha_{к.п.} = 0{,}1$;
- пароперегревателе $\Delta\alpha_{пп} = 0{,}03$;
- водяном экономайзере $\Delta\alpha_{в.э.} = 0{,}1$;
- воздухоподогревателе $\Delta\alpha_{в.п.} = 0{,}06$.

Коэффициенты избытка воздуха:

На выходе из топки $\alpha_т = 1{,}1$;

На выходе из котельного пучка (3.1):

$$\alpha_{к.п.} = \alpha_т + \Delta\alpha_ф + \Delta\alpha_{к.п.} \quad (3.1)$$

$$\alpha_{к.п.} = 1{,}1+0+0{,}1=1{,}2;$$

На выходе из пароперегревателя (3.2):

$$\alpha_{пп} = \alpha_{к.п.} + \Delta\alpha_{пп} \quad (3.2)$$

$$\alpha_{пп} = 1{,}2+0{,}03=1{,}23;$$

На выходе из водяного экономайзера (3.3):

$$\alpha_{в.э.} = \alpha_{пп} + \Delta\alpha_{в.э.} \quad (3.3)$$

$$\alpha_{в.э.} = 1{,}23+0{,}1=1{,}33;$$

На выходе из воздухоподогревателя (3.4):

$$\alpha_{в.п.} = \alpha_{в.э.} + \Delta\alpha_{в.п.} \quad (3.4)$$

$$\alpha_{в.п.} = 1{,}33+0{,}06=1{,}39.$$

3.6.2 Состав и количество продуктов сгорания

Теоретическое количество воздуха при α=1 (3.5):

$$V^\circ = 0{,}0476\cdot(0{,}5CO + 0{,}5H_2 + 1{,}5H_2S + \Sigma(m+0{,}25n)C_mH_n - O_2),\ м^3/м^3 \quad (3.5)$$

$$V^\circ = 0{,}0476\cdot(0{,}5\cdot0{,}2+2\cdot95{,}7+3{,}5\cdot1{,}9+5\cdot0{,}5+6{,}5\cdot0{,}3+8\cdot0{,}1) = 9{,}68\ м^3/м^3.$$

Теоретические объемы продуктов сгорания при α=1 (3.6, 3.7, 3.8):

- объем двухатомных газов (3.6):

$$V^\circ_{N2} = 0{,}79V^\circ + 0{,}01N_2,\ м^3/м^3 \quad (3.6)$$

$$V^\circ_{N2} = 0{,}79\cdot9{,}68 + 0{,}01\cdot1{,}3 = 7{,}651\ м^3/м^3.$$

- объем трехатомных газов (3.7):

$$V_{RO_2} = 0{,}01\cdot[CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m(C_mH_n)],\ м^3/м^3 \quad (3.7)$$

$$V_{RO_2} = 0{,}01\cdot[95{,}7+2\cdot1{,}9+3\cdot0{,}5+4\cdot0{,}3+5\cdot0{,}1] = 1{,}027\ м^3/м^3.$$

- объем водяных паров (3.8):

$$V_{H_2O} = 0{,}01\cdot(H_2S + H_2 + \Sigma0{,}5nC_mH_n + 0{,}124d_{гтл}) + 0{,}0161V^\circ, \quad (3.8)$$

где $d_{гтл}$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1м^3 сухого газа, г/м^3.
При $t_{гтл}$ = 10°С считаем, что $d_{гтл}$ = 10 г/м^3;

$$V_{H_2O} = 0{,}01\cdot(2\cdot95{,}7+3\cdot1{,}9+4\cdot0{,}5+5\cdot0{,}3+6\cdot0{,}1+0{,}124\cdot10)+0{,}0161\cdot9{,}68=2{,}182\ м^3/м^3.$$

Таблица 3.3 – Объемы газов и объемные доли трехатомных газов [1]

Величина	Газоходы				
	Топка	Котельный пучок	Пароперегреватель	Водяной экономайзер	Воздухоподогреватель
1.Коэффициент избытка воздуха, $\alpha_т$	1,1	1,2	1,23	1,33	1,39
2.Средние значения $\alpha_{ср}$ коэффициента $\alpha_т$ в газоходах	1,06	1,15	1,215	1,26	1,34
3.$(\bar{\alpha} - 1)V^\circ$	0,584	1,46	2,092	2,53	3,308
4. $V_{H_2O}=V^\circ_{H_2O}+0{,}016(\bar{\alpha} - 1)V^\circ$, м^3/м^3	2,189	2,203	2,214	2,221	2,233

Продолжение таблицы 3.3

Величина	Газоходы				
	Топка	Котельный пучок	Пароперегреватель	Водяной экономайзер	Воздухоподогреватель
5.$V_г = V_{RO_2} + V^{\circ}_{RO_2} + V_{H_2O}(\bar{\alpha} - 1)V^{\circ}$, $м^3/м^3$	11,513	12,403	13,046	13,491	14,281
6.$r_{RO_2} = V_{RO_2}/V_г$	0,09	0,084	0,08	0,077	0,073
7. $r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_г$	0,19	0,178	0,17	0,165	0,156
8.$r_п = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	0,28	0,262	0,25	0,242	0,229

Энтальпии продуктов сгорания представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Энтальпия продуктов сгорания (I-ϑ таблица) [1]

ϑ, °C	$I^{\circ}_г$, $кДж/м^3$	$I^{\circ}_в$, $кДж/м^3$	$I_г = I^{\circ}_г + (\alpha-1)I^{\circ}_в$, $кДж/м^3$				
			Топка и фестон	Конвективный пучок	Пароперегре-ватель	Воздухоподогреватель	Водяной экономайзер
			1,1	1,2	1,23	1,33	1,39
100	1655,05	1290,52				1990,58	2093,82
200	3037,75	2593,61			3595,39	3712,09	3919,58
300	4609	3921,84			5452,19	5628,68	5942,42
400	6222,15	5275,21		7013,43	7356,29	7593,7	
500	7881,39	6662,1		9119,54	9313,74	9236,44	
600	9569,96	8082,51		10518,36	11307,72		
700	11304,62	9540,6	11877,06	12735,71	13355,83		
800	13094,97	11011,32	13758,62	14749,64	15465,37		
900	14924,79	12477,82	15673,45	16796,45			
1000	16785,14	13986,22	17624,31	18883,07			
1100	18649,96	15536,52	19581,88	20980,17			
1200	20526,81	17086,82	21552,02				
1300	22458,4	18632,93	23576,37				
1400	24553,4	20225,13	25637,02				
1500	26371,86	21817,33	27680,89				
1600	28353,73	23405,34	29758,05				
1700	30352,36	24997,54	31852,21				
1800	32359,37	26585,55	33954,5				
1900	34395,71	28215,46	36076,07				
2000	36423,67	29849,56	38214,64				
2100	38476,77	31478,47	40365,54				
2200	40534,06	33109,38	42520,62				
2300	42599,73	34781,19	44686,6				
2400	44669,59	36411,1	46854,26				

Тепловой баланс котла представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Тепловой баланс котельного агрегата и определение расхода топлива [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Располагаемое тепло на 1нм^3 топлива, кДж/м^3	$Q_р^р$	$Q_н^с$	36546,3
Потери тепла от химического недожога, %	q_3	Таблица XX [1]	0,5
Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %	q_4	Таблица 4-3 [2]	0
Температура уходящих газов, °С	$t_{ух}$	Таблица 1-3 [2]	130
Энтальпия уходящих газов, кДж/м^3	$I_{ух}$	По I-ϑ таблице	2641,54
Температура воздуха в котельной, °С	$t_{х.в.}$	Стр. 20 [1]	30
Энтальпия воздуха в котельной, кДж/м^3	$I_{хв}$	По I-ϑ таблице	387,16
Потери тепла с уходящими газами, %	q_2	$\frac{(I_{ух}-\alpha_{ух}I_{хв})\cdot 100}{Q_р^р}$ $\frac{(2641,54-1,39\cdot 387,16)\cdot 100}{36546,3}$	5,77
Потери тепла от наружного охлаждения, %	q_5	По рис.5-1 [1]	0,9
Сумма тепловых потерь, %	Σq	$q_2+q_3+q_5$ 5,77+0,5+0,9	7,17
КПД парогенератора, %	$\eta_{пг}$	100 - Σq 100 – 7,17	92,83
Коэффициент сохранения тепла	φ	$1-\frac{q_5}{\eta_{пг}+q_5}$ $1-\frac{0,9}{92,83+0,9}$	0,99
Паропроизводительность котла, кг/с	D	По заданию	13,89
Давление пара в барабане, МПа	$P_б$	$P_п\cdot 1,1$	1,54

Продолжение таблицы 3.5

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Температура перегретого пара, °С	$t_{п.п.}$	По заданию	225
Температура питательной воды, °С	$t_{п.в.}$	По заданию	100
Энтальпия питательной воды, кДж/кг	$i_{п.в.}$	Таблица VI-6 [2]	420,1
Энтальпия перегретого пара, кДж/кг	$i_{п.п.}$	Таблица VI-8 [2]	2867
Процент непрерывной продувки, %	β	Принимаем	5
Энтальпия котловой воды, кДж/кг	$i_{к.в.}$	Таблица VI-7 [2]	850,3
Полезно используемая теплота в агрегате, кВт	$Q_{ка}$	$[D(i_{п.п.}- i_{п.в.})+0,01D(i_{к.в.}- i_{п.в.})\beta]$ $[13,89(2867 – 420,1)+ +13,89(850,3 – 420,1)5]$	34047,2
Полный расход топлива, м^3/с	B	$\frac{Q_{ка} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta_{ка}}$ $\frac{34047,2 \cdot 100}{36546,3 \cdot 92,83}$	1,003
Расчетный расход топлива, м^3/с	$B_р$	$B \cdot 0,01 \cdot (100 – q_4)$ $1,003 \cdot 0,01 \cdot 100$	1,003

3.6.3 Топочная камера [7]

Топочную камеру образуют мембранные экраны фронтовой, задний и боковые, состоящие их труб Ø60х3 мм, расположенных с шагом 75 мм и вваренных между ними полосовых проставок. Ширина топочной камеры 4550 мм, глубина 4550 мм. Каждый из боковых экранов состоит из двух блоков по глубине топки, сваренных соответственно из 40 и 20 труб. Каждый из этих блоков состоит из плоской (не гнутой) мембранной панели, приваренной к коллекторам Ø219 мм. Блок, состоящий из 40 труб, секционирован по ширине на 2 равные части (по 20 труб) и включает 2 верхних и 2 нижних коллектора Ø219 мм. Фронтовой экран топочной камеры образует фронтовую стенку, половину пода и часть потолка. Угол наклона пода − 10°, потолка − 15°. Под закрыт шамотным кирпичом.

На вертикальном участке фронтового экрана имеются разводки для горелок. Фронтовой экран поставляется одним блоком из 40 труб, секционированным по ширине на 2 равные части, и одним блоком из 20 труб. Задний экран образует

заднюю стенку, являющуюся общей с опускным газоходом, половину пода, под горизонтального газохода, трехрядный фестон и часть потолка горизонтального газохода. Поставка и секционирование заднего экрана осуществляется аналогично фронтовому экрану. Поперечный шаг фестона составляет 225 мм, продольный 180 мм. На боковых экранах устанавливаются два лаза Ø540 мм и 8 гляделок. Углы топочной камеры уплотнены проставками, привариваемыми к крайним трубам смежных экранов. На фронтовой стене установлены 2 газомазутные горелки типа ГМУ-15. На поду топки между нижними отогнутыми участками фронтового и заднего экранов в обмуровке имеются 2 отверстия для удаления стоков после обмывки экранов (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Поверочный расчет теплообмена в топке [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Коэффициент избытка воздуха	$\alpha_т$	Из таблицы 3.2	1,1
Температура горячего воздуха, °С	$t_{г.в.}$	Таблица 1-4 [2]	250
Энтальпия воздуха в котельной, кДж/м^3	$I_{г.в.}$	По I- ϑ таблице	3257,72
Тепло, вносимое в топку воздухом, кДж/м^3	$Q_в$	$(\alpha_т-\Delta\alpha_т)I_{г.в.}+\Delta\alpha_т I_{хв}$ (1,1-0,08)·3257,72+ +0,08·387,16	3353,85
Полезное тепловыделение в топке, кДж/м^3	$Q_т$	$Q_p^p \cdot \frac{100-q_3-q_4-q_5}{100-q_4}+Q_в$ $36546,3 \cdot \frac{100-0,5-0,9}{100}+3353,85$	39388,5
Адиабатическая температура горения, °С	$\vartheta_{ад}$	По I- ϑ таблице $\vartheta_т = I_{ад} \rightarrow \vartheta_{ад}$	2040
Объем топочной камеры, м^3	$V_т$	По паспорту котла	133
Тепловое расчетное напряжение топки, кДж/м^3	q_v	$\frac{Q_p^p}{V_т}$ $\frac{36546,3}{133}$	274,58
Тепловое допустимое напряжение топки, кВт/м^3	q'_v	Таблица 4-5 [2]	350
Высота расположения горелок, м	$h_г$	По конструктивным размерам	2,49
Высота топки, м	$H_т$	По конструктивным размерам	8,64

Продолжение таблицы 3.6

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Относительный уровень расположения горелок	$X_г$	$\frac{h_г}{H_т}$ $\frac{2,49}{8,64}$	0,288
Параметр, учитывающий характер распределения температур в топке	M	$0,59-0,5X_г$ $0,59-0,5\cdot0,288$	0,446
Температура газов на выходе из топки, °С	$\vartheta''_т$	Принимается	1100
Энтальпия газов на выходе из топки, кДж/м^3	$I''_т$	По I- ϑ таблице	19581,88
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания, кДж/(м^3·К)	$VC_р$	$\frac{Q_т - I''_т}{Q_{ад} - Q''_т}$ $\frac{39388,5-19581,88}{2040-1100}$	21,07
Объемная доля водяных паров	r_{H2O}	Из таблицы 3.2	0,19
Объемная доля трехтомных газов	r_{RO2}	Из таблицы 3.2	0,09
Суммарная объемная доля трехатомных газов	r_n	$r_{RO2}+r_{H2O}$ 0,09+0,19	0,28
Полная поверхность топки, м^2	$F_{ст}$	По конструктивным размерам	170,6
Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$3,6\cdot\frac{V_т}{F_{ст}}$ $3,6\cdot\frac{133}{170,6}$	2,8
Произведение, м·МПа	pr_nS	pr_nS $0,1\cdot0,28\cdot2,8$	0,078
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, 1/(м·МПа)	$k_г$	Рис. 5-5 [2]	5,55
Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами	k_c	Рис. 5-5 [2]	1,42

Продолжение таблицы 3.6

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Коэффициент ослабления лучей топочной среды	k	$k_г r_п + k_с$ $5{,}55 \cdot 0{,}28 + 1{,}42$	2,9
Суммарная сила поглощения топочного объема	kpS	kpS $2{,}9 \cdot 0{,}1 \cdot 2{,}8$	0,83
Степень черноты факела	$a_ф$	Рис. 5-4 [2]	0,57
Степень черноты топки	$a_т$	Рис. 5-3 [2]	0,68
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi_{ср}$	$\frac{\xi \cdot H_л}{F_{ст}}$ [1]	$\frac{0{,}6 \cdot 158}{170{,}6} = 0{,}56$
Тепловая нагрузка стен топки, кВт/м^2	q_F	$\frac{B_р \cdot Q_т}{F_{ст}}$ $\frac{1{,}003 \cdot 39388{,}5}{170{,}6}$	231,57
Температура газов на выходе из топки, °С	$\vartheta''_т$	Рис. 5-8 [2]	1077
Энтальпия газов на выходе из топки, кДж/м^3	$I''_г$	По I- ϑ таблице	19131,54
Количество тепла, воспринятое в топке, кДж/кг	$Q^л_т$	$\varphi \cdot (Q_т - I''_т)$ $0{,}99 \cdot (39388{,}5 - 19131{,}54)$	20054,4
Средняя удельная тепловая нагрузка на лучевоспринимающей поверхности топки, кВт/м^3	$q_л$	$\frac{B_р \cdot Q^л_т}{H_л}$ $\frac{1{,}003 \cdot 20054{,}4}{158}$	127,3

Проведем поверочный расчет фестона (таблица 3.7).

