

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Энергетический факультет
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»
Направление подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Директор ООО «Генерационное
Оборудование-Инжиниринг»
_____ К.Т. Сироткин
« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»

к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2020 г.

**Модернизация промышленной паровой котельной г. Южноуральска
путем совершенствования тепловой схемы**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»
ЮУрГУ–13.04.01.2020.209.07.ПЗ ВКР

Руководитель магистерской
программы, к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы
к.т.н., доцент
_____ А.И. Грибанов
« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы,
магистрант группы П-289
_____ И.С. Зуев
« ____ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Зуев С.И. Модернизация промышленной паровой котельной г. Южноуральска путем совершенствования тепловой схемы. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э, 2020, 101 с., 14 ил., библиогр. список – 59 наим., 6 листов чертежей ф. А1, 2 демонстрационных листа ф. А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) магистранта предложен вариант совершенствования тепловой схемы промышленной паровой котельной г.Южноуральска. Целью (ВКР) является разработка технических решений, позволяющих использовать полезную тепловую энергию от непрерывной продувки паровых котлов, а также утилизировать полезную теплоту с уходящими дымовыми газами.

Выпускная квалификационная работа содержит разделы, в которых выполнены расчеты котельного агрегата, тепловой схемы котельной, теплообменного оборудования, КТАНа, поверочный расчет дымовой трубы. Проведен подбор теплообменного оборудования, сепаратора непрерывной продувки и КТАНа. Рассмотрена схема автоматизации котельной. В работе предложены варианты по энергосбережению промышленной паровой котельной, рассмотрено влияние на окружающую среду в плане экологии, вопросы безопасности жизнедеятельности.

Также в работе рассчитывается стоимость капитальных затрат на модернизацию котельной. Проведен расчет текущих затрат для двух вариантов, при одном из которых произойдет модернизация котельной и без модернизации. В ходе экономического расчета делается вывод о целесообразности проведения модернизации котельной.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 7 листах формата А1.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Модернизация промышленной паровой котельной г. Южноуральска путем совершенствования тепловой схемы			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Выполнил</i>	<i>Зуев И.С.</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>101</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Грибанов А.И.</i>							ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»				
<i>Н. Контр.</i>	<i>Грибанов А.И.</i>											
<i>Зав. каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНОЙ	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ ТЕХНИКИ	10
3.1 Водогрейный котел Энтропос ТТ200	10
3.2 Водогрейный котел ICI Sexen-100	12
4 Специальная часть	15
4.1 Тепловой расчет котла	15
4.1.1 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания	15
4.1.2 Коэффициент избытка воздуха и объемы дымовых газов по газоходам	16
4.1.3 Энтальпия дымовых газов по газоходам	18
4.1.4 Тепловой баланс котла	20
4.1.5 Поверочный расчет теплообмена в топке	22
4.1.6 Поверочный расчет дымогарных труб	27
4.1.7 Поверочный расчет теплового баланса	30
4.2 Расчет тепловой схемы котельной	31
5 НАУНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ ТЕПЛОТЫ ПРИ НЕПРЕРЫВНОЙ ПРОДУВКЕ КОТЛОВ	33
5.1 Расчет расхода химически очищенной воды	37
5.2 Расчет водяного подогревателя сырой воды	38
5.3 Расчет парового подогревателя сырой воды	38
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	42
6.1 Теплобалансовый расчет КТАНа	54
6.2 Расчет экономии топлива после установки КТАН	57
7 МЕОРПИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ СРЕДЫ	60
7.1 Поверочный расчет дымовой трубы	62
8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	65
8.1 Водяной подогреватель питательной воды	65
8.2 Паровой подогреватель питательной воды	66
8.3 Сепаратор непрерывной продувки	67
9 КИП И АВТОМАТИКА	68
9.1 Теплотехнический контроль	68
9.2 Автоматика и регулирование теплоснабжения	70
9.3 Водоснабжение	70
9.4 Насосы	73
9.5 Сигнализация	73
9.6 Учет	74

10	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	75
10.1	Опасные производственные факторы	75
10.2	Безопасность при эксплуатации теплоэнергетического оборудования	76
10.3	Предупреждение аварий и локализация их последствий	77
10.4	Электробезопасность	78
10.5	Пожаровзрывобезопасность	80
11	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	83
11.1	Технико-экономический расчет	83
11.1.1	Расчет срока окупаемости	83
11.1.2	Капитальные затраты на реализацию проекта (1 вариант) .	83
11.1.3	Расчет текущих затрат (1 вариант – модернизация тепловой схемы котельной)	85
11.1.4	Расчет текущих затрат (2 вариант – работа котельной по существующей тепловой схеме	87
11.2	Качественный анализ вариантов проектных решений	89
11.3	Построение модели причинно-следственной диаграммы	91
11.4	Планирование целей проекта	91
11.5	Поле сил изменений	93
11.6	Ленточный график Ганта	95
11.7	Основные показатели энергетической и экономической эффективности	96
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	98
	ПРИЛОЖЕНИЯ	102
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Спецификация оборудования котельной	102
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Спецификация КИПиА	104

Котельная принадлежит АО «Южноуральский завод «Кристалл». Пар, вырабатываемый котельной, подается по однотрубной схеме и используется для производства кристаллов кварца в промышленных автоклавах

Осуществление модернизации тепловой схемы с установкой дополнительного оборудования окажет существенное влияние на экономию топлива котельной, что, в конечном счете, позволит более эффективно использовать ТЭР.

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНОЙ

Котельная расположена на территории АО «Южноуральский завод Кристалл» в Челябинской области, г. Южноуральск, ул. Береговая, 2. На данный момент в котельной установлены два паровых жаротрубных котла «Ici – Sixen 1000».

В настоящий момент котельная работает по 1 трубной схеме, возврата конденсата не предусмотрено проектной документацией.

На котельной установлен комплекс химической водоподготовки сырой воды. Первая ступень химической водоподготовки включает в себя установку обезжелезивания. Вторая ступень состоит из двухступенчатой установки умягчения натрий-катионирования непрерывного действия. Третий этап водоподготовки включает в себя извлечение из воды растворенной углекислоты и кислорода в атмосферном деаэраторе «Энтророс».

При работе паровых жаротрубных котлов осуществляется непрерывная продувка по соледержанию и периодическая продувка по шламодержанию. Вода с продувок не используется и сливается в дренаж. В работе предлагается модернизация тепловой схемы с расчетом и установкой дополнительного оборудования, для извлечения полезной теплоты воды от непрерывной продувки, для подогрева питательной воды.

Повышенный расход топлива оказывает влияние на экологический фактор, который очень остро стоит в Челябинской области. Модернизация котельной позволит снизить выбросы вредных веществ.

Котельная работает без постоянного обслуживающего персонала, все процессы автоматизированы, что влечет за собой экономию средств на фонд заработной платы сотрудников, их обучение, а также, в значительной степени, сказывается на безопасности работы и оказывает существенный экономический эффект, с точки зрения экономии ТЭР.

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При написании выпускной квалификационной работы магистра были использованы научная и учебно-методическая литература, строительные нормы и правила, а также нормативно-законодательные акты.

Основными источниками, раскрывающие теоретические основы работы котельных установок, а также повышения энергоэффективности явились работы А.П. Лумми [29], В.А. Мунц., Данилова О.Л., Горяева А.Б., А.В. Клименко, А.И. Грибанова, Б.М. Гришина, П.В. Рослякова[33].

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен в соответствии с нормативным методом под ред. А.П. Лумми, В.А. Мунц. Расчет водогрейного котла / А.П. Лумми, В.А. Мунц. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009.

В книге О.Л. Данилова, А.Б. Горяева и др., под редакцией чл.корр. Ран А.В. Клименко – «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» [28] рассмотрены возможности энергосбережения в котельных, использование теплоты непрерывной продувки паровых котлов, в том числе.

В учебном пособии С.Н. Виноградова, К.В. Таранцева, под редакцией д.т.н., профессора Б.М. Гришина – «Выбор и расчет теплообменников» [24] рассматривается методика расчета теплообменных аппаратов.

В учебном пособии А.И. Грибанова – «Расчет дымовой трубы» рассмотрена методика расчета дымовой трубы.

В книге Рослякова П.В. – «Методы защиты окружающей среды» [26] рассмотрены основные вопросы образования вредных продуктов сгорания при сжигании органических топлив на ТЭС и в котельных. Изложены традиционные и перспективные методы ограничения вредных выбросов ТЭС в воздушный бассейн в процессах топливоподготовки, сжигания топлива и охлаждения продуктов сгорания. Приведены методики расчета выбросов вредных веществ в атмосферу с дымовыми газами. Для студентов вузов, обучающихся по направлению 140500 «Энергомашиностроение», а также для системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала РАО «ЕЭС России».

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ				

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ ТЕХНИКИ

При проведении сравнения продукции различных производителей котлов по функциональности, отказоустойчивости и уровня сервиса, становится ясно, что продукция отечественных производителей не отличается особым качеством.

3.1 Паровой котел Энтророс ТТ200

Паровые котлы серии ТЕРМОТЕХНИК тип ТТ200 представляют собой стальные газотрубные трехходовые котлы горизонтального типа, оснащенные топкой для сжигания топлива под наддувом. Котлы серии ТЕРМОТЕХНИК тип ТТ200 производятся серийно в диапазоне номинальной паропроизводительности от 1 до 30 т/ч с расчетным давлением 8, 12, 16 бар и предназначены для выработки насыщенного пара с максимальной температурой, соответствующей точке насыщения при рабочем давлении.

Котлы изготавливаются в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением». Паровые газотрубные котлы ТЕРМОТЕХНИК ТТ200 производятся со следующими комплектующими согласно технической документации:

- паровой котел ТТ200 с экономайзером;
- паровой котел ТТ200 с пароперегревателем;
- паровой котел ТТ200 с экономайзером и пароперегревателем.

Предпочтительными сферами применения паровых котлов ТЕРМОТЕХНИК тип ТТ200 являются промышленные предприятия всех отраслей с потребностью в получении насыщенного пара для технологических процессов, производства и отопления. Гарантийный срок при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации:

- при работе на газовом и дизельном топливе — 36 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 42 месяцев со дня отгрузки с завода изготовителя;
- при работе на тяжелом топливе (мазут, сырая нефть и т. д.) — 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня отгрузки с завода-изготовителя.