Таблица 3.7 ─ Поверочный расчет фестона [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Диаметр труб, мм	d	Из паспорта котла	60х3
Поверхность нагрева, м^2	$H_ф$	Из паспорта котла	44
Относительный шаг труб: - поперечный - продольный	 S_1/d S_2/d	 Из паспорта котла Из паспорта котла	 2,3 3,5

Продолжение таблицы 3.7

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Количество рядов труб по ходу газов	Z_2	Из паспорта котла	3
Количество труб в ряду	Z_1	Из паспорта котла	22
Площадь живого сечения для прохода газов, м^2	$F_г$	$AB - Z_1d$	10,74
Эффективная толщина излучающего слоя, м^3	S	$0,9\cdot\left(\frac{4S_1S_2}{\pi d^2}-1\right)d$ $0,9\cdot\left(\frac{4\cdot 2,3\cdot 3,5}{3,14}-1\right)\cdot 0,06$	0,5
Температура газов перед фестоном, °С	$\vartheta'_ф$	Из расчета топки	1077
Энтальпия газов перед фестоном, кДж/м^3	$I'_ф$	Из расчета топки	19131,54
Температура газов за фестоном, °С	$\vartheta''_ф$	Стр. 53 [2]	930
Энтальпия газов за фестоном, кДж/м^3	$I''_ф$	По I- ϑ таблице	16258,71
Количество тепла, отданное фестону, кДж/м^3	$Q_г$	$\varphi(I'_ф - I''_ф)$ $0,99\cdot(19131,54 - 16258,71)$	2844,1
Средняя температура газов, °С	$\vartheta_{ср}$	$0,5(\vartheta'_ф + \vartheta''_ф)$ $0,5\cdot(1077+930)$	1004
Температура кипения воды в барабане, °С	$t_{кип}$	Таблица VI-7 [2]	198
Средний температурный напор, °С	Δt	$\vartheta_ф - t_{кип}$ 1004 - 198	806
Объем газов, м^3/м^3	$V_г$	Из таблицы 3.2	11,513
Средняя скорость газов, м/с	$\omega_г$	$\frac{B_pV_г(Q_{ср}+273)}{273\cdot F}$ $\frac{1,003\cdot 11,513\cdot(1004+273)}{273\cdot 10,74}$	5,2
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м^2·К)	$\alpha_к$	По рис. 6-5 [2]	38,35
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, м·МПа	pr_nS	pr_nS $0,1\cdot 0,28\cdot 0,5$	0,014

Продолжение таблицы 3.7

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Коэффициент ослабления лучей: - трехатомными газами - сажистыми частицами, 1/(м·МПа)	$k_г$ k_c	Формула 5-26 [2] Из расчета топки	15,53 1,42
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kpS	$k_г r_п pS$ [2] $15{,}53 \cdot 0{,}28 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}5$	0,22
Степень черноты излучающей среды	a	Рис. 5-4 [2]	0,25
Температурный перепад между температурой загрязнения стенки и температурой среды в трубе, °С	Δt	Стр. 48 [2]	25
Температура загрязненной стенки трубы, °С	$t_{ст}$	$t_{кип}+\Delta t$ 198+25	223
Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/(м^2·К)	$\alpha_л$	Рис.6-12 [2] $\alpha_л=\alpha_н \cdot a \cdot C_г$ $227 \cdot 0{,}25 \cdot 0{,}95$	53,94
Коэффициент использования поверхности нагрева	ξ	По п. 6-2 [2]	1
Коэффициент тепловой эффективности	$\Psi_{ср}$	Таблица 6-2 [2]	0,9
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, Вт/(м^2·К)	α_1	$\xi(\alpha_к+\alpha_л)$ [2] 38,35+53,94	92,29
Коэффициент теплопередачи, (Вт/м^2·К)	k	$\Psi_{ср}\alpha_1$ [2] $0{,}9 \cdot 92{,}29$	83,06
Тепловосприятие фестона, кДж/м^3	$Q_ф$	$\frac{kH\Delta t}{B_p \cdot 10^3}$ $\frac{83{,}06 \cdot 44 \cdot 806}{1{,}003 \cdot 10^3}$	2886,83

Продолжение таблицы 3.7

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Расхождение расчетных тепловосприятий, %	ΔQ	$\frac{Q_ф - Q_г}{Q_ф} \cdot 100\%$ $\frac{2886,83 - 2844,1}{2886,83} \cdot 100\%$	1,48

Проведем поверочный расчет конвективного пучка (таблица 3.8).

Таблица 3.8 ─ Поверочный расчет конвективного пучка [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Поверхность нагрева, м^2	$H_к$	По конструктивным размерам	344
Относительный шаг труб: - поперечный - продольный	 S_1/d S_2/d	По конструктивным размерам	 1,5 3,5
Количество труб в ряду	Z_1	По конструктивным размерам	48
Количество рядов по ходу газов	Z_2	По конструктивным размерам	6
Площадь живого сечения для прохода газов, м^2	$F_г$	$AB-Z_1dl$ [2]	8,12
Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$0,9 \cdot \left(\frac{4S_1S_2}{\pi d^2}\right)d$ $0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot 1,5 \cdot 3,5}{3,14}\right) \cdot 0,06$	0,3
Температура газов перед пучком, °С	$\vartheta'_{к.п.}$	Из расчета фестона	930
Энтальпия газов перед пучком, кДж/м^3	$I'_{к.п.}$	Из расчета фестона	16258,71
Температура газов за пучком, °С	$\vartheta''_{к.п.}$	Принимается	520
Энтальпия газов за пучком, кДж/м^3	$I''_{к.п.}$	По I- ϑ таблице	9399,3
Количество тепла, отданное пучку, кДж/м^3	$Q_г$	$\varphi \cdot (I'_{к.п.} - I''_{к.п.})$ $0,99 \cdot (16258,71 - 9399,3)$	6790,82
Средняя температура газов, °С	$\vartheta_{ср}$	$0,5 \cdot (\vartheta'_{к.п.} + \vartheta''_{к.п.})$ $0,5 \cdot (930+520)$	725

Продолжение таблицы 3.8

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Средний температурный напор, °С	Δt	$\vartheta_{ср} - t_{кип}$ 725-198	527
Объем газов, $м^3/м^3$	$V_г$	Из таблицы 3.2	12,403
Расход газов, $м^3/с$	$V_{сек}$	$\frac{B_p V_г (\vartheta_{ср} + 273)}{273}$ $\frac{1,003 \cdot 12,403 \cdot (725 + 273)}{273}$	45,48
Скорость газов, м/с	$\omega_г$	$\frac{V_{сек}}{F_г}$ $\frac{45,48}{8,12}$	5,6
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, $Вт/(м^2 \cdot К)$	$\alpha_к$	По рис. 6-5 [2]	35,5
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, м·МПа	pr_nS	pr_nS $0,1 \cdot 0,28 \cdot 0,3$	0,008
Коэффициент ослабления лучей: - трехатомными газами - сажистыми частицами	 $k_г$ $k_с$	Формула 5-26 [2] Из расчета топки	 20 1,42
Произведение	kpS	$(k_г r_п + k_с) \cdot pS$ $(20 \cdot 0,28 + 1,42) \cdot 0,1 \cdot 0,3$	0,19
Степень черноты излучающей среды	a	Рис. 5-4 [2]	0,16
Температура загрязненной стенки трубы, °С	$t_{ст}$	$t_{кип}$+25°С 198+25	223
Коэффициент теплоотдачи излучением, $Вт/(м^2 \cdot К)$	$\alpha_л$	Рис. 6-12 [2]	15,2
Коэффициент использования поверхности нагрева	ξ	По п. 6-2 [2]	0,95
Коэффициент тепловой эффективности	$\Psi_{ср}$	Табл. 6-2 [2]	0,8

Продолжение таблицы 3.8

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, Вт/(м^2·К)	α_1	$\xi(\alpha_к+\alpha_л)$ [2] $0,95\cdot(35,5+15,2)$	48,18
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м^2·К)	k	$\Psi_{ср}\alpha_1$ [2] $0,8\cdot 48,18$	38,54
Тепловосприятие котельного пучка, кДж/м^3	$Q_к$	$\frac{kH\Delta t}{B_p\cdot 10^3}$ $\frac{38,54\cdot 344\cdot 527}{1,003\cdot 10^3}$	6865,94
Расхождение расчетных тепловосприятий, %	ΔQ	$\frac{Q_к - Q_г}{Q_к}\cdot 100\%$ $\frac{6865,94-6790,82}{6865,94}\cdot 100\%$	1,09

3.6.4. Пароперегреватель [7]

Насыщенный пар из барабана двумя трубами направляется в нижние коллекторы пароперегревателя. Пройдя по змеевикам этого пакета, пар поступает в выходной коллектор пароперегревателя, из которого проходит в паропровод. Пароперегреватель змеевиковый, выполнен из труб Ø38х3 мм из стали Ст20. Змеевики (60 шт) расположены с поперечным шагом 75 мм перпендикулярно фронту котла. В одной плоскости находятся 2 змеевика с отогнутыми в разные стороны «носками». Расположение труб коридорное, шаг в продольном направлении составляет 60 мм. Змеевики вварены в коллекторы Ø273 мм. Ступень включена по противотоку и опирается на задний экран топки и задний экран опускного газохода с помощью дистанционирующих гребенок. Главная паровая задвижка подсоединяется к торцу выходного коллектора (таблица 3.9).

Таблица 3.9 — Поверочный расчет пароперегревателя [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Поверхность нагрева, м^2	$H_п$	По конструктивным размерам	165
Относительный шаг труб: - поперечный - продольный	 S_1/d S_2/d	По конструктивным размерам	 2,3 2

Продолжение таблицы 3.9

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Температура пара на входе в пароперегреватель, °С	t'	$t'=t_{кип}$	198
Температура пара на выходе из пароперегревателя, °С	$t''_{пе}$	По заданию	225
Паросодержание пара перед пароперегревателем	x	стр. 56 [2]	0,99
Удельная энтальпия кипящей воды на входе в пароперегреватель, кДж/кг	i’	Таблица VI-7 [2]	844,7
Удельная энтальпия насыщенного пара на входе в пароперегреватель, кДж/кг	i”	Таблица VI-7 [2]	2790,4
Удельная энтальпия пара: - на входе в пароперегреватель, кДж/кг - на выходе из пароперегревателя, кДж/кг	i'_n i''_n	$x \cdot i'' + (1-x) \cdot i'$ $0{,}99 \cdot 2790{,}4 + (1-0{,}99) \cdot 844{,}7$ Таблица VI-8 [2]	2770,94 2867,5
Суммарное тепловосприятие, кДж/м^3	$Q_г$	$\frac{D \cdot (i''_n - i'_n)}{B_p}$ $\frac{13{,}89 \cdot (2867{,}5 - 2770{,}94)}{1{,}003}$	1668,82
Площадь живого сечения для прохода газов, м^2	$F_г$	$AB\text{-}Z_1dl$	4,1
Температура газов перед перегревателем, °С	ϑ'	Из расчета конвективного пучка	520
Энтальпия газов перед перегревателем, кДж/м^3	I'	Из расчета конвективного пучка	9399,3
Энтальпия газов на выходе из пароперегревателя,кДж/м^3	I''	$I' - \frac{Q}{\varphi} + \Delta\alpha I_{пре}$	7352,36

Продолжение таблицы 3.9

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Температура газов на выходе из пароперегревателя, °С	ϑ''	По I- ϑ таблице	400
Средняя температура газов, °С	$\vartheta_{ср}$	$0,5\cdot(\vartheta' + \vartheta'')$ $0,5\cdot(520+400)$	460
Скорость газов, м/с	$\omega_г$	$\frac{B_p V_г(\vartheta_{ср} + 273)}{273\cdot F}$ $\frac{1,003\cdot 13,046\cdot(460+273)}{273\cdot 4,1}$	8,1
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м^2·К)	$\alpha_к$	По рис. 6-5 [2]	65,34
Средняя температура пара, °С	$t_{ср}$	$0,5\cdot(t''+t')$ $0,5\cdot(225+198)$	211,5
Объем пара при средней температуре, м^3	$V_п$	Табл. VI-8 [2]	0,154
Площадь живого сечения для прохода пара, м^2	$f_п$	$\frac{\pi d_{вн}^2 n}{4}$ $\frac{3,14\cdot 0,032^2\cdot 60}{4}$	0,07
Средняя скорость пара, м/с	$\omega_г$	$\frac{DV_n}{f_n}$ [2] $\frac{13,89\cdot 0,154}{0,07}$	30,5
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару, Вт/(м^2·К)	α_2	Рис. 6-8 [2]	607,6
Толщина излучающего слоя, м	S	$0,9\cdot\left(\frac{4S_1S_2}{\pi d^2}\right)d$ [2] $0,9\cdot\left(\frac{4\cdot 2,3\cdot 2}{3,14}\right)0,036$	0,18
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, м·МПа	pr_nS	pr_nS $0,1\cdot 0,2\cdot 0,18$	0,0036

Продолжение таблицы 3.9

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, 1/(м·МПа)	$k_г$	По рис.5-5 [2]	13,5
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kpS	$k_г p r_n S$ $13,5 \cdot 0,036$	0,047
Степень черноты излучающей среды	a	По рис.5-4 [2]	0,1
Температура загрязненной стенки трубы, °С	$t_{ст}$	$t_{ср}+\Delta t$ $211,5+25$	236,5
Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/(м^2·К)	$\alpha_л$	Рис. 6-12 [2]	4,61
Коэффициент тепловой эффективности	$\Psi_{ср}$	Табл. 6-2 [2]	0,8
Коэффициент теплоотдачи от газов стенки, Вт/(м^2·К)	α_1	$\xi(\alpha_к+\alpha_л)$ [2] $0,95 \cdot (4,61+65,34)$	66,47
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м^2·К)	k	$\frac{\psi_{ср}\alpha_1\alpha_2}{\alpha_1+\alpha_2}$ $\frac{0,8 \cdot 66,47 \cdot 607,6}{66,47+607,6}$	47,9
Разность температур между газами и паром: - наибольшая, °С - наименьшая, °С	$\Delta t_б$ $\Delta t_м$	$\vartheta' - t''$ $520 - 225$ $\vartheta'' - t'$ $400 - 198$	295 202
Температурный напор противотока, °С	$\Delta t_{прт}$	$\frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln(\Delta t_б / \Delta t_м)}$ $\frac{295-202}{\ln(295/202)}$	233
Полный перепад температур газов, °С	τ_1	$\vartheta' - \vartheta''$ $520 - 400$	120

Продолжение таблицы 3.9

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Полный перепад температур пара, °С	τ_2	t”-t’ 225 - 198	27
Параметр	P	$\frac{\tau_2}{\vartheta' - t'}$ $\frac{27}{520-198}$	0,084
Параметр	R	$\frac{\tau_1}{\tau_2}$ [2] $\frac{120}{27}$	4,4
Коэффициент перехода к сложной схеме	ψ	Рис.6-14 [2]	0,95
Температурный перепад, °С	Δt	$\psi \Delta t_{прт}$ $0{,}95 \cdot 233$	221
Тепловосприятие ступени по уравнению теплообмена, кДж/м^3	$Q_т$	$\frac{kH\Delta t}{B_p \cdot 10^3}$ $\frac{47{,}9 \cdot 165 \cdot 221}{1{,}003 \cdot 10^3}$	1696,86
Расхождение расчетных тепловосприятий, %	ΔQ	$\frac{Q_т - Q_г}{Q_т} \cdot 100\%$ $\frac{1696{,}86 - 1668{,}82}{1696{,}86} \cdot 100\%$	1,65

3.6.5 Экономайзер [7]

Вода из узла питания подводится к конденсатору, закрепленному на наружной поверхности барабана. Подогретая в нем вода поступает в смеситель узла питания (конденсат из конденсатора сливается в барабан), а затем – в верхние коллекторы Ø219х16 мм заднего экрана конвективной шахты, опускается по трубам этого экрана, из нижних его коллекторов Ø219х16 мм перебрасывается в левый нижний коллектор экономайзера, проходит по 11 змеевикам в верхний левый коллектор, из него трубой Ø108 мм перебрасывается в нижний правый коллектор экономайзера, поднимается по 11 змеевикам в верхний правый коллектор и из него, сначала одной трубой Ø108 мм, а затем четырьмя трубами Ø57 мм подается в раздающий коллектор, размещенный в барабане. Задний экран конвективной шахты представляет собой мембранную панель, состоящую из 44 труб Ø57х5 мм, расположенных с шагом 100 мм и приваренных к верхним и нижним коллекторам

Ø219х16 мм. Поставляется двумя блоками. Коллектора блоков свариваются между собой на монтаже. Задний экран расположен в области экономайзера и является экономайзерной поверхностью.