Оптимальный выбор для надежной эксплуатации:

- широкий диапазон производительности для решения любых задач. Паропроизводительность от 1 до 30 т/ч;
- широкий выбор возможных комплектаций. В полной и частичной комплектациях котлы оснащаются системами автоматического управления и контроля ЭНТРОМАТИК серии ЕВС501.10, упрощенной версией ЕВС503 (до 5 т/ч) или новейшей версией ЕВС701, всеми необходимыми датчиками и приборами безопасности, что делает эксплуатацию котла надежной и безопасной;
- прочностная модель строения котла с креплением жаровой трубы и первой поворотной камеры к корпусу котла посредством установки анкеров делает его надежным и долговечным;

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ				

- гофрированная жаровая труба. На некоторых типоразмерах котлов, где это необходимо, жаровая труба гофрированная, что позволяет достичь высокой циклической прочности;
 - симметричное расположение дымогарных труб позволяет разместить смотровые лючки не только в верхней части котла, но и в нижней, что делает возможным производить осмотр и очистку «мертвой» зоны — пространства под жаровой трубой;
 - универсальность конструкции горелочной фурмы. Фурма котла может иметь любую требуемую геометрию, любой угол раскрытия, любой диаметр; амбразуры, что делает котел совместимым с любым горелочным устройством;
 - крепление горелки с помощью горелочной плиты или фланца-удлинителя. Данное решение позволяет установить горелочное устройство любого производителя;
 - полное открытие фронтальных дверей поворотной камеры. Регламентное обслуживание и осуществление чистки теплообменных поверхностей не требуют демонтажа горелочного устройства. Передняя трубная доска, внутренняя поверхность жаровой трубы и дымогарные трубы полностью доступны для осмотра и чистки;
 - прочное основание. Конструкция основания выполнена в виде жесткой сварной рамы. Весовая нагрузка от котла, заполненного питательной водой, равномерно распределена по площади опирания. Котел не требует дополнительной фиксации к закладным основания при установке в стационарных котельных залах;
 - совместимость с различными типами горелочных устройств. Корректная работа с автоматическими многоступенчатыми и модулируемыми горелками.
- Характеристики котла приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики котлов Энтророс ТТ-200

Показатель	Значение
1	2
Номинальная теплопроизводительность, кВт	643
Паропроизводительность, кг/ч	950
КПД при работе на природном газе, %	90,3
Макс. избыточное давление пара, не более, МПа	1,2
Макс. избыточное давление воды, не более, МПа	1,2
Макс. температура пара на выходе из котла, не более, °С	175
Температура питательной воды на входе в котел, °С	104
Назначенный срок службы, не менее, лет	25
Номинальный расход воды через котел, м ³ /ч	1,1
Гидравлическое сопротивление тракта по пару, кПа	8,4
Гидравлическое сопротивление тракта по воде, кПа	0,1
Объем парового пространства, м ³	0,7
Водяной объем котла, м ³	2,8

Продолжение таблицы 3.1

1	2
Расход дымовых газов, кг/с	0,3
Температура уходящих газов, °С	228
Общий вес, кг	8560

3.2 Паровой котел ICI SIXEN-100

Паровой котел ICI «Sixen» с дымогарными трубами, реверсивным развитием факела и омываемым днищем топки выполнен в виде моноблока, соответствует Директиве PED 97/23/ЕС, подходит для работы на жидком или газообразном топливе, паропроизводительность от 350 до 6000 кг/ч, расчетное давление 12 или 15 бар, поставляется в комплекте с регулирующей и предохранительной арматурой для работы в автоматическом режиме. На рисунке 3.1 представлен вид котла ICI «Sixen -1000»



Рисунок 3.1 – Паровой котел ICI «Sixen-1000»

Основные характеристики котлов SIXEN:

- корпус котла выполнен из стали P265GH UNI 10028/2 и P275NH UNI 10028/3 посредством сварки и проверен сертифицированными способами, маркировка CE в соответствии с Директивой PED 97/23/ЕС;
- горизонтальная камера сгорания с реверсивным развитием факела и выпуклым омываемым днищем, поддерживаемым трубной опорой для обеспечения эф-

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ				

фективного омывания; имеет гофрированную секцию, выполненную горячим формованием для модели SIXEN 5000;

- плоские трубные решетки с выполненными плазменной резкой отверстиями; передняя решетка развальцована по направлению к топке, сварные швы выполнены сваркой встык для моделей от SIXEN 4000;

- обечайка с фланцевыми соединениями PN 16 или PN 40 EN 1092-1 для установки рабочего оборудования оснащена верхним и нижним смотровым люком и подъемной проушиной;

- дымогарные трубы из стали P235GH UNI EN 10216/2 приварены к трубным решеткам и оснащены спиральными турбулизаторами;

- передняя дверца выполнена из стального листа, термически изолирована огнеупорным материалом с высоким содержанием окиси алюминия, установлена на регулируемых шарнирных петлях, оснащена легкооткрываемыми болтовыми соединениями, при открытии дверцы не требуется снятие горелки, дверца снабжена смотровым отверстием для контроля за процессом горения;

- задняя дымовая камера выполнена из листовой стали, для чистки дымогарных труб камера демонтируется отвинчиванием болтовых соединений, снабжена люком для чистки и соединением с дымоходом;

- основание выполнено из стального профиля (углеродистая сталь), обеспечивающего прочность конструкции и легкость ее перемещения;

- верхняя площадка котла для осмотра и обслуживания арматуры выполнена из рифленого стального листа;

- теплоизоляция представлена матрасом из минеральной ваты высокой плотности и соответствующей толщины, внешняя защита из гофрированного листа из нержавеющей стали, установленного на прямоугольном каркасе;

- фланцевые смотровые отверстия (по 2 отверстия, начиная с модели SIXEN 2500)

- арматура, необходимая для автоматического функционирования; механический и гидравлический монтаж всего оборудования и сертификация соответствуют Директиве PED 97/23/ЕС;

- электрическая проводка подведена к шкафу управления; выполнена из силиконовых изолированных проводов, размещенных в закрытых кожухах; вся арматура прошла окончательную проверку на работоспособность.

Технические характеристики котла приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические характеристики котла ICI «Sixen-1000»

Показатель	Значение
1	2
Номинальная теплопроизводительность, кВт	681,0
Паропроизводительность, кг/ч	1000
КПД при работе на природном газе, %	90,0
Макс. избыточное давление пара, не более, МПа	1,2

Продолжение таблицы 3.2

1	2
Макс. избыточное давление воды, не более, МПа	1,2
Макс. температура пара на выходе из котла, не более, °С	191,7
Температура питательной воды на входе в котел, °С	80
Назначенный срок службы, не менее, лет	25
Потери давления в газовом тракте, КПа	0,7
Поверхность испарения, м ²	2,05
Водяной объем котла, м ³	1,8
Температура уходящих газов, °С	227
Общий вес, кг	2740

Рассматривая котлы теплопроизводительностью 681 КВт от «ICI» и котлоагрегат от «Энтророс», теплопроизводительностью 643 КВт из таблиц технических характеристик видно, что характеристики оборудования схожи, различны габаритные вес и некоторые другие особенности. Однако, вес котла ICI «Sixen-1000» значительно ниже, материалы, используемые при производстве итальянских котлов качественнее, что, в конечном счете, влияет на надежность работы, длительность срока эксплуатации оборудования. Особенность конструкции котла «ICI» дает возможность подачи сухого пара без перегрева. Специализированная организация, которая занималась проектированием, пуско-наладочными работами, а теперь обслуживанием котельной ООО «Генерационное оборудование-Инжиниринг», отмечает высочайший уровень надежности и экономичности работы Итальянских котлов «ICI», что и повлияло на выбор и установку Итальянского оборудования.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для обеспечения расчетных тепловых нагрузок к установке приняты два стальных водогрейных котла фирмы ICI «Sixen-1000».

Тепловые нагрузки для нужд производства предоставлены заказчиком $Q = 1,362$ МВт.

Паропроизводительность котельной – 2000 кг/ч.

4.1 Тепловой расчет котла

Исходные данные: Теплопроизводительность котла $Q_k = 681$ кВт; максимальное давление пара $P = 1,2$ МПа; температура воды на входе в котел $t'' = 80^\circ\text{C}$; температура пара на выходе из котла $t' = 190^\circ\text{C}$; вид топлива — природный газ Бухара-Урал.

Расчетные характеристики топлива: состав: $\text{CH}_4 = 94,9\%$; $\text{C}_2\text{H}_6 = 3,2\%$; $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,4\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,1\%$; $\text{C}_5\text{H}_{10} = 0,1\%$; $\text{N}_2 = 0,9\%$, $\text{CO}_2 = 0,4\%$, плотность $\rho = 0,758$ кг/м³, низшая теплота сгорания $Q_n^p = 36694$ кДж/м³.

4.1.1 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

При сжигании топлива в топке котла в качестве окислителя используется воздух. Зная количество воздуха необходимого для горения 1 м³ каждого горючего газа, входящего в газообразное топливо, можно определить теоретическое общее количество воздуха, необходимое для горения всех горючих элементов. Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 м³ газообразного топлива, зависит от его химического состава. Расчеты, связанные с горением газа, ведутся на 1 м³ горючего газа при нормальных условиях (нм³).

Теоретическое количество воздуха при сжигании 1 нм³ сухого газообразного топлива (4.1) [1, ф. 4-13]:

$$V_e^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot \text{CO}_2 + 0,5 \cdot \text{H}_2 + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right], \quad (4.1)$$

$$V_e^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot 0,4 + 2 \cdot 94,9 + 3,5 \cdot 3,2 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,1 + 0,8] = 9,74 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Продукты сгорания топлива содержат продукты полного сгорания горючих компонентов топлива: диоксид углерода, водяной пар, а также водяной пар, принесенный с влагой воздуха и образовавшийся в результате испарения влаги топлива; азот воздуха и азот, образовавшийся из азотистых соединений топлива; избыточное количество воздуха, введенного в топочный объем и не участвующего в горении. При неполном сгорании топлива в продуктах сгорания возможно присутствие оксида углерода, водорода, метана и непредельных углеводородов, кон-

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ					

центрацию которых определяют анализом продуктов сгорания. Обычно содержание этих веществ не превышает 0,5 – 1,0 %, и в расчетах объема продуктов сгорания их не учитывают.