Экономайзер расположен под пароперегревателем. Змеевики экономайзера выполнены из труб Ø28х3 мм и расположены параллельно фронту котла. В одной плоскости находятся два змеевика с отогнутыми в разные стороны «носками». Змеевики приварены к двум входным и двум выходным коллекторам Ø159х11 мм, также расположенным в газоходе. Продольный шаг труб равен 50 мм, поперечный 60 мм. По высоте газохода экономайзер состоит из двух отдельно поставляемых блоков, расположенных в газоходе с промежутком 1150 мм. Блоки поставляются в транспортировочном каркасе, в который входят расположенные под змеевиками опорные балки, на которых крепится пакет змеевиков. Нижний блок экономайзера устанавливается в газоходе вместе с транспортировочным каркасом, вертикальные стойки которого (по две с каждой стороны) крепятся к задним стенкам топки и опускного газохода. Верхний блок экономайзера крепится к тем же стенкам с помощью опорных балок, устанавливаемых на столиках. Проведем поверочный расчет экономайзера (таблица 3.10).

Таблица 3.10 ─ Поверочный расчет экономайзера [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Поверхность нагрева, $м^2$	$H_э$	По конструктивным размерам	1062
Живое сечение для прохода газов, $м^2$	$F_г$	По конструктивным размерам	2,16
Температура газов перед экономайзером, °С	ϑ’	Из расчета пароперегревателя	400
Энтальпия газов перед экономайзером, $кДж/м^3$	I’	Из расчета пароперегревателя	7352,36
Температура газов на выходе из экономайзера, °С	ϑ”	Принимается	250
Энтальпия газов на выходе из экономайзера, $кДж/м^3$	I”	По I- ϑ таблице	4670
Тепловосприятие водяного экономайзера, $кДж/м^3$	$Q_г$	$\varphi\cdot(I'-I''+\Delta\alpha I_{прс})$ $0,99\cdot(7352,36 - 4670+0,1\cdot 387,16)$	2693,8
Температура питательной воды	t’	Принимается	100
Энтальпия питательной воды	i’	Таблица VI-6 [2]	419

Продолжение таблицы 3.10

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Удельная энтальпия воды на выходе из экономайзера, кДж/кг	i”	$i' + \frac{Q_г \cdot B_p}{D}$ $419 + \frac{2693,8 \cdot 1,003}{13,89}$	623,5
Температура воды на выходе из экономайзера, °С	t”	Табл. VI-6 [2]	151
Средняя температура воды, °С	$t_{ср}$	0,5·(t’+t”) 0,5·(100+151)	125,5
Средняя температура газов, °С	$\vartheta_{ср}$	0,5·(ϑ’+ ϑ”) 0,5·(400+250)	325
Скорость газов, м/с	$\omega_г$	$\frac{B_p V_г (\vartheta_{ср} + 273)}{273 \cdot F}$ $\frac{1,003 \cdot 13,491 \cdot (325 + 273)}{273 \cdot 2,16}$	13,7
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м^2·К)	k	Рис.6-4 [2]	25,64
Наибольшая разность температур, °С	$\Delta t_б$	ϑ’-t” 400 - 151	249
Наименьшая разность температур, °С	$\Delta t_м$	ϑ”-t’ 250 - 100	150
Температурный напор, °С	Δt	$\frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln(\Delta t_б / \Delta t_м)}$ $\frac{249 - 150}{\ln(249/150)}$	98,93
Тепловосприятие экономайзера, кДж/м^3	$Q_т$	$\frac{kH\Delta t}{B_p \cdot 10^3}$ $\frac{25,64 \cdot 1062 \cdot 98,93}{1,003 \cdot 10^3}$	2685,8

Продолжение таблицы 3.10

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Расхождение расчетных тепловосприятий, %	ΔQ	$\frac{Q_т - Q_г}{Q_т} \cdot 100\%$ $\frac{2685,8 - 2693,8}{2685,8} \cdot 100\%$	0,3

3.6.6 Воздухоподогреватель [7]

В отдельно стоящей вертикальной шахте установлены по ходу восходящего потока газов «горячая» и «холодная» ступени трубчатого воздухоподогревателя, между которыми имеется проем 900 мм. Расположение труб Ø40х1,6 мм шахматное, продольный шаг по ходу воздуха 40 мм, поперечный 60 мм. Каждая из ступеней воздухоподогревателя поставляется одним блоком. Первая по ходу газов «горячая» ступень имеет высоту 2400 мм, вторая «холодная» 1800 мм. Обе ступени состоят из трех секций. При сжигании мазута подогрев воздуха в воздухоподогревателе осуществляется по каскадной схеме: при 100% нагрузке котла часть воздуха, подогретого в калориферах до 129°С, подается в «холодную» ступень и на выходе из нее смешивается с остальным количеством воздуха, не подогретый в калориферах. Смешение осуществляется специальным смесителем, установленным в перепускном воздушном коробе. После смешения воздух направляется в «горячую» ступень и после этого коробами подается к горелкам.

Температура подогрева воздуха на нагрузке 70% составляет 175°С, на нагрузке 30% 177°С. Воздухоподогреватель опирается на систему металлоконструкций, представляющую собой жесткую рамную конструкцию, устанавливаемую на фундаменте. «Горячая» и «холодная» ступени воздухоподогревателя соединяются между собой воздушным коробом. Дымовые газы из опускной шахты к воздухоподогревателю подаются по газовому коробу (таблица 3.11).

Таблица 3.11 ─ Поверочный расчет воздухоподогревателя [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Поверхность нагрева, м^2	$H_в$	По конструктивным расчетам	496
Относительный шаг труб: - поперечный - продольный	 S_1/d S_2/d	По конструктивным расчетам	 1,5 1,05
Число труб в ряду	Z_2	По конструктивным расчетам	94
Число рядов	Z_1	По конструктивным расчетам	2

Продолжение таблицы 3.11

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Площадь живого сечения для прохода газов, м^2	$F_г$	По конструктивным расчетам	2,53
Площадь живого сечения для прохода воздуха, м^2	$F_в$	По конструктивным расчетам	1,71
Температура газов на входе в ступень, °С	ϑ’	По заданию	250
Энтальпия газов на входе в ступень, кДж/м^3	I’	По I- ϑ таблице	4670
Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель, °С	$t'_в$	По заданию	35
Энтальпия воздуха на входе в воздухоподогреватель,°С	$I'_в$	По I- ϑ таблице	387,16
Температура воздуха на выходе из воздухоподогревателя, °С	$t''_в$	Принимается	147
Энтальпия воздуха на выходе из воздухоподогревателя, кДж/м^3	$I''_в$	По I- ϑ таблице	1896
Отношение количества воздуха на выходе из ступени к теоретически необходимому	β	$\alpha_т - \Delta\alpha_т$ 1,1 – 0,08	1,02
Тепловосприятие воздухоподогревателя, кДж/м^3	$Q_г$	$\left(\beta + \frac{\Delta\alpha}{2}\right)\left(I''_в - I'_в\right)$ [2] $\left(1,02 + \frac{0,06}{2}\right)(1896 - 387,16$	1516
Средняя температура воздуха, °С	$t_{ср}$	0,5·(t’+t”) 0,5·(35+147)	91
Энтальпия подсасываемого воздуха, кДж/м^3	$I_{прс}$	По I- ϑ таблице	1811,25

Продолжение таблицы 3.11

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Энтальпия газов на выходе из воздухоподогревателя, кДж/м^3	I	$I'' + \frac{Q_г}{\varphi} - \Delta\alpha I_{прс}$ [2] $1896 + \frac{1516}{0,99} - 0,06 \cdot 1811,25$	3128
Температура газов на выходе из воздухоподогревателя, °С	ϑ”	По I- ϑ таблице	157
Средняя температура газов, °С	$\vartheta_{ср}$	0,5·(ϑ’+ ϑ”) 0,5·(250+157)	204
Скорость газа, м/с	$\omega_г$	$\frac{B_p V_г (\vartheta_{ср} + 273)}{273 \cdot F}$ [2] $\frac{1,003 \cdot 14,281 \cdot (204 + 273)}{273 \cdot 2,53}$	10
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, Вт/(м^2·К)	α_1	Рис. 6-7 [2]	37,24
Скорость воздуха, м/с	$\omega_в$	$\frac{B \cdot V^0 \cdot (\beta + \Delta\alpha / 2)(273 + t_{ср})}{273 \cdot F_в}$ $\frac{1,003 \cdot 9,68 \cdot (1,02 + 0,06 / 2) \cdot (273 + 91}{273 \cdot 1,71}$	8,0
Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны, Вт/(м^2·К)	α_2	Рис. 6-5 [2]	68,4
Коэффициент использования поверхности нагрева	ξ	Таблица 6-3 [2]	0,85
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м^2·К)	k	$\frac{\xi \alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$ [2] $\frac{0,85 \cdot 37,24 \cdot 68,4}{37,24 + 68,4}$	20,5
Наибольшая разность температур, °С	$\Delta t_б$	ϑ”-t’ 157 - 35	122
Наименьшая разность температур, °С	$\Delta t_м$	ϑ’-t” 250 - 147	103

Продолжение таблицы 3.11

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Полный перепад температур: - потока воздуха, °С - газового потока, °С	$\tau_б$ $\tau_м$	t”-t’ 147 - 35 ϑ’- ϑ” 250-157	112 93
Параметр	P	$\frac{\tau_м}{\vartheta' - t'}$ $\frac{93}{250-35}$	0,43
Параметр	R	$\frac{\tau_б}{\tau_м}$ $\frac{112}{93}$	1,2
Коэффициент перехода к сложной схеме	ψ	Рис. 6-17 [2]	0,98
Температурный напор противотока, °С	$\Delta t_{прт}$	$\frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln(\Delta t_б / \Delta t_м)}$ $\frac{122-103}{\ln(122/103)}$	154
Температурный напор, °С	Δt	$\psi \Delta t_{прт}$ $0{,}98 \cdot 154$	151
Тепловосприятие воздухоподогревателя, кДж/м^3	$Q_т$	$\frac{kH\Delta t}{B_р \cdot 10^3}$ $\frac{20{,}5 \cdot 496 \cdot 151}{1{,}003 \cdot 10^3}$	1530
Расхождение расчетных тепловосприятий, %	ΔQ	$\frac{Q_т - Q_г}{Q_т} \cdot 100\%$ $\frac{1530-1516}{1530} \cdot 100\%$	0,91

Проведем уточнение теплового баланса (таблица 3.12).

Таблица 3.12 ─ Уточнение теплового баланса [1]

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Расчет
Температура уходящих газов, °С	$Q_{ух}$	Из расчета воздухоподогревателя	157
Энтальпия уходящих газов, кДж/м^3	$I_{ух}$	Из расчета воздухоподогревателя	3128
Количество теплоты, вносимое в топку, кДж/м^3	$Q_в$	$(\alpha_т-\Delta\alpha_т)I_{г.в.}+\Delta\alpha_т I_{хв}$ $(1,1-0,08)\cdot 3257,72+$ $+0,08\cdot 387,16$	3353,85
Полезное тепловыделение в топке, кДж/м^3	$Q_т$	$Q_р^р\cdot\frac{100-q_3-q_4-q_5}{100-q_4}+Q_в$ $36546,3\cdot\frac{100-0,5-0,9}{100}+3353,85$	39388,5
Лучистое тепловыделение в топке, кДж/м^3	$Q^л_т$	$\varphi\cdot(Q_т-I''_т)$ $0,99\cdot(39388,5-19131,54)$	20054,4
Расчетная невязка, кДж/м^3	ΔQ	$Q^р_р\eta_{нг}-(Q^т_л+Q_ф+Q_{кп}+$ $+Q_{пп}+Q_{вэ})$ $36546,3\cdot 0,0928-$ $(20054,4+2886,83+6865,94$ $+1696,86+2685,8)$	97,04
Невязка, кДж/м^3	-	$\frac{\Delta Q}{Q_р^р}\cdot 100\%$ $\frac{97,04}{36546,3}\cdot 100\%$	0,26

Сводная таблица теплового расчета представлена в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Сводная таблица теплового расчета [1]

Воздухоподогреватель	Экономайзер	Пароперегреватель	Конвективный пучок	Фестон	Обозначение	Наименование
250	400	520	930	1077	ϑ’	Температура газов на входе, °С
4670	7352,36	9261,03	16258,71	19131,54	I’	Энтальпия газов на входе, кДж/м^3
1530	2685,8	1668,82	6790,82	2844,1	Q	Тепловосприятие, кДж/м^3
1493,6	2882,34	1683,41	6744,72	2849,19	$Q_т$	Тепловосприятие по уравнению теплообмена, кДж/м^3
35	100	198	198	198	t’	Температура теплоносителя на входе, °С
387,16	1341,6	2804,25	842,19	842,1	i’	Энтальпия теплоносителя на входе, кДж/кг
10	13,7	8,1	5,6	5,2	$ω_г$	Скорость газов, м/с
8,0	-	30,5	-	-	ω	Скорость воды, пара, воздуха, м/с
35	151	225	198	198	t”	Температура теплоносителя на выходе, °С
451,68	623,5	2790,4	842,19	842,19	i”	Энтальпия теплоносителя на выходе, кДж/кг

4 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ

В настоящее время в России и в мире получают все большее распространение новые технологии энергосбережения. К ним, в частности, относится использование энергии пара для выработки электроэнергии в котельных и перевода их в мини-ТЭЦ. Котельные с паропроизводительностью от 10 до 100 т/ч обычно используются в производственно-отопительных целях и принадлежат небольшим предприятиям промышленности.

Параметры производимого пара в котельных сильно различаются в зависимости от назначения использования пара. Потребление пара существенно меняется по времени года (летний и зимний режимы) и от времени суток. Давление пара на выходе из котла зависит как от потребностей технологии предприятия, так и от степени изношенности котлов. Наиболее часто в котельных имеется неиспользуемый перепад давления пара 3-6 атм с расходом пара 6-50 т/ч. Полезное применение этого потенциала позволяет получить дополнительную электрическую мощность 200-1500 кВт. Для этого пар после котла направляют в расширительную машину, например, паровую турбину, связанную с электрогенератором. В результате можно получить дешевую электроэнергию (дополнительный расход топлива и эксплуатационные расходы незначительны). Однако, использование паровой турбины в этом случае малопродуктивно, поскольку в указанной области небольших мощностей она имеет ряд известных недостатков.

Наиболее привлекательными по совокупности свойств в данном диапазоне мощности являются паровые винтовые машины (ПВМ). ПВМ по сути является новым типом парового двигателя. ПВМ создана именно для интеграции электроэнергии в промышленно-отопительных котельных. В диапазоне мощности 200-1500 кВт ПВМ практически по всем показателям значительно превосходит обычную лопаточную паровую турбину. [8, 9]

Технические преимущества ПВМ перед лопаточной паровой турбиной [8]:

- высокий КПД расширения (0,7-0,75) в широком диапазоне режимов (конденсат, образующийся при расширении пара, заполняет зазоры между рабочими органами, тем самым, уменьшая протечки пара и повышая КПД);
- простота конструкции, высокая ремонтопригодность;
- высокий межремонтный ресурс обусловлен отсутствием взаимного касания роторов и соответственно отсутствием механического износа;
- ПВМ может работать на паре любой влажности, в то время как минимальная степень сухости пара на выходе лопаточных турбин составляет 88%. Влажный пар вызывает эрозионный износ лопаток.
- неприхотливость к качеству пара, наличию в нем частиц окалины, грязи;
- габариты и масса ПВМ меньше, чем у лопаточной турбины аналогичной мощности. Это важно при размещении ПВМ в действующем здании котельной;
- высокая маневренность при изменении режима работы, быстрый пуск и останов;

- высокая эксплуатационная надежность и безопасность при возникновении аварийной ситуации.

4.1 Устройство и принцип действия ПВМ

ПВМ является машиной объемного действия. В корпусе вращаются рабочие органы − винты роторов. Роторы выполнены из стали, на них нарезаны винты асимметричного профиля. Синхронизирующие шестерни, установленные на роторах, исключают возможность касания профилей винтов друг с другом. Выходной вал ведущего ротора соединен с электрогенератором. Устройство ПВМ показано на рисунке 4.1.

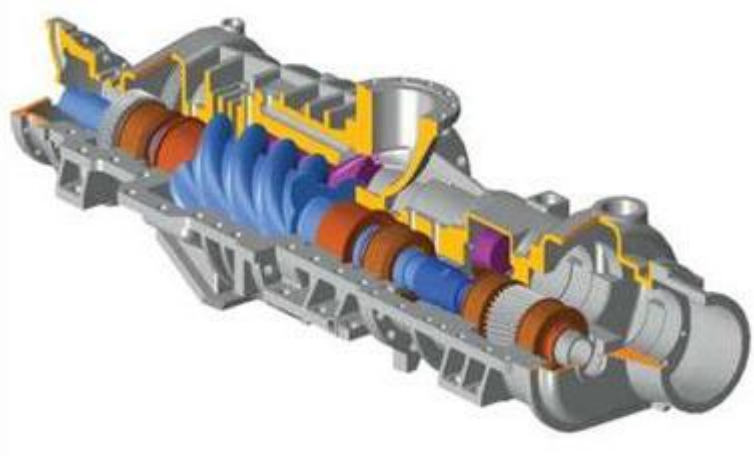

Рисунок 4.1 – Устройство ПВМ [10]

Принцип действия ПВМ показан на рисунке 4.2.

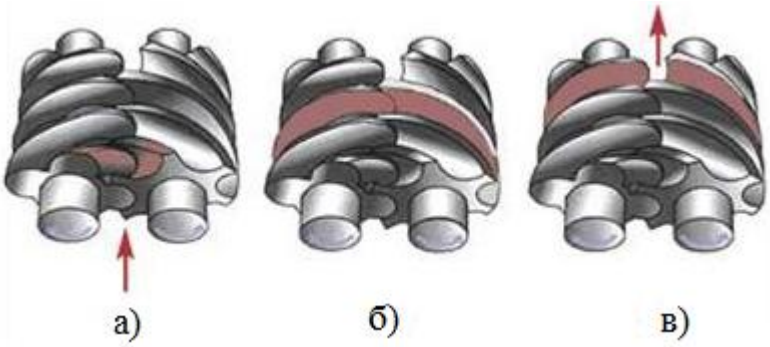

Рисунок 4.2 – Принцип действия ПМВ:
а) начальное заполнение паровой полости; б) расширение пара; в) выпуск отработанного пара [10]

В котельной ПВМ устанавливается в параллель к редукционно-охладительной установке. Пар от котла (с P=1,4 МПа и t=225°C) поступает в турбину, проходя по винтовому каналу между зубьями винтов, расширяется и, преобразуя тепловую

энергию в механическую, плавно вращает роторы. Вращательный момент передается генератору через муфту на валу редуктора (число оборотов – 3000 об/мин). Генератор оснащается системой контроля и управления, обеспечивающей работу ПВМ во всех режимах ее эксплуатации. Отработанный пар (с P=0,6 МПа) имеет достаточное теплосодержание и подается в технологический цикл производства или на подогреватели воды для горячего водоснабжения и отопления.

4.2 Преимущества использования ПВМ

Основное отличие энергоустановок с ПВМ от имеющихся на рынке паротурбинных энергоустановок заключается в следующем. Паротурбинные установки спроектированы практически на одно единственное сочетание расхода и давлений пара на входе в машину и на выходе из нее. Данное сочетание условий по пару определяет мощность машины. В то же время условия по пару в различных котельных могут существенно различаться и с течением времени меняться, поэтому маловероятно, чтобы они совпали с расчетными условиями работы машины.

Конструкция ПВМ позволяет в широком диапазоне приспосабливаться к условиям работы конкретной котельной и, как следствие, может покрывать весь наиболее часто встречающийся диапазон мощности от 200 до 1500 кВт. Данное обстоятельство значительно расширяет область применения ПВМ.

Энергоустановка с ПВМ может использоваться для автономного режима работы, для режима работы параллельно сети, а также для привода исполнительных механизмов (например, водяных насосов). При работе в параллельном режиме энергоустановка работает на электрическую сеть предприятия, покрывая часть его собственных нужд в электроэнергии и уменьшая тем самым ее потребление из сети. Мощность установки определяется перепадом давления и расходом пара через машину и регулируется дроссельным клапаном на входе в ПВМ.

ПВМ рассчитана на достаточно низкий уровень технического обслуживания, поскольку эксплуатация ее проводится персоналом котельной. Специальной подготовки кадров для эксплуатации данного агрегата не требуется, а обучение персонала проходит в момент монтажа и пусконаладки. [8]

4.3 Экономическая эффективность энергоустановки с ПВМ

Паровая винтовая машина может работать на перегретом паре с высокими параметрами ($P_{вх}$=1,4 МПа, $t_{вх}$=225°С, $P_{вых}$=0,6 МПа). При установке паровинтовой машины мощностью 1000 кВт при работе по тепловому графику среднечасовая мощность составит примерно 700 кВт, стоимость выработанной электроэнергии − 0,65 руб./кВт·ч, что в 4 раза ниже существующего тарифа. [8]

При наработке ПВМ более 6000 ч в год можно получить более 4 млн кВт·ч электроэнергии на собственные нужды.

Рассчитаем расходы на электроэнергию до установки ПВМ (4.1):

$$И_э = Ц_э \cdot В, \quad (4.1)$$

где $Ц_э$ – стоимость электроэнергии по тарифу (2,69 руб./кВт) [3];
В – потребление электроэнергии, кВт (из таблицы 1.1).

$$3977332 \cdot 2{,}69 = 10341063 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию сведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Затраты на электроэнергию в котельной [30]

Месяц	Стоимость электроэнергии, тыс руб.	
	До установки ПВМ	После установки ПВМ
Январь	10341	2585
Февраль	10335	2583
Март	9434	2358
Апрель	8496	2124
Май	4266	1066
Июнь	1702	425
Июль	1502	375
Август	1579	394
Сентябрь	3243	810
Октябрь	7275	1818
Ноябрь	8667	2166
Декабрь	9783	2445
Итого	76627	19156

На рисунке 4.3 отражена сравнительная характеристика затрат на электроэнергию до и после установки ПВМ.

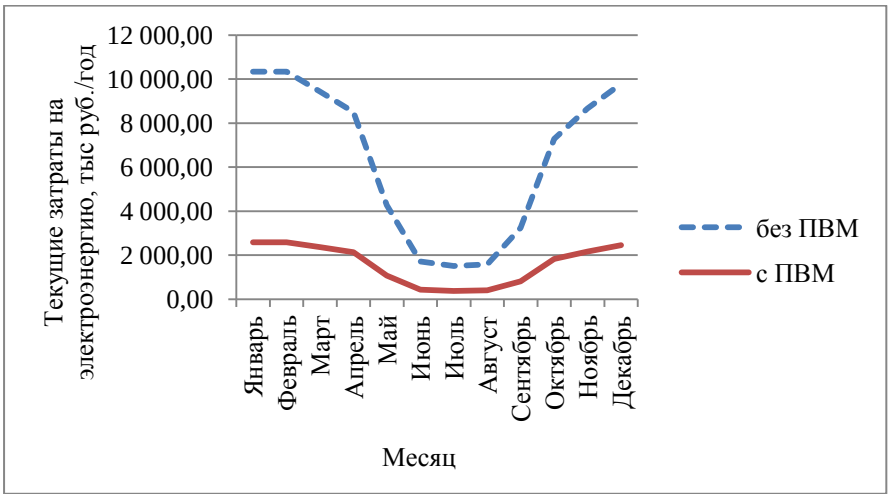

Рисунок 4.3 – График затрат на электроэнергию

Из рисунка 4.3 можно сделать вывод, что при установке паровой винтовой машины можно значительно сэкономить на затратах на покупку электроэнергии у снабжающей организации. Также установка паровой винтовой машины окупается за 1,5-3 года в зависимости от режимов работы и перерывов в подаче пара. При повышении мощности эффективность ПВМ еще более повышается.

Предприятия, имеющие собственные котельные, обычно заинтересованы в приобретении эффективного и быстроокупающегося паросилового электрогенерирующего оборудования по следующим причинам:

1. Высокие цены на электроэнергию, обусловленные тем, что в сетевой тариф заложены дополнительные расходы на эксплуатацию и амортизацию сетей, НДС, прибыль и др. Собственное производство электроэнергии в котельной приводит к некоторому увеличению расхода топлива, однако это окупается низкой стоимостью получаемой электроэнергии, обычно в 4-5 раз дешевле, чем из сети.

2. Вероятность отключения электроснабжения, особенно для предприятий низкой категории электроснабжения. Этот фактор часто значит не меньше (а во многих случаях и больше), чем экономия затрат на оплату электроэнергии. [8, 9]

Выводы:

1. ПВМ может эффективно применяться для производства электроэнергии в котельных при срабатывании перепада давления пара. Собственное производство электроэнергии в котельной, переоборудованной в мини-ТЭЦ, в несколько раз дешевле, чем покупаемая у электроснабжающей организации. Это объясняется тем, что владелец собственной мини-ТЭЦ не оплачивает расходы на содержание энергосетей, накладных расходов, НДС и плановой прибыли.

2. ПВМ, как паровой двигатель, в диапазоне мощности 200-1500 кВт обладает значительными техническими преимуществами перед паровой турбиной по эффективности, габаритам, стоимости, надежности и безопасности.

3. Для различных условий по пару, определяющих различную мощность ПВМ, используется единая базовая модель машины с соответствующей настройкой на условия конкретной котельной.

4. В процессе роста цен на электроэнергию и приближению их к мировому уровню собственное производство энергии станет более рентабельным. [8. 9. 10]

5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение является одной из самых серьезных задач XXI века. От результатов решения этой проблемы зависит место нашего общества в ряду развитых в экономическом отношении стран и уровень жизни граждан. Россия не только располагает всеми необходимыми природными ресурсами и интеллектуальным потенциалом, но и объективно является ресурсной базой для европейских и азиатских государств, экспортируя нефть, нефтепродукты и природный газ в объемах, стратегически значимых для стран-импортеров.

Согласно Федеральному закону №261 от 23.11.2009г «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» на предприятиях, траты которых на топливно-энергетические ресурсы составляют более 10 млн. руб/год должен быть проведен энергоаудит (энергетическое обследование). Энергоаудит предполагает оценку всех аспектов деятельности предприятия, которые связаны с затратами на топливо, энергию различных видов, воду и энергоносители. Благодаря энергетическому обследованию можно добиться самого высокого потенциала энергосбережения и оптимизации.

Энергетическое обследование котельной позволяет выявить источники неоправданных затрат и потерь при выработке тепловой энергии, а также определить величину потенциала энергосбережения и сформировать методы его рациональной реализации. В процессе энергоаудита с помощью современных приборов определяются достоверные показатели работы устройств и оборудования котельной. Сравнение полученных данных с существующими нормами позволяет выявить и устранить причины несоответствия, посредством разработки и реализации комплекса энергосберегающих мероприятий.

Энергоаудит котельных состоит из следующих этапов [14]:

− сбор документальных сведений;

– визуально-инструментальное обследование;

– обработка и анализ результатов;

– разработка рекомендаций и плана энергосберегающих мероприятий.

Энергетическое обследование котельной начинается со сбора документации, включающей в себя технические параметры используемого оборудования, себестоимость и тарифы на реализованную энергию, помесячных финансовых и топливных энергозатрат, количественных и качественных параметров топлива, а также энергии выработанной и израсходованной на собственные нужды. Кроме того, документальные сведения могут содержать техническую отчетность, упрощенные схемы снабжения потребителей и учета энергоносителей. На этом этапе также определяются объем и точки замеров тепло- и электроэнергии.

На этапе визуального и инструментального обследования оборудования котельной восполняется недостаток информации относительно количественных и качественных характеристик используемых энергоресурсов, а также производится оценка эффективности энергопотребления. В процессе обследования применяются цифровые и ультразвуковые стационарные и портативные приборы,

благодаря которым можно максимально точно провести требуемые виды замеров. Обычно используются анализатор продуктов горения, тепловизор, цифровой измеритель температуры, термометр инфракрасный бесконтактный, трехфазный анализатор электропотребления, ультразвуковой расходомер жидкости, ультразвуковой толщинометр.

Вся информация, полученная из документальных сведений или путем визуально-инструментального обследования, является исходным материалом для анализа эффективности энергоиспользования, которая проводится в следующем порядке:

− анализ динамики расхода энергоносителей и финансовых затрат на них за 5 лет, предшествующих энергоаудиту, и определение структуры потребления энергоносителей в процентном отношении;

− построение фактических балансов по всем видам энергоносителей котельной;

– определение потерь энергоносителей в элементах систем энергоснабжения.

Следующим этапом предусматривается расчет показателей, отражающих режим функционирования котельной, основанный на данных полученных в ходе замеров. Кроме этого, обрабатывается вся документация и проводится анализ результатов визуально-инструментального обследования для оценки экономической эффективности энергопотребления.

Завершающий этап энергоаудита − разработка рекомендаций и плана энергосберегающих мероприятий, которые направлены на рациональное энергопотребление, а также способствуют повышению энергоэффективности и сведению энергозатрат к минимуму. По результатам проведенного обследования составляется отчет и «энергетический паспорт» котельной.

В ВКР предлагается проект увеличения паропроизводительности путем расширения котельной и установки дополнительного парового котла. Котел ДЕ-50-14-225Г работает на природном газе, что уже снижает стоимость 1 Гкал в 2-3 раза. Также за котлом установлен водяной поверхностный экономайзер. Оценка эффективности данного энергосберегающего мероприятия составляет 5-6%. В системе КИПиА котла установлена система аварийной защиты котла по уровню воды в барабане. В этом случае удается сэкономить до 5% топливно-энергетических ресурсов. Рекомендуется содержать в чистоте наружные и внутренние поверхности нагрева котла, т.к. оценка эффективности этого мероприятия составляет до 10%. Теплоизоляция наружных и внутренних поверхностей нагрева котлов и теплопроводов, уплотнение тракта и клапанов котлов (температура на поверхности обмуровки не должна превышать 55°С) по эффективности энергосберегающего мероприятия оценивается до 10%.

В научной части выпускной квалификационной работы было рассмотрено одно из энергосберегающих мероприятий, а именно – использование паровой винтовой машины для выработки электроэнергии, что ведет к снижению затрат на электроэнергию. [14]

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания (CO_2, H_2O, NO_2) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа), а также газообразные токсичные вещества – серный и сернистый ангидрид (SO_2 и SO_3). Все продукты неполного сгорания являются вредными (CO, CH_4, C_2H_6).

Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости.