Потери же энергетического потенциала топлив за счет его неполного сгорания учитывают при составлении теплового баланса котла.

Теоретический объем водяных паров (4.2):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left[H_2 + 2 \cdot C_4H + \sum \left(\frac{n}{2} \right) \cdot C_nH_m + 0,124 \cdot d_2 \right] + 0,0161 \cdot V_g^0, \quad (4.2)$$

где $d_2 = 10 \text{ г/м}^3$ – влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа;

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [2 \cdot 94,9 + 3 \cdot 3,2 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,1 + 6 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,74 = 2,19 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Теоретический объем азота (4.3):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_g^0 + \frac{N_2}{100}, \quad (4.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,74 + 0,9 / 100 = 7,704 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Объем трехатомных газов (4.4):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + CH_4 + \sum mC_mH_n] \quad (4.4)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,4 + 94,9 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1] = 1,038 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

4.1.2 Коэффициент избытка воздуха и объемы дымовых газов по газоходам

Для обеспечения полного сжигания топлива в топочном объеме в него вводят воздуха больше, чем требуется по химической реакции. Дополнительное количество вводимого воздуха оценивают коэффициентом избытка воздуха, α , который равен отношению количества воздуха, введенного в топочный объем, к теоретически необходимому для полного сгорания 1 м^3 топлива.

Коэффициент избытка воздуха зависит от вида сжигаемого топлива, его качества, условий и параметров топливоподготовки, метода сжигания топлива и конструкции топочного устройства. Для дальнейших расчетов α определяем по [1, § 4-Б, табл. XX]. Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки:

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$$\alpha_m = 1,1$$

Коэффициент избытка воздуха в котельном пучке (2-й и 3-й ход) (4.5):

$$\alpha_{kn} = \alpha_m + \Delta\alpha_{kn}, \quad (4.5)$$

где $\Delta\alpha = 0$ – присосы воздуха во 2-м и 3-м ходе;

$$\alpha_{kn} = 1,1 + 0 = 1,1$$

Действительный объем дымовых газов (4.6):

$$V_z = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + 1,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_g^0, \quad (4.6)$$

$$V_z = 7,704 + 1,038 + 2,19 + 1,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,74 = 11,726 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Так как во втором и третьем ходу отсутствуют присосы воздуха, то действительный объем дымовых газов останется равным $11,427 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$.

Доля азота (4.7):

$$r_{N_2} = \frac{V_{N_2}^0}{V_z} \quad (4.7)$$

$$r_{N_2} = \frac{7,704}{11,726} = 0,648$$

Доля трехатомных газов (4.8):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_z} \quad (4.8)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,038}{11,726} = 0,087.$$

Доля водяных паров (4.9):

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_z} \quad (4.9)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,19}{11,726} = 0,185$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Суммарная объемная доля трехатомных газов (4.10):

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2} \quad (4.10)$$

$$r_n = 0,185 + 0,087 = 0,28.$$

4.1.3 Энтальпия дымовых газов по газоходам

Энтальпия теоретического объема воздуха, отнесенные к 1 кг или 1 м³ сжигаемого топлива при температуре $v^{\circ}\text{C}$ (4.11):

$$I_{\text{в}}^0 = V_{\text{в}}^0 (c\mathcal{G})_{\text{в}}, \quad (4.11)$$

Энтальпия продуктов сгорания, отнесенные к 1 кг или 1 м³ сжигаемого топлива при температуре $v^{\circ}\text{C}$ (4.12):

$$I_{\text{с}}^0 = V_{RO_2} (c\mathcal{G})_{RO_2} + V_{N_2}^0 (c\mathcal{G})_{N_2} + V_{H_2O}^0 (c\mathcal{G})_{H_2O}, \quad (4.12)$$

где $(c\mathcal{G})$ – удельные энтальпии воздуха, трехатомных газов, азота и водяных паров соответственно, кДж/м³.

Расчеты по определению энтальпий теоретического объема воздуха и продуктов сгорания сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания

Температура, °C	$V_{\text{в}}^0 = 9,74 \text{ м}^3$	$V_{RO_2} = 1,038 \text{ м}^3$	$V_{N_2}^0 = 7,704 \text{ м}^3$	$V_{H_2O}^0 = 2,19 \text{ м}^3$	$I_{\text{с}}^0 = I_{RO_2} + I_{N_2}^0 + I_{H_2O}^0$
	$I_{\text{в}}^0 = V_{\text{в}}^0 (c\mathcal{G})_{\text{в}}$	$I_{RO_2} = V_{RO_2} (c\mathcal{G})_{RO_2}$	$I_{N_2}^0 = V_{N_2}^0 (c\mathcal{G})_{N_2}$	$I_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0 (c\mathcal{G})_{H_2O}$	
1	2	3	4	5	6
100	1286	175	1002	331	1508
200	2591	371	2003	666	3039
300	3925	580	3020	1014	4614
400	5279	801	4060	1371	6232
500	6662	1034	5115	1739	7888
600	8084	1268	6194	2118	9580
700	9535	1517	7288	2512	11316
800	11006	1769	8420	2924	13113
900	12477	2025	9576	3338	14939
1000	13987	2286	10739	3778	16803
1100	15535	2550	11903	4218	18671
1200	17084	2820	13058	4667	20545

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6
1300	18808	3089	14252	5133	22475
1400	20220	3363	15477	5602	24442
1500	21808	3637	16671	6086	26395
1600	23405	3910	17896	6572	28379
1700	24993	4188	19121	7067	30377
1800	26580	4467	20354	7573	32394
1900	28217	4745	21610	8077	34431
2000	29843	5027	22835	8598	36460

Энтальпию продуктов сгорания на 1 кг или 1 м³ топлива при $\alpha > 1$ находят по формуле (4.13):

$$I_2 = I_2^0 + (\alpha - 1) \cdot I_g^0, \quad (4.13)$$

Расчеты по определению энтальпий продуктов сгорания в газоходе сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Энтальпии продуктов сгорания в газоходе

$t^0, ^\circ\text{C}$	$I_{\text{г}}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_2^0, \text{кДж/м}^3$	$I_Г, \text{кДж/м}^3$
100	1286	1508	1636
200	2591	3039	3298
300	3925	4614	5007
400	5279	6232	6760
500	6662	7888	8554
600	8084	9580	10389
700	9535	11316	12270
800	11006	13113	14213
900	12477	14939	16186
1000	13987	16803	18201
1100	15535	18671	20225
1200	17084	20545	22254
1300	18808	22475	24356
1400	20220	24442	26465
1500	21808	26395	28575
1600	23405	28379	30719
1700	24993	30377	32876
1800	26580	32394	35052
1900	28217	34431	37253
2000	29843	36460	39444

4.1.4 Тепловой баланс котла

Тепловой баланс составляем в расчет на 1 м³ располагаемой теплоты Q_P^P . Считая, что предварительный подогрев воздуха и топлива за счет внешнего источника отсутствует.

Располагаемое тепло топлива (4.14):

$$Q_P^P = Q_H^P, \quad (4.14)$$

$$Q_P^P = 36694 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла от химического недожога $q_3 = 0,5$.

Потери тепла от механического недожога $q_4 = 0$.

Температура уходящих газов, °С:

$$t_{yx} = 227 \text{ °С}$$

Энтальпия уходящих газов (из диаграммы «энтальпия – температура» α_{yx} – коэффициент избытка воздуха для последней поверхности нагрева, в нашем случае $\alpha_{yx} = \alpha_{кн}$):

$$I_{yx} = 4141,5 \text{ кДж/м}^3$$

Температура холодного воздуха:

$$t_{xв} = 18 \text{ °С}.$$

Энтальпия холодного воздуха (4.15):

$$I_{xв} = C_{xв} \cdot t_{xв}, \quad (4.15)$$

где $C_{xв} = 1,005 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$ – теплоемкость холодного воздуха.

$$I_{xв} = 18 \cdot 1,005 = 18,09 \text{ кДж/м}^3$$

Потери тепла с уходящими газами (4.16):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{xв})(100 - q_4)}{Q_P^P}, \quad (4.16)$$

$$q_2 = \frac{(4001,5 - 18,09)(100 - 0)}{36694} = 10\%.$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

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

Потери тепла с физическим теплом шлаков: $q_6^{uhl} = 0$.

Сумма потерь тепла (4.17):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6^{uhl} \quad (4.17)$$

$$\sum q_i = 10 + 0,5 + 0,5 = 11\%$$

Коэффициент полезного действия котла (брутто) – по формуле (4.18):

$$\eta^{BP} = 100 - \sum q_i \quad (4.18)$$

$$\eta^{BP} = 100 - 11 = 89\%$$

Коэффициент сохранения тепла (4.19):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{BP} + q_5} \quad (4.19)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{89 + 0,5} = 0,9944$$

Энтальпия воды на входе в котел при температуре $t' = 80^\circ\text{C}$:

$$I' = 334,96 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия пара на выходе из котла при температуре $t'' = 190^\circ\text{C}$:

$$I'' = 2786,53 \text{ кДж/кг}$$

Полный расход топлива (4.20):

$$B = \frac{D(I'' - I_{нв}) + D_{np}(I' - I_{нв})}{Q_H^P \cdot \eta_{тг}^{бр}} \quad (4.20)$$

где D – паропроизводительность котлов, кг/с (согласно паспорту изделия $D=0,55$ кг/с);

D_{np} – величина непрерывной продувки, кг/с (составляет 3% от паропроизводительности, равна 0,0165 кг/с);

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B = \frac{0,55(2786,53 - 335,2) + 0,0165(807,52 - 335,2)}{36694 \cdot 0,89} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетный расход топлива (4.21):

$$B_P = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (4.21)$$

Для газообразного топлива:

$$B_P = B = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}.$$

4.1.5 Поверочный расчет теплообмена в топке

Топка жаротрубного парового котла служит для сжигания топлива и получения продуктов сгорания с высокой температурой, а также для организации теплообмена между высокотемпературной средой и поверхностями нагрева. Теплообмен в топке – сложный процесс, который осложняется еще и тем, что в топке происходят одновременно горение и движение топлива. Источником излучения в топке является горящее топливо. Процесс излучения складывается из излучения топлива, газов и обратного излучения тепловоспринимающих и других ограждающих поверхностей. В топочном объеме наблюдается пространственное, несимметричное поле температур излучающей среды; максимальная температура, близкая к теоретической располагается в зоне ядра факела, а минимальная – на выходе из топки. Целью расчета топки является определение температуры газов на выходе из топки парового котельного агрегата. Кроме того, в жаротрубном паровом котле данной конструкции в состав топки так же включается и поворотная камера.

Суммарная площадь лучевоспринимающей поверхности: $H_l = 22 \text{ м}^2$.

Суммарная площадь стен поверхности топки (4.22):

$$F_{cm} = \pi \cdot D_m \cdot L_m + \pi \cdot D_m^2 / 2 + \pi \cdot D_n^2 / 2 + \pi \cdot D_n \cdot L_n, \quad (4.22)$$

где $D_m = 1,28 \text{ м}$ – диаметр топочной камеры;

$L_m = 4,89 \text{ м}$ – длина топочной камеры;

$D_n = 2,3 \text{ м}$ – диаметр поворотной камеры;

$L_n = 0,72 \text{ м}$ – длина поворотной камеры.

$$F_{cm} = 3,14 \cdot 1,28 \cdot 4,89 + 3,14 \cdot 1,28^2 / 2 + 3,14 \cdot 2,3^2 / 2 + 3,14 \cdot 2,3 \cdot 0,72 = 24,85 \text{ м}^2.$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов (4.23):

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$\psi_{cp} = \frac{H_l \cdot \xi}{F_{cm}}, \quad (4.23)$$

где $\xi = 0,9$ – коэффициент загрязнения топки.

$$\psi_{cp} = \frac{22 \cdot 0,9}{24,85} = 0,8.$$

Активный объем топки (4.24):

$$V_m = \frac{\pi D_m^2 L_m}{2} + \frac{\pi D_n^2 L_n}{4}, \quad (4.24)$$

$$V_m = \frac{3,14 \cdot 1,28^2 \cdot 4,89}{2} + \frac{3,14 \cdot 2,3^2 \cdot 0,72}{4} = 13 \text{ м}^3.$$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.25):

$$s = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}, \quad (4.25)$$

$$s = \frac{3,6 \cdot 13}{24,85} = 1,88 \text{ м}.$$

Относительный уровень расположения горелки (4.26):

$$X_m = \frac{h_2}{H_m}, \quad (4.26)$$

где $h_2 = 1,11$ м – высота расположения горелки;

$H_m = 1,95$ м – полная высота топки.

$$X_m = \frac{1,1}{1,95} = 0,57$$

Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке (4.27):

$$M = 0,59 - 0,5 X_m, \quad (4.27)$$

$$M = 0,59 - 0,5 \cdot 0,57 = 0,31.$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Количество теплоты, вносимое в топку холодным воздухом (4.28):

$$Q_{\text{в}} = I_{\text{хв}}, \quad (4.28)$$

$$Q_{\text{в}} = 18,09 \text{ кДж/м}^3.$$

Полезное тепловыделение в топке (4.29):

$$Q_m = Q_{\text{в}} + Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4}, \quad (4.29)$$

$$Q_m = 18,09 + 36694 \cdot \frac{100 - 0,5 - 0}{100 - 0} = 36528,62 \text{ кДж/м}^3$$

Адиабатическая температура горения: $\vartheta_a = 1867 \text{ }^\circ\text{C}$.

Задаем температуру газов на выходе из топки $\vartheta_m'' = 900 \text{ }^\circ\text{C}$.

Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 16186 \text{ кДж/м}^3$.

Коэффициент ослабления лучей газовой средой (4.30):

$$k_z^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}})}{3,16 \sqrt{p_n s}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \frac{(t_m'' + 273)}{1000} \right], \quad (4.30)$$

где $p_n = 0,1 \text{ МПа}$ – абсолютное давление газов.

$$k_z^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,185)}{3,16 \sqrt{0,1 \cdot 1,88}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \frac{(900 + 273)}{1000} \right] = 7,82 \text{ 1/(м} \cdot \text{МПа)}.$$

Коэффициент ослабления топочной средой (4.31):

$$k = k_z^o r_n \quad (4.31)$$

$$k = 7,82 \cdot 0,27 = 2,12 \text{ 1/(м} \cdot \text{МПа)}$$

Соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива (4.32):

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \sum \left(\frac{m}{n} \right) C_m H_n \quad (4.32)$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \sum \left(\frac{1}{4} \cdot 94,9 + \frac{2}{6} \cdot 3,2 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,1 + \frac{5}{10} \cdot 0,1 \right) = 3$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами (4.33):

$$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha^2} \cdot \left(\frac{C_p}{H_p} \right)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot T_m'' - 0,5) \quad (4.33)$$

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,1^2} (3)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1173 - 0,5) = 2,57 \text{ 1/(м·МПа)}$$

Коэффициент ослабления лучей светящейся частью факела (4.34):

$$k_{св} = k_{св}^0 r_n + k_c \quad (4.34)$$

$$k_{св} = 2,56 + 2,57 = 4,68 \text{ 1/(м·МПа)}$$

Степень черноты светящегося пламени (4.35):

$$a_{св} = 1 - e^{[-k_{св} p s]} \quad (4.35)$$

$$a_{св} = 1 - e^{[-4,68 \cdot 0,1 \cdot 1,88]} = 0,59$$

Степень черноты топочной камеры (4.36):

$$a_m = \frac{\alpha_{св}}{(\alpha_{св} + (1 - \alpha_{св}) \cdot \psi_{ср})} \quad (4.36)$$

$$a_m = \frac{0,59}{(0,59 + (1 - 0,59) \cdot 0,8)} = 0,64$$

Видимое тепловое напряжение топочного объема (4.37):

$$q_V = \frac{B \cdot Q_p^p}{V_m} \quad (4.37)$$

$$q_V = \frac{0,044 \cdot 36694}{13} = 123,03 \text{ кВт/м}^3$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Средняя теплоемкость продуктов сгорания определяется по формуле (4.38):

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''} \quad (4.38)$$

$$(VC)_{cp} = \frac{36528 - 16186}{1967 - 900} = 21,04 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

Температура газов на выходе из топки (4.39):

$$g_m'' = \frac{T_a}{\left\{ M \cdot \left[\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot a_m \cdot (g_a + 273)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot (VC)_{cp}} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273, \quad (4.39)$$

$$g_m'' = \frac{1867 + 273}{\left\{ 0,31 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 0,8 \cdot 24,85 \cdot 0,64 \cdot (1867 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9946 \cdot 0,0501 \cdot 21,04} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273 = 820^\circ\text{C}$$

Задаемся температурой газов на выходе из топки $g_m'' = 889^\circ\text{C}$.

Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 15869,5 \text{ кДж}/\text{м}^3$.

Коэффициент ослабления лучей газовой средой:

$$k_z^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,185)}{3,16 \cdot \sqrt{0,1 \cdot 1,88}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{(889 + 273)}{889} \right] = 7,88 \text{ 1/мМПа}$$

Коэффициент ослабления топочной средой:

$$k = 7,88 \cdot 0,27 = 2,13 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа})$$

Соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива:

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \sum \left(\frac{1}{4} \cdot 94,9 + \frac{2}{6} \cdot 3,2 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,1 + \frac{5}{10} \cdot 0,1 \right) = 3$$

При сжигании газообразного топлива коэффициент ослабления лучей зависит от коэффициентов ослабления лучей трехатомными газами.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами:

$$k_c = \frac{1,2}{1+1,1^2} \cdot (3)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1162 - 0,5) = 1,15 \text{ 1/(м} \cdot \text{МПа)}$$

Коэффициент ослабления лучей светящейся частью факела:

$$k_{cv} = 2,13 + 1,15 = 3,28 \text{ 1/(м} \cdot \text{МПа)}$$

Степень черноты светящегося пламени:

$$a_{cv} = 1 - e^{[-3,28 \cdot 0,1 \cdot 1,88]} = 0,46.$$

Степень черноты топочной камеры:

$$a_m = \frac{0,46}{(0,46 + (1 - 0,46) \cdot 0,8)} = 0,52.$$

Видимое тепловое напряжение топочного объема (3.37):

$$q_V = \frac{0,044 \cdot 36694}{13} = 123,02 \text{ кВт/м}^3$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания:

$$(VC)_{cp} = \frac{36528,6 - 15869,5}{1867 - 889} = 21,12 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$$

Температура газов на выходе из топки:

$$g_m'' = \frac{1867 + 273}{\left\{ 0,52 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 0,8 \cdot 24,85 \cdot 0,52 \cdot (1867 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9946 \cdot 0,0501 \cdot 21,12} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273 = 889,02 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Разница рассчитанной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки не превышает 2 °С, следовательно, принимаем $g_m'' = 889^\circ\text{C}$ Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 15869,5 \text{ кДж/м}^3$.

Тепловосприятие – это перенос теплоты с поверхности кондукции.

Общее тепловосприятие топки (4.40):

$$Q_{Л} = \varphi \cdot (Q_m - I_m''), \quad (4.40)$$

$$Q_{Л} = 0,9946 \cdot (36528,62 - 15869,5) = 20547 \text{ кДж/м}^3$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

4.1.6 Поверочный расчет дымогарных труб

Полная площадь поверхности нагрева $H = 24,5 \text{ м}^2$. Температура и энтальпия газов перед дымогарными трубами соответственно $\vartheta' = 889,02 \text{ }^\circ\text{C}$, $I' = 15869,5 \text{ кДж/м}^3$. Температура и энтальпия газов на выходе из дымогарных труб соответственно $\vartheta'' = 227^\circ\text{C}$, $I'' = 4001,5 \text{ кДж/м}^3$.