Окислы азота образуются за счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха, и содержатся в продуктах сгорания всех топлив. Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода под воздействием высоких температур в топке. В результате реакций в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO_2 за счет доокисления NO требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе. В воде NO практически не растворяется. Очистка продуктов сгорания от NO и других окислов азота технически сложна и, в большинстве случаев, экономически нерентабельна. Вследствие этого, усилия направлены в основном на снижение образования окислов азота в топках котлов.

Защита воздушного бассейна от загрязнений регламентируется предельно допустимыми концентрациями вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов. Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредного вещества в воздухе является критерием санитарной оценки среды.

Под ПДК следует понимать максимальную концентрацию загрязняющих веществ в атмосфере, которые как при периодическом воздействии, так и на протяжении всей человеческой жизни, не оказывают влияние на его здоровье и не воздействует отрицательно на окружающую среду.

ПДК атмосферных загрязнений подразделяется на 2 группы: максимально-разовая и среднесуточная.

Для двуокиси азота NO_2 – основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе – предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна 0,085 мг/м^3, среднесуточная – 0,04 мг/м^3. [15]

Любые газы подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не токсичны.

Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вреда на уровне дыхания снижается до нормативного значения. К тому же окислы азота, попавшие в атмосферу, не накапливаются в ней, так как под действием ультрафиолетового излучения сравнительно быстро происходит самоочищение.

Для снижения концентрации вредных веществ в приземном слое воздуха (до допустимой по санитарным нормам) на производственно-отопительной котельной

города Златоуста установлена железобетонная дымовая труба высотой 120 метров с диаметром устья 4,2 метра.

В настоящее время в котельной установлены: три водогрейных котла КВ-ГМ-100-150, с номинальной теплопроизводительностью 100 Гкал/ч, два паровых котла ДЕ-50-14-225ГМ, с паропроизводительностью 50 т/ч каждый, на которые была рассчитана данная дымовая труба.

В работе рассматривается увеличение производственной мощности котельной путем установки дополнительного парового котла ДЕ-50-14-225ГМ. В результате этого произойдет увеличение вредных выбросов в атмосферу.

Необходимо проверить пригодность существующей дымовой трубы для работы шести котлов на то, чтобы максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое не превышала максимально-разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе.

Режим работы котельной – круглосуточный. Летом водогрейная часть котельной не функционирует, поэтому расчет дымовой трубы для летнего периода не производим. Максимальная загрузка оборудования по выработке тепловой энергии, и, соответственно, максимальная концентрация вредных веществ в воздухе приходится на зимний период. Основное топливо – газ, резервное топливо – мазут. Мазут использовался только при сдаче котельной в эксплуатацию и при составлении режимных карт.

6.1 Расчет высоты дымовой трубы

Расчет ведется при неблагоприятных метеорологических условиях, когда скорость ветра достигает опасного значения и имеет место интенсивный вертикальный обмен в атмосфере. [16]

6.1.1 Расход топлива в котельной

а) Водогрейная часть (6.1):

$$B = \frac{4{,}19nQ}{3{,}6Q_н^р\eta_к}, \qquad (6.1)$$

где n – количество котлов в котельной;

Q − номинальная производительность 100 Гкал/ч;

$Q_н^р$ = 36,5 МДж/м^3;

$\eta_к$ − КПД котла (по техническим характеристикам 90,8%).

$$B = \frac{4{,}19 \cdot 3 \cdot 100}{3{,}6 \cdot 36{,}5 \cdot 0{,}908} = 10{,}535 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) Паровая часть (6.2):

$$B = \frac{D(h_{пп} - h_{пв})}{\eta_к Q_н^р}, \qquad (6.2)$$

где $\eta_к$ – КПД котла (по тепловому расчету 92,8%);

D – паропроизводительность (по техническим характеристикам 50 т/ч или 13,89 кг/с);

$Q_н^р$ = 36,5 МДж/м^3;

$t_{пв}$ = 100,3°С – температура питательной воды;

$h_{пп}$ = 2866,84 кДж/кг (по h-s диаграмме);

$h_{пв} = c_р \cdot t_{пв}$ =4,187·100,3 = 420 кДж/кг.

$$B = \frac{13,89 \cdot (2866,84 - 420)}{0,9283 \cdot 36,5 \cdot 10^3} = 1,003 \text{ м}^3/\text{с}$$

Так как расчет ведем для трех паровых котлов, то общий расход топлива паровой части равен В = 3,009 м^3/с.

6.1.2 Расчет выбросов окислов азота

а) Водогрейная часть (6.3):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B_р \cdot Q_н^р \cdot \beta_3 \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \qquad (6.3)$$

где β_1 = 1 – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива;

β_3 = 1 (для вихревых горелок) – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

q_4 = 0, т.к. нет потерь теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 тонну сожженного условного топлива (6.4).

$$k = \frac{2,5 Q_ф}{20 + Q_н}, \qquad (6.4)$$

где $Q_ф$ – фактическая теплопроизводительность котла, Гкал/ч;

$Q_н$ – номинальная теплопроизводительность котла, Гкал/ч.

$$k = \frac{2,5 \cdot 100}{20 + 100} = 2,08 \text{ кг/ т}$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 1 \cdot 2,08 \cdot 10,535 \cdot 36,5 \cdot 1 \cdot 1 = 27,19 \text{ г/ с}$$

б) Паровая часть (6.5):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B_p \cdot Q_н^p \cdot \beta_3 \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \qquad (6.5)$$

где β_1 = 0,85 – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива;

β_3 = 1 (для вихревых горелок) – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

q_4 = 0, т.к. нет потерь теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 тонну сожженного условного топлива (6.6).

Для котлов паропроизводительностью менее 70 т/ч при сжигании газа во всем диапазоне нагрузок:

$$k = \frac{3,5 D_ф}{70} \qquad (6.6)$$

$$k = \frac{3,5 \cdot 50}{70} = 2,5 \text{ кг/ т}$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 2,5 \cdot 3,009 \cdot 36,5 \cdot 1 \cdot 1 = 7,935 \text{ г/ с}$$

Суммарный выброс окислов азота (6.7):

$$M_{NO_2} = 27,19 + 7,935 = 35,125 \text{ г/ с} \qquad (6.7)$$

6.1.3 Объемы продуктов сгорания и дымовых газов

Объем продуктов сгорания берем из теплового расчета.

V^o = 9,68 м^3/м^3 − теоретический объем воздуха, необходимый для сжигания 1м^3 топлива;

Теоретические объемы продуктов сгорания:

а) Объем двухатомных газов V_{N_2} = 7,651 м^3/м^3;

б) Объем трехатомных газов V_{RO_2} = 1,027 м^3/м^3;

в) Объем водяных газов V_{H_2O} = 2,182 м^3/м^3.

Общий объем газов (6.8):

$$V_г^о = V_{N_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O} \quad (6.8)$$

$$V_г^о = 7,651 + 1,027 + 2,182 = 10,86 м^3/м^3$$

Объем газов, образующихся при сгорании 1 кг топлива (6.9):

$$V_г^т = V_г^о + V^o(\alpha - 1) \quad (6.9)$$

$$V_г^т = 10,86 + 9,68 \cdot (1,39 - 1) = 14,63 \ м^3/м^3$$

Объем дымовых газов, образующихся в котельной (6.10):

$$V_г = \frac{BV_г^т P_н T_р}{PT_н}, \quad (6.10)$$

где $P_н$ = 760 мм рт.ст. – давление наружного воздуха;
$T_н$ = 273 К – температура наружного воздуха;
P = 750 мм рт.ст. – давление уходящих газов;
$T_р$ – температура уходящих газов.

а) Водогрейная часть:

$$V_г = \frac{10,535 \cdot 14,63 \cdot 760 \cdot 413}{750 \cdot 273} = 236,27 \ м^3/с$$

б) Паровая часть:

$$V_г = \frac{3,009 \cdot 14,63 \cdot 760 \cdot 420}{750 \cdot 273} = 68,63 \ м^3/с$$

Общий объем дымовых газов (6.11):

$$V_г = 236,27 + 68,63 = 304,9 \ м^3/с$$

6.1.4 Расчет рассеивания выбросов

Высота существующей на производственно-отопительной котельной дымовой трубы H=120 м, диаметр устья D = 4,2 м.

Тогда скорость истечения дымовых газов из устья трубы определяется по формуле (6.12):

$$\omega_0 = \frac{4V_г}{\pi D^2}, \qquad (6.12)$$

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot 304,9}{3,14 \cdot 4,2^2} = 22,02 \text{ м/ с}$$

Вспомогательные коэффициенты f, $\vartheta_м$, $\vartheta'_м$, $f_е$ определяем по формулам (6.13), (6.15), (6.16), (6.17):

$$f = \frac{10^3 \omega_0^2 D_0}{H^2 \Delta T}, \qquad (6.13)$$

где ΔT – разность температур уходящих газов и наружного воздуха (6.14).

$$\Delta T = t_{ух} - t_в, \qquad (6.14)$$

где $t_{ух}$ = 157°C – из теплового расчета котла;

$t_в$ = -15,8°C – средняя температура воздуха наиболее холодного месяца для города Челябинска (зимний режим).

$$\Delta T = 157 + 15,8 = 172,8°C$$

$$\vartheta_м = 0,65\sqrt[3]{\frac{V_г \Delta T}{H}}; \qquad (6.15)$$

$$\vartheta'_м = \frac{1,3\omega_0 D_0}{H}; \qquad (6.16)$$

$$f_е = 800 \cdot (\vartheta'_м)^3; \qquad (6.17)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 22,02^2 \cdot 4,2}{120^2 \cdot 172,8} = 0,82;$$

$$\vartheta_м = 0,65\sqrt[3]{\frac{304,9 \cdot 172,8}{120}} = 4,94;$$

$$\vartheta'_м = \frac{1,3 \cdot 22,02 \cdot 4,2}{120} = 1;$$

$$f_e = 800 \cdot (0,81)^3 = 424,99.$$

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с ОНД 86 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий», согласно которому максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое не превосходит максимально-разовой ПДК этого вещества в атмосферном воздухе (6.18):

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \leq 1 \qquad (6.18)$$

Для данной дымовой трубы проверяется выполнение условия (6.19):

$$C_{NO_2} = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \sqrt[3]{V_г \Delta T}}, \qquad (6.19)$$

где A = 160 – коэффициент, определяющий эффективность рассеивания дымовых газов при неблагоприятных метеорологических условиях;

F = 1 – при расчете по выбросу газообразных веществ;

η = 1 – поправочный коэффициент на рельеф. Считаем, что перепад высот не больше 50 м/км;

m и n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса.

При зимней эксплуатации $f_e > f$, $f < 100$, $\vartheta_м > 2$ => коэффициент n=1 [16].

Коэффициент m рассчитывается по формуле (6.20):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \qquad (6.20)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,534} + 0,34\sqrt[3]{0,534}} = 0,934$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 35,125 \cdot 1 \cdot 0,934 \cdot 1 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{304,9 \cdot 172,8}} = 0,0097 \text{ мг/ м}^3$$

Максимально-разовая $ПДК_{NO2} = 0,085$ мг/м^3 [16].

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} = \frac{0,0097}{0,085} = 0,11 \le 1.$$

Таким образом, согласно данным расчета, при расширении котельной при работе на природном газе максимальная концентрация диоксида азота в приземном слое не превосходит максимально-разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе, то есть существующая дымовая труба отвечает всем необходимым требованиям. Расчет выполнен без учета фоновой концентрации NO_2.

Точка, в которой концентрация вредных веществ достигнет максимума, определяется по формуле (6.21):

$$X_м = dH \tag{6.21}$$

$$d = 7\sqrt{\vartheta_м}\left(1 + 0,28\sqrt[3]{f}\right) \tag{6.22}$$

$$d = 7\sqrt{4,94} \cdot \left(1 + 0,28\sqrt[3]{0,82}\right) = 19,63;$$

$$X_м = 19,63 \cdot 120 = 2355 \text{ м}.$$

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Система автоматизированного управления (САУ) котла предназначена для целенаправленного воздействия на технологические процессы и оборудование котла в соответствии с принятыми критериями управления. Основными критериями являются: безопасность, надежность, готовность к работе, экономичность, соответствие соответствующим нормам и правилам.

При этом основными функциями САУ котла являются [20]:

- автоматическое регулирование технологических параметров котла
- технологические защиты и блокировки
- дистанционное управление
- технологический контроль
- автоматическое логическое управление

САУ котла позволяет осуществить:

- пуск котла из различных тепловых состояний
- работу в регулировочном диапазоне нагрузок
- плановую остановку
- аварийный сброс нагрузки до установленного значения
- вынужденное изменение состава работающего оборудования
- замену топлив, совместное сжигание топлив

Система управления и контроля котла может быть выполнена либо на традиционных средствах, либо на базе программно-технических комплексов (ПТК).

Переход от локальных систем контроля и управления к автоматизированным системам управления характеризуется существенным расширением информационных и управляющих функций, реализуемых на базе современных ПТК.

Внедрение автоматизированных систем управления ТП, кроме выполнения традиционных задач управления и контроля, позволяет:

- повысить уровень эксплуатации оборудования;
- создать комфортные условия работы управляющего персонала;
- создать развитую систему информации о ходе и показателях технологического процесса, состоянии оборудования, работе автоматических устройств, представить информацию в виде графиков, таблиц, мнемосхем на экранах дисплеев и распечатку их по требованию оператора;
- диагностировать состояние технологического оборудования и технических средств автоматизированных систем управления ТП, в том числе вести определение места и причин неисправности, прогнозировать техническое состояние элементов оборудования;
- увеличить объем логического управления технологическими процессами, требующими повышенного внимания обслуживающего персонала и влияющими на безопасность работы оборудования;
- выполнить автоматическую регистрацию аварийных ситуаций и провести анализ действия технологических защит и персонала;

- выполнить расчет технико-экономических показателей за любой заданных период времени;

- давать советы и рекомендации оператору по ведению технологического процесса, с целью достижения максимально экономичного режима работы котла

- автоматически вести и распечатывать оперативную документацию (журналы, рапорты и пр.).

Для разработки системы автоматических защит и регуляторов горения следует представить утвержденные условия безопасного использования на котельной природного газа, мазута.

7.1 Система автоматического регулирования

Система автоматического регулирования котла предназначается для обеспечения стабилизация или изменения по заданным алгоритмам технологических параметров.

Качество поддержания основных технологических параметров в регулировочном диапазоне нагрузок соответствует нормативным документам.

Автоматическое регулирование технологических процессов котла состоит из следующих систем регулирования:

- процесса горения
- газовоздушного режима
- питания котла водой
- температуры пара

Каждая из систем регулирования состоит из локальных регуляторов. Структура регуляторов выполняется исходя из условий применения для их реализации микропроцессорной техники. Ниже приводится краткое описание предлагаемых систем и регуляторов.

7.1.1 Система автоматического регулирования процесса горения

Система автоматического регулирования процесса горения предназначена для поддержания заданной или изменения с требуемой скоростью тепловой нагрузки котла и обеспечения требуемого качества топочных процессов.

Основные требования, предъявляемые к качеству топочного процесса — обеспечение максимальной экономичности и максимального снижения выбросов окислов азота.

Регуляторы давления природного газа и мазута обеспечивают стабилизацию давления топлива в режимах растопки и при переводе котла с одного топлива на другое или в режим совместного сжигания. Регуляторы дают возможность выровнять нагрузку горелок.

Регуляторы расхода природного газа и мазута поддерживают заданную нагрузку котла, определяемую главным регулятором или задатчиком, путем обеспечения требуемого расхода сжигаемого топлива или смеси топлив в основном режиме работы котла.

Регулятор давления природного газа воздействует на растопочный регулирующий клапан. Регулятор расхода природного газа воздействует на основной регулирующий клапан. Воздействие на тот или иной клапан определяется их регулировочными диапазонами, переключение осуществляется автоматически.