Количество тепла, отданное трубкам (4.41):

$$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I''), \quad (4.41)$$

$$Q_2 = 0,9944 \cdot (15869,5 - 4001,5) = 11801,54 \text{ кДж/м}^3.$$

Средняя температура газов (4.42):

$$\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}, \quad (4.42)$$

$$\vartheta_{cp} = \frac{889 + 227}{2} = 558^\circ\text{C}.$$

Средняя температура воды (4.43):

$$t_{cp} = \frac{t' + t''}{2}, \quad (4.43)$$

где $t' = 80 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура воды на входе в котел;

$t'' = 190 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура пара на выходе из котла.

$$t_{cp} = \frac{80 + 190}{2} = 135^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на входе в конвективный пакет (4.44):

$$\Delta t_{\delta} = \vartheta' - t_{cp}, \quad (4.44)$$

$$\Delta t_{\delta} = 889 - 135 = 760^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из конвективного пакета (4.45):

$$\Delta t_{\mu} = \vartheta'' - t_{cp}, \quad (4.45)$$

$$\Delta t_{\mu} = 227 - 135 = 92^\circ\text{C}.$$

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Среднелогарифмический температурный напор (4.46):

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{m}}{2,31g \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{m}}}, \quad (4.46)$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{760 - 92}{2,31g \frac{760}{92}} = 315,26 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Объемный расход газов (4.47):

$$V = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (g_{cp} + 273)}{273}, \quad (4.47)$$

$$V = \frac{0,044 \cdot 11,73 \cdot (558 + 273)}{273} = 1,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Живое сечение дымогарных труб (4.48):

$$F = \left(\frac{\pi d^2}{4} \right) \cdot n, \quad (4.48)$$

где $d = 0,1$ м – диаметр дымогарных труб;
 $n = 36$ – число дымогарных труб.

$$F = \left(\frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} \right) \cdot 36 = 0,28 \text{ м}^2.$$

Расчетная скорость газов (4.49):

$$\omega_z = \frac{V}{F}, \quad (4.49)$$

$$\omega_z = \frac{1,72}{0,28} = 6,09 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией $\alpha_k = 32$ Вт/(м²·К).
Эффективная толщина излучающего слоя (4.50):

$$s = 0,9 \cdot d, \quad (4.50)$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$s = 0,9 \cdot 0,1 = 0,09 \text{ м.}$$

Суммарная поглощающая способность $pr_n s = 0,0025$. Коэффициент ослабления лучей газовой средой $k_z = 25 \text{ 1/(м·МПа)}$. Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока $kps = 0,23$. Степень черноты излучающей среды $a = 0,2$.

Температурный напор (4.51):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}}, \quad (4.51)$$

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{760 - 92}{2,3 \lg \frac{760}{92}} = 315,2 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициент теплоотдачи излучением $\alpha_n = 14,35 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$. Коэффициент тепловой эффективности $\psi = 0,8$.

Коэффициент теплопередачи (4.52):

$$k = \psi \cdot (\alpha_k + \alpha_n), \quad (4.52)$$

$$k = 0,8 \cdot (27 + 14,35) = 33,08 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}.$$

Тепловосприятие конвективного пакета (4.53):

$$Q_{\text{мп}} = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}, \quad (4.53)$$

$$Q_{\text{мп}} = \frac{33,08 \cdot 24,5 \cdot 315,2}{0,044 \cdot 10^3} = 1111,7 \text{ кДж/м}^3.$$

Расчет погрешности расчета (4.54):

$$\Delta Q = \frac{Q_z - Q_{\text{мп}}}{Q_z} \cdot 100\%, \quad (4.54)$$

$$\Delta Q = \frac{11801,54 - 11611,7}{11801,54} \cdot 100 = 1,6\%.$$

Расхождение расчетных тепловосприятий в результате расчетов меньше 2%, следовательно, расчет выполнен верно.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.1.7 Поверочный расчет теплового баланса

Завершающим этапом распределения тепловосприятий является проверка правильности распределения с помощью определения невязки теплового баланса котла Погрешность расчетов (4.55):

$$\Delta = \frac{Q_p^p \cdot \eta - (Q_m + Q_{mp})}{(Q_m + Q_{mp})} \cdot 100\%, \quad (4.55)$$

$$\Delta = \frac{36694 \cdot 0,89 - (20947,02 + 11611,7)}{(20947,02 + 11611,7)} \cdot 100 = 0,3\%.$$

Допустимая погрешность расчетов 0,5 %. Так как полученная погрешность расчетов составляет 0,3 %, что является меньше допустимой, следовательно, расчет считается выполненным верно.

4.2 Расчет тепловой схемы котельной

Котельная предназначена для отпуска пара на технологические нужды производства АО «Южноуральский завод Кристалл».

Насыщенный пар с давлением $P_1 = 1,2$ МПа и степенью сухости $X_1 = 0,99$ в количестве $D_{техн.} = 0,55$ кг/с, расчетная нагрузка $Q_c = 1362$ кВт.

Температура сырой воды $t_{св} = 5$ °С. Деаэрация питательной воды осуществляется в баке подпиточной воды, питательная вода имеет температуру $t_{пв} = 90$ °С.

Величина непрерывной продувки котла $\alpha_{пр}$ по результатам пуско-наладочных работ составляет 3 % от их производительности. Топливом является природный газ Бухара-Урал.

Пар отбирается из линии подачи пара на производство с давлением до $P_1 = 1,2$ МПа, по h-s диаграмме водяного пара найдем энтальпию $i'' = 2781,72$ КДж/м³.

Рассчитаем потери пара в тепловой схеме $D_{пот}$ (4.56):

$$D_{пот} = 0,03 \cdot D_{техн} \quad (4.56)$$

где $D_{техн}$ – паропроизводительность котельной, 2 т/ч или 0,55 кг/с;
0,03 – потери, связанные с непрерывной продувкой котлов (3%).

$$D_{пот} = 0,03 \cdot 0,55 = 0,0165 \text{ кг/с кг/с.}$$

Рассчитаем потери пара на собственные нужды $D_{сн}$ (4.57):

$$D_{сн} = 0,1 \cdot D_{техн}, \quad (4.57)$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$D_{CH} = 0,1 \cdot 0,55 = 0,055 \text{ кг/с.}$$

В данный момент котельная работает по схеме представленной на рисунке 4.2.1.

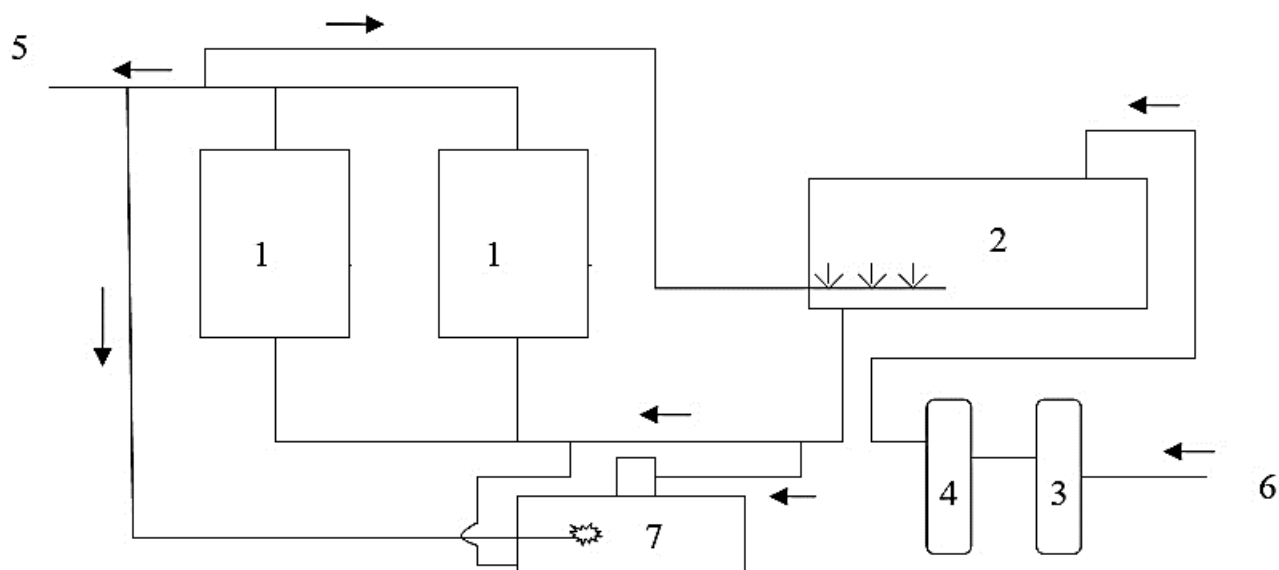


Рисунок 4.2.1 – Принципиальная схема котельной:

1 – паровые котлы; 2 – подпиточный бак-подогреватель;
 3 – система обезжелезивания воды; 4 – двухступенчатая система умягчения
 Na-катионирования; 5 – пар на производство; 6 – питательная вода; 7 – деаэратор

Спецификация оборудования котельной представлена в приложении А.1

5 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ ТЕПЛОТЫ ПРИ НЕПРЕРЫВНОЙ ПРОДУВКЕ КОТЛОВ

Одним из возможных методов энергосбережения является использование теплоты от непрерывной продувки паровых котлов.

Непрерывной продувкой парового котла называют непрерывное удаление из его барабана части воды для поддержания водного режима (допустимой концентрации солей). При этом часть котловой воды заменяется подпиточной. Продувка P , %, составляет долю паропроизводительности котла.

При избыточном давлении пара $p_{\text{клизб.}} = 0,6 - 1,3$ МПа, наиболее распространенном в отопительно-производственных котельных, в результате роста продувки на 1 %, если тепловая энергия продувочной воды не используется, увеличивается расход топлива примерно на 0,30 %, а при давлении 2,3 МПа — на 0,36 %. При максимальной допустимой расчетной продувке по сухому остатку $P = 10$ %, установленной нормами для котлов с давлением до 1,3 МПа, без использования тепловой энергии продувочной воды потери топлива могут превысить 3 % общего расхода.

В работе предлагается использовать полезную теплоту от непрерывной продувки котлов для подогрева питательной воды, подобрать и установить сепаратор непрерывной продувки. Схема после модернизации представлена на рисунке 5.1.

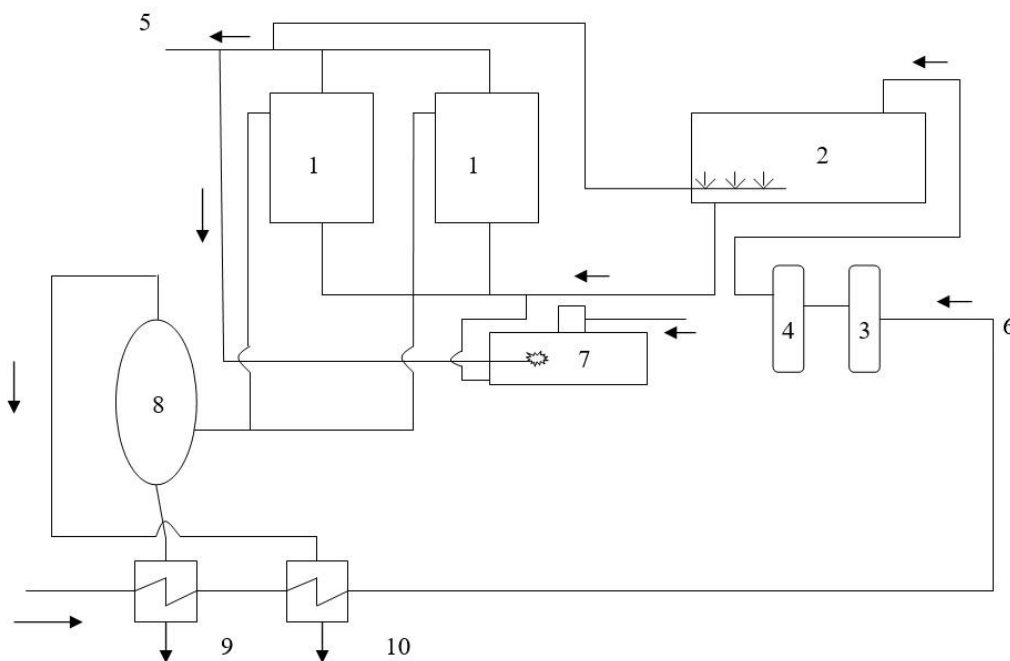


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема котельной после модернизации:
1 – паровые котлы; 2 – подпиточный бак-подогреватель;
3 – система обезжелезивания воды; 4 – двухступенчатая система умягчения
На-катионирования; 5 – пар на производство; 6 – питательная вода; 7 – деаэратор;
8 – сепаратор непрерывной продувки; 9 – водо-водяной теплообменник;
10 – паро-водяной теплообменник

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.01.2020.209.07 ПЗ

Лист

33

Без использования тепловой энергии продувочной воды годовая потеря условного топлива (5.1):

$$\Delta B' = \frac{D_k \cdot \gamma \cdot P \cdot (I_{кв} - I_{нв})}{100 \cdot 4,187 \cdot 7000 \cdot \eta_{к}^{\text{бр}}}, \quad (5.1)$$

где: D_k – установленная паропроизводительность котла т/ч;

γ – годовое число часов использования установленной паропроизводительности котла;

P – продувка %;

$\eta_{к}^{\text{бр}}$ – среднегодовой эксплуатационный КПД котла;

$I_{кв}$, $I_{п.в}$ – удельные энтальпии котловой и питательной воды, кДж/кг·К.

$$\Delta B' = \frac{2 \cdot 350 \cdot 3 \cdot (811,98 - 21,1)}{100 \cdot 4,187 \cdot 7000 \cdot 90} = 0,02 \text{ т.у.т.}$$

В схеме утилизации тепловой энергии продувочной воды при непрерывной продувке устанавливают сепаратор и теплообменник (рисунок 8), что позволяет использовать тепловую энергию сепарированного пара и сепарированной воды. Сепаратор может применяться и без теплообменника.

Зная часовую производительность котла O_k , продолжительность его работы T и долю продувки от производительности котла, можно оценить годовую экономию условного топлива при использовании тепловой энергии продувочной воды в схеме с установкой сепаратора и теплообменника (5.2):

$$\Delta B' = D_k \cdot \gamma \cdot P \cdot \frac{[\beta(I_{св} - I_{нв}) + (1 - \beta) \cdot (I_{кв} - I_{нв})]}{4,187 \cdot 7000 \cdot \eta_{к}^{\text{бр}}}, \quad (5.2)$$

Коэффициент β рассчитаем по формуле (5.3):

$$\beta = \frac{(I_{кв} - I_{нв})}{(I_{сп} - I_{св})}, \quad (5.3)$$

где $I_{сп}$ – энтальпия сепарированного пара, кДж/кг;

$I_{св}$ – энтальпия сепарированной воды кДж/кг.

$$\beta = \frac{(811,98 - 419,06)}{(2570,4 - 436,2)} = 0,18.$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$\Delta B' = 2 \cdot 350 \cdot 3 \cdot \frac{[0,18(436,2 - 419,06) + (1 - 0,18) \cdot (811,98 - 419,06)]}{4,187 \cdot 7000 \cdot 90} = 1,5 \text{ т.у.т.}$$

На рисунке 5.2 представлена схема утилизации тепловой энергии.

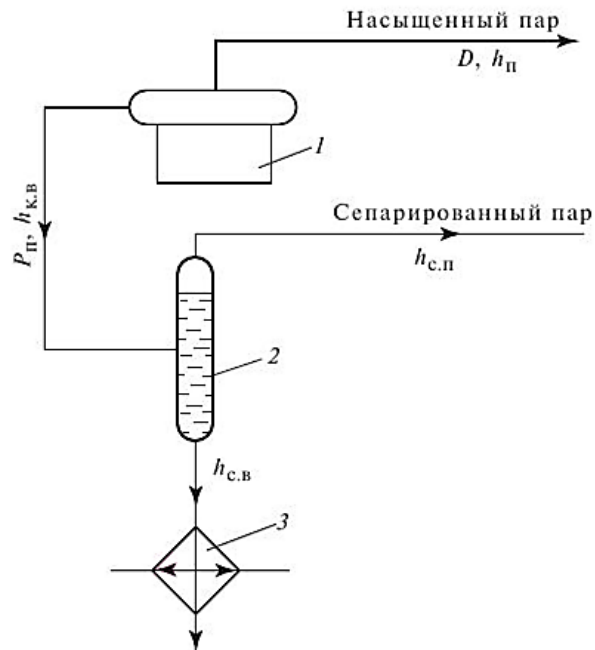


Рисунок 5.2 – Схема утилизации тепловой энергии:
1 – котел, 2 – сепаратор, 3 – теплообменник

На рисунке 5.3 представлен узел сепаратора непрерывной продувки.

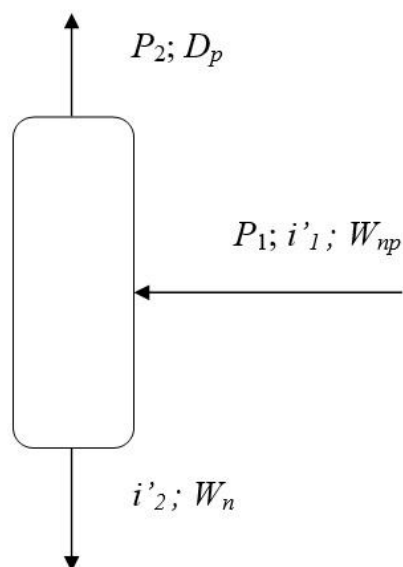


Рисунок 5.3 – Узел сепаратора непрерывной продувки

Для уменьшения потерь тепла и конденсата с продувочной водой применяются сепараторы-расширители. Пар из расширителя непрерывной продувки обычно направляют в деаэраторы.

Тепло продувочной воды (от сепаратора непрерывной продувки) экономически целесообразно использовать. Эту воду обычно пропускают через теплообменник подогрева сырой воды.

Вода из сепаратора подается в охладитель или барбатер, где охлаждается до 40-50 °С, а затем сбрасывается в канализацию.

Степень использования теплоты продувочной воды может быть охарактеризована коэффициентом использования φ . При установке сепаратора и теплообменника φ определяется по формуле (5.4):

$$\varphi = \frac{\beta(I_{cn} - I_{nb}) + (1 - \beta) \cdot (I_{cv} - I_{cn})}{(I_{kv} - I_{uv})}, \quad (5.4)$$

При расчете количества пара, выделяющегося из продувочной воды (выпара) и потери тепла с продувочной водой в расширителе непрерывной продувки предварительно определяется расход продувочной воды (5.5):

$$W_{np} = (d_{np}/100) \cdot D_{ка}, \quad (5.5)$$

где $D_{ка}$ – производительность котлоагрегата, кг/с;

d_{np} – величина продувки в %,

$$W_{np} = (3/100) \cdot 0,55 = 0,0165 \text{ кг/с.}$$

Тогда количество выпара определяется из уравнения теплового баланса сепаратора (5.6):

$$W_{np} \cdot I_1 = D_p \cdot I_2'' + W_p \cdot I_2', \quad (5.6)$$

где I_1 – энтальпия кипящей воды при давлении в барабане котла p_1 , кДж/кг;

D_p – количество пара, выделяющегося из продувочной воды, кг/сек;

I_2' – энтальпия кипящей воды при давлении расширителе P_2 , кДж/кг;

I_2'' – энтальпия пара при P_2 , кДж/кг.

Количество сепарированного пара (5.7):

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$D_{cn} = \frac{W_{np}(I_{кв} - I_{св})}{(I_{cn} - I_{св})}, \quad (5.7)$$

$$D_{cn} = \frac{0,0165(811,98 - 632,15)}{(2570,4 - 632,15)} = 0,0016 \text{ кг/с.}$$

Расход воды из расширителя (5.8):

$$W_p = W_{np} - D_{cn}, \quad (5.8)$$

$$W_p = 0,0165 - 0,0016 = 0,015 \text{ кг/с.}$$

5.1 Расчет расхода химически очищенной воды

Общее количество воды, добавляемой из химводоочистки равно сумме потерь воды и пара в котельной и на производстве

Потери продувочной воды $W_p = 0,015$ кг/с.