7.1.2 Система автоматического регулирования газовоздушного режима

Система авторегулирования газовоздушного режима решает задачи обеспечения максимальной экономичности и надежности процессов в топке и газовоздушном тракте. Система способствует ведению процессов горения с улучшенными экологическими показателями, с контролем за содержанием O_2, NO_2, CO в уходящих газах при оптимальном избытке воздуха и разрежения в топке во всех режимах работы котла. При проектировании котла принят ряд технологических и конструктивных решений, позволяющих снизить содержание окислов азота в уходящих газах. Это применение горелок с пониженным образованием NO_2.

Регулятор общего воздуха служит для поддержания отношения «топливо-воздух» с корректирующим воздействием по требуемому содержанию кислорода в дымовых газах в зависимости от нагрузки и вида сжигаемого топлива. Регулятор воздействует на частотные преобразователи электроприводов дутьевых вентиляторов с синхронизацией их хода по сигналам активной мощности электроприводов вентиляторов.

Регулятор разрежения поддерживает заданное разрежение в верхней части топки котла и выполнен по схеме соотношения «расход воздуха в топку КА — расход дымовых газов, отводящихся из КА» с коррекцией по разрежению вверху топки. Регулятор воздействует на частотные преобразователи электроприводов дымососов с синхронизацией их хода по сигналам активной мощности электроприводов дымососов.

7.1.3 Система автоматического регулирования питания котла водой

Система регулирования питания котла водой служит для автоматического поддержания заданного значения уровня воды в барабане и солесодержания котловой воды во всех режимах работы котельного агрегата.

Регулятор питания КА водой поддерживает уровень воды в барабане котла в пусковом и основном режимах путем воздействия на расход питательной воды изменением степени открытия регулирующих питательных клапанов (РПК) — растопочного и основного. Переключение воздействия регулятора с растопочного РПК на основной осуществляется автоматически. Уровень воды в барабане поддерживается от начала непрерывной подпитки. Солесодержание котловой воды поддерживается регулятором непрерывной продувки путем сброса части питательной воды из выносных циклонов через линию непрерывной продувки. Регулятор работает по принципу «нагрузка — величина продувки». По

лабораторным исследованиям качества воды вносится коррекция в это соотношение.

В ВКР рассматривается схема автоматического регулирования парового котла ДЕ-50-14-225ГМ. Функциональная схема представлена в графической части.

7.2 Автоматическое регулирование котла ДЕ-50-14-225ГМ

Защита котла обеспечивает останов котла в случае изменения заданных технологических параметров:

- повышения давления пара в барабане котла
- понижения давления воздуха перед горелкой
- уменьшения разрежения в топке котла
- отклонения давления газа перед горелкой
- отклонения уровня в барабане котла
- понижения давления мазута перед форсункой
- погасания факела горелки
- исчезновения напряжения в цепях защиты
- аварийной остановке дымососа и вентилятора

Защита котла, кроме контроля давления топлива, давления воздуха, факела горелки включается автоматически с момента пуска котла. Защита котла по основному факелу включается с момента окончания режима розжига. Защита котла по давлению топлива и давлению воздуха включается автоматически через 1 минуту после розжига горелки и перехода в рабочий режим. Срабатывание аварийных параметров приводит к отключению котла, которое сопровождается запоминанием причины останова (отображается соответствующий текст на панели оператора), включением светодиодного индикатора «Авария котла» и звуковой сигнализацией. Последующий пуск котла возможен только после снятия причины запоминания останова котла.

В автоматике котла применяется световая и звуковая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы (запоминание первопричины аварии). Данная функция обеспечивает архивацию параметров работы котла и в случае аварийной ситуации, анализируются сохраненные данные (установление первопричины аварии).

Для предупреждения персонала котельной об отклонении параметров от нормируемых применяется технологическая сигнализация. В качестве звукового сигнала использован звонок. Звуковой сигнал снимается дежурным персоналом, а световой (световые табло размещены на щитах контроля управления) горит до ликвидации нарушения.

Для оповещения оператора об аварийном состоянии основного оборудования

применяется схема аварийной сигнализации. В качестве звукового сигнала − ревун, а световая сигнализация − красная лампочка.

Сигнализация котла срабатывает в случае изменения заданных технологических параметров:

- изменение давления газа выше и ниже допустимого

- снижение разрежения в топке ниже допустимого
- погасание факела в топке котлоагрегата
- уменьшение давления воздуха на входе в горелку ниже допустимого

Периодически не реже одного раза в смену необходимо выполнять опробование светозвуковой сигнализации. В соответствие с графиком утвержденным администрацией предприятия необходимо проводить плановую проверку автоматической защиты котла. Для проверки защиты необходимо участие обслуживающего персонала и электрослесарей КИПиА.

Регулирование нагрузки котла выполняется по сигналу давления насыщенного пара (79) в барабане котла с воздействием на регулирующую заслонку (23), выбранной ведущей. Регулирующая заслонка (47) второй горелки отслеживает положение заслонки ведущей горелки. Алгоритм регулятора реализован в шкафу ШУКР.

Регулирование давления воздуха перед котлом (9, 10,11) выполняется по сигналу давления воздуха (63,64) после дутьевого вентилятора с воздействием на частотный привод дутьевого вентилятора котла (65), установленного в шкафу ШПЧ-11. В схеме предусмотрено отключение дутьевого вентилятора при отключении дымососа. Алгоритм регулятора реализован в шкафу ШУКР.

Регулирование разрежения в топке котельного агрегата выполняется по сигналу датчика разрежения в топке котла (66) с воздействием на частотный привод дымососа (67), установленного в шкафу ШПЧ-11. Алгоритм регулятора реализован в шкафу ШУКР.

Регулирование соотношения «газ-воздух» горелок выполняется по сигналам давления газа (6, 7, 8) и воздуха (9, 10,11) перед горелкой с воздействием на шибер воздуха (26) данной горелки. Алгоритм регулятора реализован в шкафу ШУКР.

Регулирование уровня в барабане котла (88) в рабочем режиме выполняется по сигналам расхода питательной воды на котел (86), расходу пара от котла (75) и уровню в барабане (88). Регулятор реализован на модуле CP5930 и контроллера УСО5294. Регулятор воздействует на регулирующий питательный клапан (95) с встроенным электроприводом.

Регулирование уровня в барабане котла (88) при его растопке выполняется по сигналу уровня в барабане (88) с воздействием на регулирующий клапан (94), установленный на пусковой линии питательной воды. Регулятор реализован на модуле CP5930 и контроллера УСО5294. Регулятор воздействует на регулирующий питательный клапан (95) с встроенным электроприводом.

Регулирование перепада давления на узле питания выполняется по сигналу перепада давления (83а) на регулирующем питательном клапане (95) основной линии. Регулятор реализован на модуле CP5930 и контроллера УСО5294. Регулятор воздействует на регулирующий питательный клапан (95) с встроенным электроприводом.

Регулирование температуры питательной воды (78) выполняется по сигналу температуры воды (77) перед водяным экономайзером. Регулятор реализован на модуле CP5930 и контроллера УСО5294. Регулятор воздействует на

регулирующий клапан (96) с встроенным электроприводом на линии к конденсатору.

Регулирование непрерывной продувки выполняется по сигналам расхода пара за котлом (85) и расхода воды на непрерывную продувку (87). Регулятор реализован на модуле СР5930 и контроллера УСО5294. Регулятор воздействует на регулирующий клапан (96) с встроенным электроприводом на линии непрерывной продувки (97).

Регулирование температуры воздуха за калориферами (61) выполняется по

сигналу температуры воздуха за калориферами (61). Регулятор реализован на модуле СР5930 и контроллера УСО5294. Регулятор воздействует на регулирующий клапан (62) на трубопроводе греющего пара к калориферам. В схеме предусмотрено отключение цепи «Больше» и принудительное закрытие при отключении дымососа.

Логическое управление арматурой горелок котла (15-23), запальными устройствами (12, 13) и шиберами воздуха горелок (26) реализовано по «жесткой программе», обеспечивающей проведение проверки плотности арматуры горелок перед розжигом, безопасный розжиг горелок и вывод их на работу на минимальной мощности, отключение горелки, выполнение локальных защит и блокировок при розжиге горелок. Алгоритм реализован в шкафу ШУКР, воздействие на исполнительные органы и сбор информации о работе горелок выполняется через шкафы УСО-1.

В шкафу ШУКР реализованы следующие технологические защиты, действующие на остановку котла:

- понижение уровня воды в барабане (88)
- повышение уровня воды в барабане (88)
- глубокий упуск воды из барабана (88)
- повышение давления пара в барабане (79)
- понижение разрежения в топке (66)
- отключение дутьевого вентилятора (65)
- отключение дымососа (67)

Сигналы по уровню в барабане формируются вторичным прибором ИРТ5922, установленным на шкафу горелок.

В системе управления реализованы следующие локальные защиты и блокировки:

- понижение давления газа перед горелкой (8)
- погасание факела горелки (12, 13) при растопке
- запрет открытия задвижки (2) на газопроводе к котлу при незакрытом положении ПЗК-1 (15, 16) любой группы горелок
- запрет открытия ПЗК-1 (16) любой группы горелок без вентиляции топки (66) в течение 10 минут
- разрешение открытия ПЗК-1 (16) горелки после проведения опрессовки (19)
- запрет открытия ПЗК-2 (18) горелки без факела запальника (22)
-открытие клапана (21) свечи безопасности при открытии ПЗК-1 (16) этой горелки

- закрытие ПЗК-2 (18) при закрытии шибера воздуха (26, 27, 28) данной горелки

Приборы автоматики сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 ─ Приборы автоматики [19]

Позиция	Параметр	Среда	Место установки	Наименование, характеристики	Тип	Кол-во
1	Давление	Газ перед котлом 0,8 кгс/см^2	Стенд датчиков газа котла	Датчик избыточного давления. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г. Челябинск	Метран-100-ДИ-1141-02-МП-t10-050-100 кПа-42-М20-С	1
2	Давление	Газ перед котлом 0,8 кгс/см^2	Стенд датчиков газа котла	Пускатель бесконтактный реверсивный. ЗАО «АМАКС-КИП», г.Чебоксары	ПБР-33	1
6; 30	Давление	Газ перед горелками N1, 2. 0,3 кгс/см^2	Стенды датчиков горелок	Датчик избыточного давления. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДИ-1141-02-МП-t10-050-40 кПа-42-М20-С	2
7; 31	Давление	Газ перед горелками N1, 2. 0,3 кгс/см^2	Стенды датчиков горелок	Датчик-реле давления. Предел установок 0…2 кПа. ТУ311-02255.021-93 ОАО Завод «Старорусприбор», г.Старая Руса	ДРД-2	2
8; 32	Давление	Газ перед горелками N1, 2. 0,3 кгс/см^2	Стенды датчиков горелок	Манометр показывающий. Шкала 0…60 кПа. Класс точности 1,0. ТУ25.05.1481-77 ЗАО «Манометр», г.Москва	МТИ-1218-60 кПа-1	2
9; 33	Давление	Воздух перед горелками N1, 2. 170 кгс/м^2	Стенды датчиков горелок	Напоромер мембранный показывающий. ТУ25-7305.016-90. ОАО «Саранский приборостроительный завод», г.Саранск	НМП-100-М1	2

Продолжение таблицы 7.1

Позиция	Параметр	Среда	Место установки	Наименование, характеристики	Тип	Кол-во
10; 34	Давление	Воздух перед горелками N1, 2. 170 кгс/м^2	Стенды датчиков горелок	Датчик-реле напора. Диапазон настройки уставок - 0,15…0…0,15 кПа (-15…0…15 кгс/м^2) ТУ25-7320.010-89 ОАО «Улан-Удэнский завод «Теплоприбор», г.Улан-Удэ	ДЕМ-107	2
11; 35	Давление	Воздух перед горелками N1, 2. 170 кгс/м^2	Стенды датчиков горелок	Датчик избыточного давления. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДИ-1131-02-МП-t10-050-4 кПа-42-М20-С	2
12; 36	Контроль пламени горелки N1, 2	-	Шкаф горелок 4(5) N	Прибор контроля пламени. ТУ25-02.050214-82 ОАО «Московский завод тепловой автоматики», г.Москва	Ф 34.2	2
13; 37	Контроль пламени горелки N1, 2	-	На горелке	Фотодатчик низкочастотный. ТУ25-02.050215-82 ОАО «Московский завод тепловой автоматики», г.Москва	ФДЧ	2
23; 47	-	-	Сборка задвижек 420-4(5) N. Шкаф №6	Пускатель бесконтактный реверсивный. ЗАО «АМАКС-КИП», г.Чебоксары	ПБР-23	2
26; 50	-	-	Сборка задвижек 420-4(5) N. Шкаф №6	Пускатель бесконтактный реверсивный. ЗАО «АМАКС-КИП», г.Чебоксары	ПБР-23	2

Продолжение таблицы 7.1

Позиция	Параметр	Среда	Место установки	Наименование, характеристики	Тип	Кол-во
61	Температура	Воздух 129°С	Воздухо-вод за калориферами	Термометр биметаллический показывающий. Шкала 0…200°С, L=315 мм. ТУ311-025621.160-96. ООО «Электромаш-автоматика», г.Королев, Московская обл.	ТБ-2Р	1
79	Давление	Насыщенный пар в барабане 13 кгс/см^2	По месту	Датчик избыточного давления. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДИ-1161-11-МП-t10-050-1,6 МПа-42-М20-С	1
62	-	-	По месту	Механизм исполнительный электрический однооборотный, с блоком сигнализатора положения БСПТ-10М, с унифицированным выходным сигналом 4…20мА, в комплекте с блоком питания БП-20. ТУ 311-49.007-91 ОАО «ЗЭиМ», г.Чебоксары	МЭО-250/63-0,25У-99	1
63	Давление	Воздух перед и за воздухо-подогревателем II ст. 318 кгс/м^2	По месту	Напоромер мембранный показывающий. Верхний предел измерения 4 кПа. ТУ25-7305.016-90. ОАО «Саранский приборостроительный завод», г.Саранск	НМП-100-М1	2
64	Давление	Воздух перед и за воздухо-подогревателем II ст. 318 кгс/м^2	По месту	Датчик избыточного давления. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДИ-1131-02-МП-t10-050-4 кПа-42-М20-С	1

Продолжение таблицы 7.1

Позиция	Параметр	Среда	Место установки	Наименование, характеристики	Тип	Кол-во
65	-	-	Сборка задвижек 420-4(5)N. Шкаф №7	Пускатель бесконтактный реверсивный. ЗАО «АМАКС-КИП», г.Чебоксары	ПБР-33	1
66	Разреже-ние	Дымовые газы в топке. ±0,2 кПа	Верхняя часть топки перед фестоном−с лева, справа	Тягонапоромер мембранный показывающий. Шкала -0,3…0…0,3 кПа. ТУ25-7305.016-90. ОАО «Саранский приборостроитель-ный завод», г.Саранск	ТНМП-100-М1	2
67	-	-	Сборка задвижек 420-4(5)N. Шкаф №7	Пускатель бесконтактный реверсивный. ЗАО «АМАКС-КИП», г.Чебоксары	ПБР-33	1
66	Разреже-ние	Дымовые газы в топке. ±0,2 кПа	Шкаф горелок 4(5) N	Измеритель-регулятор технологический. Диапазон измерений 4…20 мА. Выходной сигнал 4…20 мА. ТУ4210-019-13282997-00. НПП «Элемер», п.Менделеево, Московская обл.	ИРТ-5922-МА	1
66	Разреже-ние	Дымовые газы в топке. ±0,2 кПа	Верхняя часть топки перед фестоном	Датчик давления-разрежения. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г,Челябинск	Метран-100-ДИВ-1311-02-МП-t10-0,315 кПа-42-М20-С	2
83а	Перепад давления	Питатель-ная вода 13 кгс/см^2	Трубопро-воды питатель-ной воды DN 100мм к котлу за РПК и к конденса-тору котла перед РКК	Датчик разности давлений. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДД-1460-02-МП-t10-050-1,6 МПа-25-42-СК-КБ-М20-С	1