Потери пара внутри котельной заданы в проценте от общей паропроизводительности – 1,5 % (5.9):

$$D_{nn} = 0,015 \cdot D_{ка}, \quad (5.9)$$

$$D_{nn} = 0,015 \cdot 0,55 = 0,00825.$$

Потери пара с выпаром из деаэратора, в данном случае, будут незначительны. Общее количество химически очищенной воды равно (5.10):

$$W_{xво} = D_{ка} + W_p + D_{nn}, \quad (5.10)$$

$$W_{xво} = 0,55 + 0,015 + 0,00825 = 0,57.$$

Для определения расхода сырой воды на химводоочистку необходимо учесть количество воды, идущей на взрыхление катионита, его регенерацию, отмывку и прочие нужды водоподготовки.

Их обычно учитывают величиной коэффициента $K=1,10 - 1,25$, в работе принимаем $K=1,20$ (5.11):

$$W_{св} = W_{xво} \cdot 1,2, \quad (5.11)$$

$$W_{св} = 0,57 \cdot 1,2 = 0,684 \text{ кг/с.}$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

5.2 Расчет водяного подогревателя сырой воды

Запишем уравнение теплового баланса подогревателя (5.12):

$$W_{св} \cdot (I_{св1} - I_{св}) = W_p \cdot (I_2'' - I_p) \cdot \eta, \quad (5.12)$$

Температура питательной воды $t_{нв} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, $I_{нв} = 21 \text{ кДж/кг}$.
Отсюда энтальпия воды на выходе из подогревателя (5.13):

$$I_{св1} = \frac{W_p \cdot (I_2'' - I_p) \cdot \eta}{W_{св}} + I_{св}, \quad (5.13)$$

$$I_{св1} = \frac{0,015 \cdot (628,5 - 83,95) \cdot 0,89}{0,684} + 21,0 = 32 \text{ кДж/кг}.$$

Температура сырой воды на выходе из подогревателя $t_{св1} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.3 Расчет парового подогревателя сырой воды

Запишем уравнение теплового баланса подогревателя (5.14):

$$W_{св} \cdot (I_{хво} - I_{св1}) = D_{св} \cdot (I_{сн} - I_{к1}) \cdot \eta, \quad (5.14)$$

Расход редуцированного пара в подогреватель сырой воды (5.15):

$$I_{хво} = \frac{D_{св} \cdot (I_{сн} - I_{к1}) \cdot \eta}{W_{св}} + I_{св1}, \quad (5.15)$$

$$I_{хво} = \frac{0,0016 \cdot (2570,4 - 83,8) \cdot 0,89}{0,684} + 32,0 = 39 \text{ кДж/кг}.$$

Температура воды на выходе из подогревателя $t_{хво} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.4 Расчет экономии топлива после модернизации тепловой схемы

Тепловой баланс составляем в расчет на 1 м^3 располагаемой теплоты Q_P^P . Считая, что предварительный подогрев воздуха и топлива за счет внешнего источника отсутствует. Располагаемое тепло топлива (5.16):

$$Q_P^P = Q_H^P, \quad (5.16)$$

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$Q_p^P = 36694 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла от химического недожога $q_3 = 0,5$.

Потери тепла от механического недожога $q_4 = 0$.

Температура уходящих газов: $t_{yx} = 227 \text{ }^\circ\text{C}$.

Энтальпия уходящих газов (из диаграммы «энтальпия–температура»):

$$I_{yx} = 4141,5 \text{ кДж/м}^3.$$

Температура холодного воздуха, $^\circ\text{C}$:

$$t_{xв} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия холодного воздуха (5.17):

$$I_{xв} = C_{xв} \cdot t_{xв}, \quad (5.17)$$

где $C_{xв}$ – теплоемкость холодного воздуха (1,005 кДж/(кг·К)).

$$I_{xв} = 18 \cdot 1,005 = 18,09 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла с уходящими газами (5.18):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{xв})(100 - q_4)}{Q_p^P} \quad (5.18)$$

$$q_2 = \frac{(4001,5 - 18,09)(100 - 0)}{36694} = 10\%.$$

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

Потери тепла с физическим теплом шлаков: $q_6^{шл} = 0$.

Сумма потерь тепла (5.19):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6^{шл} \quad (5.19)$$

$$\sum q_i = 10 + 0,5 + 0,5 = 11\%.$$

Коэффициент полезного действия котла (брутто) (5.20):

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\eta^{BP} = 100 - \sum q_i \quad (5.20)$$

$$\eta^{BP} = 100 - 11 = 89\%.$$

Коэффициент сохранения тепла (5.21):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{BP} + q_5}, \quad (5.21)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{89 + 0,5} = 0,9944.$$

Энтальпия воды на входе в котельную из водопровода, кДж/м^3 , до модернизации тепловой схемы имела температуру $t' = 5^\circ\text{C}$:

$$I' = 20,95 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара на выходе из котла, кДж/м^3 , при температуре $t'' = 190^\circ\text{C}$:

$$I'' = 2786,53 \text{ кДж/кг.}$$

Полный расход топлива (5.22):

$$B = \frac{D(I'' - I_{нв}) + D_{np}(I' - I_{нв})Q_{ка}}{Q_H^P \cdot \eta_{тг}^{бр}}, \quad (5.22)$$

$$B = \frac{0,55(2786,53 - 20,95) + 0,0165(807,52 - 20,95)}{36694 \cdot 0,89} = 0,048 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Проведем расчет расхода топлива после модернизации котельной.

Энтальпия воды на входе в котельную из водопровода после модернизации тепловой схемы имеет температуру $t' = 10^\circ\text{C}$:

$$I' = 42 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара на выходе из котла, кДж/м^3 , при температуре $t'' = 190^\circ\text{C}$:

$$I'' = 2786,53 \text{ кДж/кг.}$$

Полный расход топлива (5.22):

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$B = \frac{0,55(2786,53 - 42) + 0,0165(807,52 - 42)}{36694 \cdot 0,89} = 0,046 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По результатам расчета видно, что расход газа станет меньше:

$$\Delta B = 0,048 - 0,046 = 0,002 \text{ м}^3/\text{с}.$$

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение и повышение энергоэффективности промышленных предприятий одна из самых злободневных проблем. Потребление природного топлива не только ведет к его истощению, но оказывает негативное воздействие на окружающую среду. Именно в этом причина изменений климата и повышенной концентрации парниковых газов в атмосфере.

Мероприятия по энергосбережению могут быть разными. Один из самых действенных способов увеличения эффективности использования энергии – применение современных технических решений на производстве, что ведет к уменьшению потребления ТЭР.

Энергосбережение особенно актуально для разного рода механизмов, часто работающих с пониженной нагрузкой: насосов, вентиляторов, конвейеров и т.д. Такие технологии энергосбережения, как использование электроприводов и средств автоматизации, могут быть внедрены в сфере ЖКХ. Энергосбережение предприятий также может быть обеспечено благодаря принятию этих мер. Речь идет об их автоматизации и повышению эффективности работы устаревшего оборудования (лифтов, вентиляционных установок и т.д.).

В данном проекте тоже применяются энергосберегающие технологии.

Модернизация тепловой схемы паровой котельной приведет к экономии топлива – природного газа. По расчетам из главы 4, экономия топлива составит:

$$\Delta B = 0,048 - 0,046 = 0,002 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ниже приводится краткое описание выбранных мероприятий в системе теплоснабжения и методик оценки их эффективности.

Установка счетчика пара. Для учета расхода пара, отпускаемого каждым котлом, предусмотрена установка счетчиков ТИРЭС – 50. Для контроля качества пара, котловой, питательной воды предусмотрена установка холодильников отбора проб. Давление воды в котлах обеспечивается питательными насосами GRUNFOS с увеличенным кавитационным запасом. Насосное оборудование поставляется в комплекте с котлоагрегатами, что обеспечивает надежность, точность работы, а так же исключает возможность неправильного подбора насосного оборудования.

Для учета расхода питательной воды устанавливаются счетчики «ZENNER», с минимальной погрешностью измерения.

Автоматизация систем управления и работы котельной.

Целью автоматизации является регулирование различных параметров работы котельного оборудования котельной, таких как:

- непрерывная продувка по солесодержанию;
- периодическая продувка по шламосодержанию;
- расхода подпиточной воды для установки химической водоподготовки;
- регулирование расхода газа от нагрузки котлоагрегатов и т.д.;

Также применение энергосберегающих средств регулирования.

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ					

Тягодутьевые машины потребляют около 60% электроэнергии собственных нужд котельных. Поэтому регулирование их режимных параметров оказывает существенное влияние на мощность и экономичность работы котельных установок. Обычно производительность вентилятора изменяется установкой уменьшая или увеличивая сопротивления потоку воздуха. Двигатель же все это время продолжает работать в номинальном режиме.

Применение преобразователя частоты для насосного оборудовании имеет ряд преимуществ:

- регулирование скорости вращения от «0» до номинальной и выше номинальной; – плавный разгон и торможение;
- ограничение тока на уровне номинального в пусковых, рабочих и аварийных режимах;
- увеличение срока службы механической и электрической частей оборудования; – высвобождение части оборудования (например, заслонок).

Основным назначением тягодутьевых механизмов является поддержание оптимального режима горения в топке котла. Под понятием оптимального режима здесь подразумевается поддержание оптимального соотношения «топливо-воздух» и создание наиболее благоприятных условий для полного сгорания топлива. Для выполнения этого условия необходимо с одной стороны подать нужное количество воздуха в топку – с другой стороны с заданной интенсивностью извлекать из нее продукты горения.

Так же одним из направлений энергосбережения является применение термостойкой теплоизоляции «RW ALU» [41]. Материал создан на основе качественного базальтового волокна и решает необходимые задачи по теплоизоляции паропроводов:

- сохранение энергии. Низкий коэффициент теплопроводности изоляции позволяет использовать тепловую энергию по назначению.
- продольный нахлест со специальным самоклеющимся слоем помогает упростить монтаж.
- широкий температурный диапазон работы материала гарантирует минимальные температурные потери.
- пожаробезопасность материала обеспечивается его основным составным компонентом, таким как базальтовая вата. Материал способен сдерживать распространение пламени, покрытие алюминиевой фольгой делает слабогорючим.