Продолжение таблицы 7.1

Позиция	Параметр	Среда	Место установки	Наименование, характеристики	Тип	Кол-во
77	Температура	Питательная вода 104°С	Трубопровод питательной воды до экономайзера	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТС13 с выходным сигналом 4…20мА Номинальная статическая характеристика 100П. Защитная арматура ст. 12Х18Н10Т. Предел измерения 0…200°С. Длина рабочей части 120мм. L1=40мм.Ø рабочей части 6мм. НПП «Дана-Терм», п.Менделеево, Московская обл.	ТСПУ-9304	1
77	Температура	Питательная вода 135°С	Трубопровод питательной воды до экономайзера	Термометр технический прямой с оправой и с защитной гильзой. Шкала 0…200°С. Длина верхней части 160мм. Длина погружаемой части 103мм. АО «Теплоконтроль», г.Клин, Московская обл.	ТТП-6	2
78	Температура	Питательная вода 170°С	Коллектор водяного экономайзера	Термометр технический прямой с оправой и с защитной гильзой. Шкала 0…200°С. Длина верхней части 160мм. Длина погружаемой части 103мм. АО «Теплоконтроль», г.Клин, Московская обл.	ТТП-6	4
79	Давление	Насыщенный пар в барабане 13 кгс/см^2	Барабан котла	Манометр показывающий сигнализирующий. Шкала 0…2,5 МПа Исполнение V. Класс точности 1,5 ТУ 311-0259/006-90. АООТ «Манотомь», г.Томск	ДМ-2010Сг	1

Продолжение таблицы 7.1

Позиция	Параметр	Среда	Место установки	Наименование, характеристики	Тип	Кол-во
94; 95; 96;97	-	-	Сборка задвижек 420-4(5) N. Шкафы №4, 5	Усилитель тиристорный трехпозиционный. ОАО Завод «Старорусприбор», г.Старая Руса	У-22М	4
85	Расход	Перегре-тый пар за паропере-гревателем до ГПЗ. 50 т/ч	По месту	Датчик разности давлений. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДД-1440-02-МП-t10-050-100кПа-25-42-БИК-СК-КБ-М20-С	2
86	Расход	Питатель-ная вода к котлу. 50т/ч	По месту	Датчик разности давлений. ТУ4212-012-12580824-2001 ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДД-1440-02-МП-t10-050-100кПа-25-42-БИК-СК-КБ-М20-С	1
87	Расход	Котловая вода на непрерыв-ную продувку 3,2 т/ч	По месту	Датчик разности давлений. ТУ4212-12580824-2001. ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДД-1440-02-МП-t10-050-100кПа-25-42-БИК-СК-КБ-М20-С	1
88	Уровень	Котловая вода в барабане. ± 31,5 см	По месту	Датчик разности давлений. ТУ4212-12580824-2001. ПГ «Метран», г.Челябинск	Метран-100-ДД-1440-02-МП-t10-050-6,3кПа-25-24-СК-КБ-М20-С	3
88	Уровень	Котловая вода в барабане. ± 31,5 см	Шкаф горелок 4(5) N	Измеритель-регулятор технологический со встроенным измерительным преобразователем. Диапазон измерений 4…20мА. Выходной сигнал 4…20 мА. ТУ4210-019-13282997-00. НПП «Элемер», п.Менделеево, Московская обл.	ИРТ-5922-МА	1

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

8.1 Опасные факторы при эксплуатации котла

Труд оператора котла протекает в котельном цехе на постоянном рабочем месте. Котельных цех — замкнутые пространства в здании, где постоянно, посменно, осуществляется трудовая деятельность, связанная с контролем за работой парового котла. Рабочая зона машиниста котла: тепловой щит с приборами контроля и средствами воздействия на работу парового котла и другого вспомогательного оборудования, площадки, помосты, лестницы. [24]

При эксплуатации парового котла ДЕ-50-14-225ГМ могут произойти травмоопасные или аварийные ситуации, которые могут оказывать воздействие на организм человека, т.е. машиниста котла, либо на состояние окружающей среды:

- повреждение трубопровода;
- утечка природного газа;
- взрыв барабана котла;
- нарушение герметизации газоходов котла. [27]

Пар с температурой 225°С и давлением 1,4 МПа, воздействуя на человека, может вызвать сильные ожоги и привести к летальному исходу. Повышенное воздействие тепла на человека приводит к перенапряжению его терморегулирующих функций и может вызвать нарушение теплового баланса организма. Резкие температурные колебания приводят к различным простудным заболеваниям, а повышенное потоотделение приводит к снижению в крови хлористого натрия, который является основным элементом, удерживающим в организме воду.

В помещении котельной возможны травмы персонала, причиной которых могут быть следующие объекты:

- движущиеся механизмы, насосы, вентиляторы, запорно-регулирующая арматура

Для защиты персонала от травм при контакте с вращающимися механизмами, используют средства коллективной защиты согласно ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Это оградители (кожухи, дверцы, щиты, козырьки, планки, барьеры, экраны), знаки безопасности (ГОСТ 12.4.026-2001 ССБТ «Цвета сигнальные и знаки безопасности»).

- поверхности нагрева (возможны ожоги)

При работе в котельной во избежание контактов с горячими поверхностями оборудования, персонал должен работать в специальных костюмах согласно ГОСТ 12.5.048-76 и в защитных рукавицах ГОСТ 12.4.010-75. Для защиты головы при входе в зону работ необходимо надевать защитную каску (ГОСТ 12.4.087-80).

- при перемещении рабочего персонала по территории котельной есть вероятность получения травм вследствие нарушения правил безопасности;
- электродвигатели, поврежденные электроприборы являются потенциальными источниками поражения электрическим током.

Для предотвращения поражения током при прикосновении к металлическим

нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, следует использовать защитное заземление.

8.2 Безопасность производственных процессов при эксплуатации котла

Обслуживающему персоналу котельного цеха не разрешается во время дежурства выполнять обязанности, не предусмотренные производственной инструкцией.

Не разрешается оставлять котел без постоянного наблюдения со стороны обслуживающего персонала до прекращения горения топлива и полного снижения давления пара в котле до атмосферного.

Рабочее место должно содержаться в чистоте и порядке, освещаться рассеченным нерезким светом. Грязь, пыль, скопление газов, загромождение проходов и плохое освещение затрудняют обслуживание котлов и вспомогательного оборудования, и сказывается на производительности труда и качестве работы. Кроме рабочего освещения должно быть предусмотрено аварийное освещение рабочего места от самостоятельного источника питания.

У рабочего места должны находиться инструкции, схемы, вахтенный журнал, в который записываются все неисправности, показания контрольно-измерительных приборов, состояние арматуры и гарнитуры котлов, экономайзера, пароперегревателя, продувка котлов, время пусков и остановки, распоряжения лица ответственного по котельной, приемка и сдача смен.

В котельных установках, работающих на газообразном топливе, необходимо обеспечить трехкратный обмен воздуха в час с отсасыванием воздуха из верхней зоны котельной. С рабочего места должны быть хорошо видны показания основных приборов.

Паровые котлы работают под повышенным давлением; вода и пар имеют высокую температуру. Согласно «Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов» паровые котлы с давлением более 0,06 МПа должны быть зарегистрированы в местных органах Ростехнадзора по заявлению владельца с предъявлением паспорта, акта об исправности котла, удостоверения о качестве монтажа с указанием изменения проекта, чертежей помещения котельной (план, продольный и поперечный разрезы), справки о соответствии водоподоготовки проекту, справки о наличии и характеристики питательных устройств. К котлу прикрепляется регистрационный номер. Котел снабжается арматурой и приборами безопасности (термометры, манометры, предохранительные клапана, водоуказательные приборы). При работе машиниста котла напряженность труда вызвана монотонностью нагрузок.

Надежность работы поверхностей нагрева котельных агрегатов зависит от качества питательной воды. Основной задачей водоподготовки является борьба с коррозией и накипью. Для этого применяют такие меры:

- деаэрация рабочей воды с целью снижения кислородной коррозии
- подогрев теплоносителя для снижения низкотемпературной коррозии

Все трубопроводы имеют в верхних точках воздушники, а в нижних точках и

застойных зонах – дренажные устройства, соединенные непосредственно с атмосферой.

Для обеспечения безопасности предусмотрены следующие защитные устройства:

- манометр, показывающий давление горячей воды;
- предохранительные клапаны;
- воздушно-указательные приборы для наблюдения за уровнем воды;
- водозапорный вентиль для регулирования расхода воды на котел;
- спускные и продувочные вентили;
- воздушные клапаны для удаления воздуха из котла;
- манометр, показывающий давление перегретого пара.

8.3 Пожаробезопасность

Мероприятия по пожарной безопасности подразделяются на две основные группы: предупреждение пожаров и ликвидация уже возникших пожаров.

Пожарная профилактика – это сумма мероприятий, направленных на предотвращение распространение огня в случае возникновения пожара и создание условий, способствующих быстрой ликвидации начавшегося пожара.

Котельная по пожарной безопасности относится к категории «Г» (СП 12.13130.2009). [23]

По огнестойкости строительных конструкций степень огнестойкости здания котельной II (НПБ 105-03. «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности. 2003-08-01).

Так как котельная является производственным помещением, то по функциональной пожарной опасности она относится к классу Ф5.1 – здания участков, цехов, заводов, промышленных предприятий: производственные помещения, лаборатории, столярные, механические мастерские (СП 89.13330.2016 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76»). [23, 24]

Классы пожаров в помещении котельной [25]:

«С» – горение газообразных веществ;

«Е» − горение электроустановок и электрооборудования, находящегося под напряжением.

Основными причинами пожаров в котельных установках являются:

- взрыв газа в топках и газоходах;
- вылетающие из дымовой трубы искры;
- самовоспламенение промасленной ветоши;
- неисправность электрооборудования, электропроводов и нарушение правил их эксплуатации.

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельной – утечка топлива из газопровода и образование взрывоопасных газовоздушных смесей.

Наиболее серьезными последствиями аварии являются взрывы при нарушении

плотности котла по причинам несоблюдения режимов работы и правил эксплуатации, а также взрывы, связанные с загазованностью топки при неправильном ее обслуживании и сжигании топлива.

В топке и газоходах хлопки и взрывы происходят, когда концентрация газа в воздухе находится в диапазоне пределов взрываемости и создается взрывоопасная газовоздушная смесь. Причинами ее образования могут явиться неправильные действия персонала при эксплуатации котлов, неисправность запорных устройств перед горелками и включение их при неисправной или отключенной автоматике контроля пламени, отсутствие устройств контроля герметичности запорных органов горелок.

Загорание сажи происходит по причине неполного сгорания топлива и несоблюдения требований очистки дымоходов. В качестве последствий: повышение температуры уходящих газов, уменьшение тяги, значительный разогрев и повреждение дымоходов.

При возникновении пожара машинист котла обязан немедленно сообщить об этом пожарной охране и лицу, ответственному по котельной (начальнику смены) и находиться на рабочем месте. Если пожар угрожает непосредственно помещению котельной, необходимо остановить котел в аварийном порядке.

Машинист обязан немедленно принять меры к тушению пожара, пользуясь всеми имеющимися противопожарными средствами. В исключительных случаях машинист имеет право оставить опасное место (если есть угроза жизни).

8.3.1 Средства тушения пожара

Для качественной защиты объекта лучше всего использовать комплекс противопожарных мер, состоящих из следующих элементов [22]:

- датчиков и оповещателей: датчики реагируют на повышение температуры, задымление, огонь, а функция оповещателей – предупредить работников о возгорании;
- автоматических средств огнетушения: действующим веществом в автоматических установках для подавления огня могут выступать вода, пена, порошок, газ, аэрозоль;
- централизованного управления: каждый элемент функционирует в единой системе, которой управляют посредством компьютера, а запустить оборудование можно в автоматическом режиме или вручную – с пульта оператора.

Для ликвидации пожара в момент его возникновения на видном месте должны находиться огнетушители порошковые, песок, асбестовые одеяла, пожарные ведра, лопаты, топоры. [28]

Противопожарное водоснабжение включает в себя: подземный водопровод с гидрантами для установки пожарных колонок и забора воды пожарными насосами и различные водоемы. Пожарные краны водопроводов устанавливают у выходов внутри помещения или на площадках на высоте 1,35 м от пола.

Пожарный кран оборудуется прорезиненным рукавом и пожарным отводом, которые соединяются между собой с помощью головок.

Пожарная связь и сигнализация служит для своевременного сообщения о возникновении пожара пожарным подразделениям и руководства тушения пожара. Применяется телефонная связь, извещатели ручного действия и автоматические извещатели. При включении предупредительной сигнализации предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Экономическая часть работы содержит технико-экономическое обоснование выбранного варианта, а также создание структуры реализации проекта расширения производственно-отопительной котельной г.Златоуста путем установки дополнительного парового котла. Для экономического обоснования необходимо сравнить два варианта реализации проекта. [30]

9.1 Расчет сравнительной эффективности двух вариантов

I вариант: установка одного парового котла ДЕ-50-14-225ГМ;
II вариант: установка двух паровых котлов ДЕ-25-14-225ГМ.

В выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос по увеличению тепловой производственной нагрузки.

Произведем расчет сравнительной экономической эффективности двух вариантов технических решений и выберем лучший.

Рассмотрим I вариант: установка парового котла ДЕ-50-14-225ГМ.

Составим смету капитальных затрат для I варианта в таблице 9.1.

Таблица 9.1 ─ Смета капитальных затрат для котла ДЕ-50-14-225ГМ [3]

Элементы затрат	Сумма, тыс руб.
1 Проектные работы (зарплата инженера ТЭ)	45,00
2 Покупка котла ДЕ-50-14-225ГМ Белгородского завода энергетического машиностроения. Котел укомплектован дымососом ДН-19ГМ Вентилятором ВДМ-17 Итого:	46500,00 250,00 300,00 47050,00
3 Транспортировка до места монтажа	350,00
4 Монтаж и пуско-наладка, 50% от стоимости оборудования	23525,00
5 Итого:	70970,00

$К_1$ = 70970,00 тыс руб. – капитальные затраты.

Рассчитаем текущие затраты для I варианта [30].

Вспомогательные материалы (1,25% от стоимости оборудования) (9.1):

$$0{,}0125 \cdot 47050{,}00 = 588{,}12 \text{ тыс руб./год} \quad (9.1)$$

Затраты на топливо и воду (9.2):

$$310002+33040 = 343042{,}00 \text{ тыс руб./год} \quad (9.2)$$

Амортизация основных фондов (10% от стоимости оборудования) (9.3):

$$0{,}10 \cdot 47050{,}00 = 4705{,}00 \text{ тыс руб./год} \quad (9.3)$$

Заработная плата промышленно-производственного персонала (9.4):

$$9601{,}70+3206{,}60+2058{,}00 = 14866{,}30 \text{ тыс руб./год} \quad (9.4)$$

Отчисления на социальные нужды определяются величиной Единого социального налога. Ставка ЕСН составляет 26% от фонда оплаты труда.

Отчисления на социальные нужды (9.5):

$$0{,}26 \cdot 14866{,}30 = 4865{,}36 \text{ тыс руб./год} \quad (9.5)$$

Прочие расходы (20% от заработной платы промышленно-производственного персонала) (9.6):

$$0{,}20 \cdot 14866{,}30 = 2973{,}26 \text{ тыс руб./год} \quad (9.6)$$

Текущие затраты для I варианта сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 ─ Текущие затраты для котла ДЕ-50-14-225ГМ

Элементы затрат	Сумма, тыс руб./год
Вспомогательные материалы	588,12
Затраты на топливо и воду	343042,00
Амортизация основных фондов	4705,00
Заработная плата промышленно-производственного персонала	14866,30
Отчисления на социальные нужды	4865,36
Прочие расходы	2973,26
Итого:	371040,04

$И_1$ = 371040,04 тыс руб./год – текущие затраты.

Годовые затраты на топливо (9.7):

$$И_т = Ц_т \cdot В_{год}, \quad (9.7)$$

где $Ц_т$ – цена топлива (газа) составляет 1869,56 руб./1000 м^3; [ ]
$В_{год}$ – годовой расход топлива (газа) [Таблица 1.1].

$$И_т = 1869,56 \cdot 165815298 = 310002,00 \text{ тыс руб./год}$$

Годовые затраты на воду (9.8):

$$И_в = Ц_в \cdot G_{год}, \quad (9.8)$$

где $Ц_в$ – затраты на воду составляют 5870,00 руб./1000 м^3;
$G_{год}$ – потребление сырой воды за год составляет 5628606 м^3.

$$И_в = 5870,00 \cdot 5628606 = 33040,00 \text{ тыс руб./год}$$

Рассмотрим II вариант: установка двух паровых котлов ДЕ-25-14-225ГМ.
Составим смету капитальных затрат для II варианта в таблице 9.3.

Таблица 9.3 ─ Смета капитальных затрат для котла ДЕ-25-14-225ГМ [11]

Элементы затрат	Сумма, тыс руб.
1 Проектные работы (зарплата инженера ТЭ)	48,00
2 Покупка двух котлов ДЕ-25-14-225ГМ Белгородского завода энергетического машиностроения. Котлы укомплектованы дымососами ДН-19ГМ Вентиляторами ВДМ-17 Итого:	55800,00 250,00 300,00 56350,00
3 Транспортировка до места монтажа	550,00
4 Монтаж и пуско-наладка, 50% от стоимости оборудования	28175,00
5 Итого:	85123,00

$К_2$ = 85123,00 тыс руб. – капитальные затраты.

Рассчитаем текущие затраты для II варианта.

Текущие затраты для II варианта различаются с текущими затратами I варианта только затратами на вспомогательные материалы и амортизацию основных фондов. Поэтому производим расчет только этих двух позиций.

Вспомогательные материалы (1,25% от стоимости оборудования) (9.1):

$$0,0125 \cdot 56350,00 = 704,37 \text{ тыс руб./год}$$

Амортизация основных фондов (10% от стоимости оборудования) (9.3):

$$0,10 \cdot 56350,00 = 5635,00 \text{ тыс руб./год}$$

Текущие затраты для II варианта сведены в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 ─ Текущие затраты для котла ДЕ-25-14-225ГМ

Элементы затрат	Сумма, тыс руб./год
Вспомогательные материалы	704,37
Затраты на топливо и воду	343042,00
Амортизация основных фондов	5635,00
Заработная плата промышленно-производственного персонала	14866,30
Отчисления на социальные нужды	4865,36
Прочие расходы	2973,26
Итого:	372068,29

$И_2$ = 372068,29 тыс руб./год – текущие затраты.

Для сравнения вариантов расширения производственно-отопительной котельной проиллюстрируем таблицу 9.5.

Таблица 9.5 ─ Сравнение I и II вариантов

Затраты	Ед. измерения	1 котел ДЕ-50-14-225ГМ	2 котла ДЕ-25-14-225ГМ
Капитальные, К	млн руб.	70,97	85,12
Текущие, И	млн руб./год	371,04	372,07

Вывод: расчет по методу приведенных затрат не требуется, так как для I варианта – установка котла ДЕ-50-14-225ГМ и капитальные, и текущие затраты меньше, чем для II варианта – установка 2 котлов ДЕ-25-14-225ГМ, поэтому I вариант экономически эффективнее.

9.2 Качественный анализ вариантов технических решений

Качественный подход к описанию рисков заключается в последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределённость, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению.

SWOT – анализ – это определение сильных и слабых сторон варианта, а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды):

- Сильные стороны (Strengths) – преимущества варианта;
- Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки варианта;
- Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества варианта на рынке;

- Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке при реализации варианта.

В таблице 9.6 представлен SWOT-анализ для варианта с установкой котла ДЕ-50-14-225ГМ. [30]

Таблица 9.6 – SWOT-анализ для варианта с установкой котла ДЕ-50-14-225ГМ

S: - более высокий КПД котла - экономическая выгода (капитальные и текущие затраты ниже)	W: - взрывоопасность газового топлива больше
O: - относительно небольшая цена топлива - возросшие потребности в тепле	T: - рост цен на газ

В таблице 9.7 представлен SWOT-анализ для варианта с установкой двух котлов ДЕ-25-14-225ГМ.

Таблица 9.7 – SWOT-анализ для варианта с установкой котла ДЕ-25-14-225ГМ

S: - меньший удельный расход топлива	W: - более низкий КПД - много места для установки оборудования - большая взрывоопасность газового топлива
O: - относительно небольшая цена топлива - возросшие потребности в тепле	T: - рост цен на газ

Вывод: По результатам проведения SWOT-анализа очевидно, что реализация расширения котельной путем установки одного парового котла является более целесообразным решением по наличию сильных и слабых сторон и благоприятных возможностей, нежели установка двух котлов меньшей производительности.

9.3 Оценка движущих и сдерживающих факторов

Поле сил реализации проекта характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития, которые определяются соотношением движущих сил реализации цели и сдерживающих сил, этому препятствующих. Прежде чем приступить к реализации проекта, необходимо оценить влияние различных факторов на достижение его цели. [30]

Движущие силы:

1. наличие потребителей, готовых получать тепловую энергию (пар) – это самая важная движущая сила реализации проекта, имеющая сильное влияние, так как в случае её отсутствия расширение было бы нецелесообразно;

2. возможность получения большей прибыли. Данная движущая сила является одной из важных и имеет сильное влияние, т.к. результатом расширения является положительный экономический эффект;

3. наличие квалифицированного персонала, обслуживающего аналогичное оборудование. Данная сила оказывает сильное влияние, т.к. рабочий персонал компетентен в работе данного оборудования и не возникнет проблем с его обслуживанием;

4. воздействие со стороны муниципалитета оказывает сильное влияние, т.к. присутствует необходимость в тепловой энергии;

5. наличие производственных площадей. В котельной имеется место для установки дополнительного парового котла (среднее влияние);

Сдерживающие силы:

1. недостаток финансирования. Данная сдерживающая сила имеет сильное влияние из-за того, что расширение котельной требует немалых затрат и придется ждать некоторое время, чтобы проект окупился;

2. отсутствие уверенности в долгосрочном партнерстве (среднее влияние);

3. низкая мотивация рабочего персонала (слабое влияние), так как размер заработной платы персонал не устраивает, редки премии.

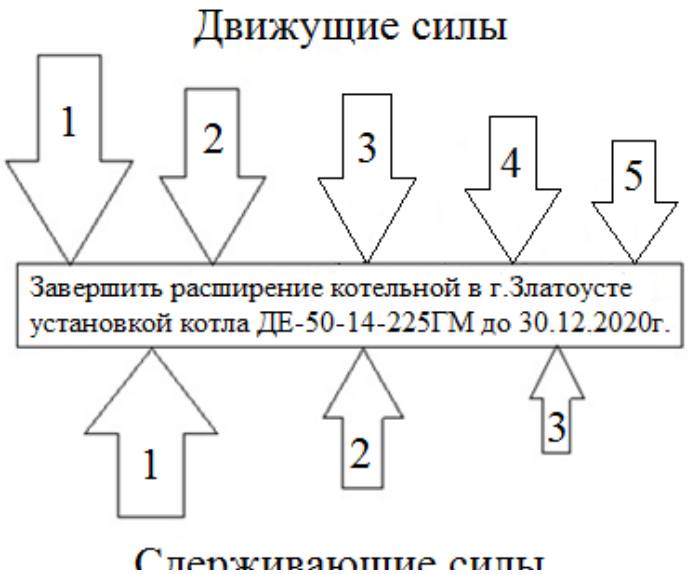

Рисунок 9.1 – Поле сил реализации проекта

Вывод: из поля сил реализации проекта видно, что на данном предприятии преобладают движущие силы, следовательно, задача, поставленная перед предприятием и его работниками достижима в указанные сроки.

9.4 Дерево целей проекта

Дерево целей ─ структурная модель, показывающая соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Основной точкой для планирования является постановка целей, ценностей и миссии организации. [30]

Миссия
Выработка и обеспечение города и основного предприятия тепловой энергией соответствующего качества и объемов.

1. Цель
Завершение расширения котельной путем установки парового котла ДЕ-50-14-225ГМ к 30.12.2020г.

1.1 Цели маркетинговые
К 01.11.2019г. обеспечить бесперебойную и взаимосвязанную работу всех подразделений предприятия.

1.2 Цели производства
До 30.12.2020г. обеспечить бесперебойную работу основного производства, снизить затраты на производство, обеспечить строгий контроль, учет и юридическую защиту.

1.1.1. До 01.10.2019г. провести разработку проекта.

1.1.2. До 31.11.2019г. провести маркетинговые исследования с целью определения потенциальных поставщиков оборудования.

1.1.3. До 01.02.2019г. заключить договора с монтажной организацией.

1.1.4. До 31.03.2020г. приобрести оборудование для расширения котельной.

1.1.5. До 01.07.2020г. Транспортировать оборудование.

1.2.1 .До 30.10.2020г. использовать полные производственные мощности и снизить издержки.

1.2.2 .До 01.09.2020г. переобучить и освоить персоналом новых технологий в работе.

1.2.3 .До 30.12.2020г. соблюдение экономичных режимов работы оборудования.

1.2.4 .До 30.12.2020г. соблюдение графиков и качественное выполнение ремонта оборудования.

Цели службы маркетинга
Изучение цен на рынке оборудования, заключение договоров. До 01.11.2019г.

Цели подразделений хозяйства
Постоянно обеспечивать устойчивую работу всего оборудования, а в случае его поломки ─ ремонт или замену.

Цели исполнителей (персонала):
На предприятии выполнять поставленные задачи в указанные сроки, не нарушать производственную дисциплину, поддерживать престиж предприятия, способствовать модернизации оборудования.

Рисунок 9.2 ─ Дерево целей проекта

9.5 Планирование на предприятии

На предприятии планирование заключается в определении направлений, темпов, пропорций и результатов всесторонней деятельности производственного коллектива на определенные периоды времени. Разработанный на предприятии план может быть изображен в виде ленточного или сетевого графика.

Работы, проводимые на котельной в период 2019-2020гг. показаны в виде план-графика Ганта. Темными ячейками план-графика показано наличие определенного типа работ (таблица 9.8). [30]

Таблица 9.8 ─ План-график Ганта

Этап работы	Продолжительность																	
	2019 год						2020 год											
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Разработка проекта																		
2.Маркетинговые исследования проекта																		
3. Заключение договора на монтаж																		
4. Закупка оборудования																		
5. Доставка оборудования																		
6.Переподготовка персонала																		
7. Полное использование мощностей																		
8.Соблюдение режимов работы																		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эффективность работы промышленных предприятий определяется безотказной работой оборудования энергохозяйств. Поэтому необходимы постоянный контроль и поддержание требуемых показателей его надежности. Для развития промышленности страны необходимо усовершенствование приемов и методов управления энергетическими предприятиями, а в частности их вспомогательными, ремонтными службами, где имеются большие резервы экономии трудовых и материальных ресурсов.

На промышленных предприятиях широко применяются автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), автоматизированные системы управления предприятиями (АСУ П) на основе использования персональных компьютеров, которые все больше находят свое применение в энергетических службах.

Вместе с тем остается вопрос рационального использования топливно-энергетических ресурсов, их экономии, борьбы с потерями в результате аварий, неудовлетворительной эксплуатации и ремонта оборудования. Важным вопросом также является охрана окружающей среды, очистки и выбросов промышленной деятельности предприятий.

Одним из важнейших элементов любого предприятия энергетики является наличие в нем основного оборудования (водогрейных и паровых котлов), надежная работа которых во многом определяет надежность и эффективность работы всего предприятия.

Результатом данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта расширения производственно-отопительной котельной путем установки третьего парового котла ДЕ-50-14-225ГМ.

В ВКР рассмотрены следующие вопросы:

- подготовка питательной воды;
- устройство, работа и тепловой расчет котла;
- установка паровой винтовой машины;
- расчет существующей дымовой трубы;
- расчет предельно допустимых концентраций выбросов в атмосферу вредных веществ с учетом установки дополнительного котла;
- система автоматизированного управления котлом.

В работе проанализирована работа котла с точки зрения вопросов экологии, безопасности жизнедеятельности обслуживающего персонала.

Также были проанализированы необходимость и возможность совершенствования котельного цеха. Предложены мероприятия по повышению эффективности и качества работы предприятия.

Рассчитана экономическая часть по установке дополнительного котла, были определены внешние факторы и внутренние возможности осуществления изменений, отображено поле сил реализации проекта, составлена смета текущих затрат на энергетическое обслуживание и определены основные показатели энергохозяйства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод)/ Н.В. Кузнецов, В.В. Митор, И.Е. Дубовский, Э.С. Карасина. – М.: Изд-во «Энергия», 1973. – 296 с.

2 Частухин, В.И. Тепловой расчет промышленных парогенераторов/ В.И. Частухин. – Киев: Изд-во «Вища школа», 1980. – 182 с.

3 Режимы и параметры работы производственно-отопительной котельной г.Златоуста.

4 https://amelin.ru/catalogue/67/169

5 мкника.рф/index.php?route=product/product&path=59_60_62&product_id=1424

6 Старожук, Ю.С. Перевод парового котла ГМ 50/14 в водогрейный режим работы/ Ю.С. Старожук. – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2007 г. – 111 с.

7 https://studfiles.net/preview/5055878

8 Боровков, В.М. Паровая винтовая машина для использования в малой энергетике/ В.М. Боровков, О.А. Бородина. – 2006 г.

9 Березин, С.Р. Паровая винтовая машина как средство энергосбережения/ С.Р. Березин, В.М. Боровков, В.И. Ведайко, А.И. Богачева. − Санкт-Петербург: СПбГПУ, 2009 г.

10 ООО «ВТ Технологии» Внедрение паровинтовых машин на объектах теплогенерации. – Санкт-Петербург – 2015 г.

11 Официальный сайт ООО «Белэнергомаш– БЗЭМ» http://www.energomash.ru

12 Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». – 2009 г.

13 Данилов, О.Л. «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: Учебник»/ О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев. – М.: Изд-во МЭИ, 2010. – 451 с.

14 https://www.webkursovik.ru/kartgotrab.asp?id=-53780

15 Грибанов, А.И. Экологические вопросы при эксплуатации теплоэнергетического оборудования/ А.И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2019г. – 9 с.

16 Грибанов, А.И. Расчет дымовой трубы: учебное пособие/ А.И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2005 г.

17 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»// Российская газета, 2009. – 41 с.

18 Пашнин, С.В. Рекомендации по разработке раздела «Автоматического контроля и регулирования» в выпускной квалификационной работе кафедры «Промышленная теплоэнергетика» ЮУрГУ/ С.В. Пашнин. – Челябинск: ЮУрГУ, 2019 г. – 109 с.

19 ГОСТ 21.208-2013 СПДС «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах». – Введ. 2014–11–01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 31 с.

20 http://www.kb-agava.ru/avtomatika/avtomatika_dlya_parovykh_kotlov/gotovoe

_reshenie_avtotizatsii_kotlov_gm_50_14_250

21 Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме". – 2012 г.

22 ГОСТ 12.004.91 «Пожарная безопасность. Общие требования».− М.: Государственный стандарт, 1991. – 22 с.

23 НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности». – 2003 г.

24 СП 89.13330.2016 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76». – 2017 г.

25 ГОСТ 27331-87 (СТ СЭВ 5637-86) «Пожарная техника. Классификация пожаров». – 1988 г.

26 СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям». – М.: Изд-во стандартов, 2013.– 186 с.

27 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 1976–01–01 – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 4 с.

28 СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1)». – 2009 г.

29 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»/ Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017 г. – 43 с.

30 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие/ А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018 г. −44 с.