Одним из основных потребителей электроэнергии является насосное оборудование. Чем больше электроэнергии тратится на привод насосов, тем выше себестоимость пара, и тем больше стоимость продукции предприятия АО «Южноуральский завод «Кристалл». Количество электроэнергии, затрачиваемой на подачу одного кубометра воды, зависит от напора, создаваемого насосом, и от коэффициента полезного действия насоса.

Высокое значение КПД насоса закладывается на стадии проектирования насоса при разработке профилей его проточной части. Спроектированные профили необходимо изготовить с высокой степенью точности, так как отклонения реаль-

										Лист
										43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ					

ного профиля от заданного сведут на нет все усилия по его разработке и не позволят получить высоких значений КПД насоса. К тому же для достижения высоких значений КПД поверхности изготовленных профилей должны быть гладкими. Все это требует использования высоких технологий при разработке и изготовлении насосов. Такие фирмы, как «Grundfos», «DAB» и другие ведущие европейские производители насосов, с целью улучшения качества поверхностей каналов используют для изготовления рабочих колес высококачественное чугунное литье, пластмассы или изготавливают их методом штампования из нержавеющей сталей. При этом используются дорогостоящие технологии, что позволяет изготавливать профили с высокой степенью точности и с гладкой поверхностью. Все это обеспечивает высокое значение КПД, а также высокую стабильность и повторяемость характеристик насосов.

Улучшение конструкций насосов, связанное с повышением требований к экономичности, развивается по следующим направлениям:

- применение многоступенчатых насосов, имеющих более благоприятные, чем у одноступенчатых насосов, профили гидравлических каналов ступени для заданных условий;

- общее улучшение конструкции всех типов насосов, с гидравлической точки зрения, достигаемое, во-первых, обеспечением лучшей обтекаемости рабочих органов насоса и, во-вторых, установлением оптимальных пропорций различных каналов насоса, или отношения скоростей, для получения максимального КПД на требуемом режиме;

- важным фактором, способствовавшим повышению КПД и сохранению высокого значения его при длительной эксплуатации насоса, является недопущение кавитации, достигаемое путем соответствующего улучшения конструкции насоса, а также недопущением коррозии за счет применения соответствующих материалов;

- оснащение насосов электродвигателями с электронными преобразователями частоты тока, позволяющими изменять характеристику насосов по заданному алгоритму.

Высокое значение КПД насоса и устойчивые к коррозии материалы, примененные в насосе, послужат хорошим залогом энергосбережения.

Следующим обстоятельством, которое непременно следует принимать во внимание при выборе насоса, это совпадение номинального расхода воды в системе водоснабжения с оптимальной подачей насоса, соответствующей максимальному значению КПД, при этом насос должен иметь минимальный запас по напору. Этот запас неизбежен для компенсации отклонения реального гидравлического сопротивления системы от расчетной величины и выбирается, как правило, на основе личного опыта проектировщика.

Насосы комплектуются системой частотного регулирования, что позволяет дополнительно сэкономить до 50% электроэнергии и до 20% воды [30]. Основным методом энергосбережения от модернизации паровой котельной АО «Южноуральский завод «Кристалл» является использование полезной теплоты от непрерывной продувки котлов для подогрева питательной воды.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Для осуществления проекта предусматривается установка двух теплообменников, паро-водяного и водо-водяного.

Проведем расчет для одного теплообменника по [33]. Аппарат набран из ленточно-поточных пластин с горизонтальными рифлями треугольной формы. Пластины имеют следующие параметры:

Количество тепла, передаваемого в единицу времени найдем по формуле (6.1):

$$Q = G_1 \cdot c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \quad (6.1)$$

где t_1' – температура питательной воды после подогрева в водо-водяном теплообменнике, °С;

t_1'' – температура питательной воды из водопровода, °С;

c_1 – теплоемкость воды, кДж/(кг·К),

Рассчитаем количество тепла, передаваемого в единицу времени по формуле:

$$Q = 0,015 \cdot 4,2 \cdot (8 - 5) = 0,189 \text{ кВт}$$

Схема движения потоков противоточная:

$$\begin{array}{ccc} 170 \text{ }^\circ\text{C} & \longrightarrow & 20 \text{ }^\circ\text{C} \\ 8 \text{ }^\circ\text{C} & \longleftarrow & 5 \text{ }^\circ\text{C} \end{array}$$

Средний температурный напор (6.2):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_{\mathcal{M}}}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_{\mathcal{M}}}} \quad (6.2)$$

где $\Delta t_{\bar{\theta}} = 170 - 8 = 162 \text{ }^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\mathcal{M}} = 20 - 5 = 15 \text{ }^\circ\text{C}$,

Подставим эти значения в формулу:

$$\Delta t = \frac{162 - 15}{2,3 \cdot \lg \frac{162}{15}} = 61,25 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим рациональную скорость движения греющей воды в каналах теплообменника. Для ориентировочного расчета скорости примем коэффициент теплоотдачи $\alpha_1 = 10000$, среднюю температуру стенки (6.3):

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_{cm} = \frac{t_1 + t_2}{2} \quad (6.3)$$

$$t_{cm} = \frac{89 + 12,5}{2} = 51 \text{ }^\circ\text{C}$$

Коэффициент общего гидравлического сопротивления $\xi_1 = 1,95$. Расчетная формула (6.4) для скорости имеет следующий вид:

$$\omega_1 = 2 \cdot 3 \sqrt{\frac{\alpha_1 \cdot (t_1 - t_{cm}) \cdot \Delta P_1}{c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \rho_1^2 \cdot \zeta_1}} \quad (6.4)$$

Найдем рациональную скорость движения горячей воды в каналах теплообменника по формуле:

$$\omega_1 = 2 \cdot 3 \sqrt{\frac{10000 \cdot (95 - 51) \cdot 240000}{4208 \cdot (170 - 20) \cdot 965,3^2 \cdot 1,95}} = 0,68 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса для греющей воды найдем по формуле (6.5):

$$Re = \frac{\omega_1 \cdot d_{\text{э}}}{\nu_1} \quad (6.5)$$

Рассчитаем критерий Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{0,68 \cdot 0,059}{0,000000326} = 12306,75$$

Проверить принятое значение коэффициента гидравлического сопротивления можно по формуле для пластины П-2 (6.6):

$$\xi_1 = 11,2 \cdot Re^{-0,25} \quad (6.6)$$

Проверяем принятое значение коэффициента гидравлического сопротивления по формуле:

$$\xi_1 = 11,2 \cdot 12306,75^{-0,25} = 1,1$$

Это достаточно близко к принятому $\xi_1 = 1,95$. Критерии Прандтля Pr_1 и Pr_2 при средней температуре греющей воды и средней температуре стенки по формуле (6.7):

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Pr_1 = \frac{c_1 \cdot v_1 \cdot P_1}{\lambda_1} \quad (6.7)$$

Рассчитаем критерий Прандтля при средней температуре греющей воды и средней температуре стенки по формуле:

$$Pr_1 = \frac{4208 \cdot 0,000000326 \cdot 965,3}{0,68} = 1,9473$$

При $t_{cm} = 51^\circ\text{C}$ теплофизические свойства воды характеризуются следующими данными: $\rho_{cm} = 988 \text{ кг/м}^3$, $c_{cm} = 4,203 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$, $\lambda_{cm} = 0,677 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$, $v_{cm} = 3,4 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$.

Рассчитаем критерий Прандтля для t_{cm} по формуле (6.8):

$$Pr_{cm} = \frac{c_{cm} \cdot v_{cm} \cdot P_{cm}}{\lambda_{cm}} \quad (6.8)$$

Рассчитаем критерий Прандтля по формуле:

$$Pr_{cm} = \frac{4203 \cdot 3,4 \cdot 10^{-7} \cdot 988}{0,677} = 1,833$$

Критерий Нуссельта со стороны греющей воды по формуле (6.9):

$$Nu_1 = 0,1 \cdot Re_1^{0,7} \cdot Pr_1^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm}}\right)^{0,25} \quad (6.9)$$

Рассчитаем критерий Нуссельта по формуле:

$$Nu_1 = 0,1 \cdot 12306,75^{0,7} \cdot 1,947^{0,43} \cdot \left(\frac{1,947}{1,833}\right)^{0,25} = 97,04$$

Коэффициент теплоотдачи от греющей воды к стенке, $\text{Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$, рассчитывается по формуле (6.10):

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_\varepsilon} \quad (6.10)$$

Рассчитаем коэффициент теплоотдачи от греющей воды к стенке по формуле:

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_1 = \frac{97,04 \cdot 0,68}{0,0059} = 11184,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Погрешность с принятым значением:

$$\Delta = \frac{11184,27 - 10000}{11184,27} \cdot 100 = 10,6\%;$$

Значение достаточно близко к принятому $\alpha_1 = 10000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Рациональная скорость движения нагреваемой воды в каналах теплообменника. Для этого примем $\alpha_2 = 11184,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, средняя температура стенки осталась прежней $t_{cm} = 51^\circ\text{C}$, и коэффициент общего гидравлического сопротивления $\xi_1 = 1,7$:

Рассчитаем рациональную скорость движения нагреваемой среды в каналах теплообменника по (6.11):

$$\omega_1 = 2 \sqrt[3]{\frac{\alpha_2 \cdot (\bar{t}_2 - \bar{t}_{cm}) \cdot \Delta P_2}{c_2 \cdot (t_2' - t_2'') \cdot \rho_2^2 \cdot \zeta_2}} \quad (6.11)$$

Рассчитаем рациональную скорость движения нагреваемой среды в каналах теплообменника по:

$$\omega_1 = 2 \sqrt[3]{\frac{11184,27 \cdot (62 - 51) \cdot 500000}{4198 \cdot (8 - 5) \cdot 970,175^2 \cdot 1,7}} = 1,1 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса считается по (6.12):

$$Re = \frac{\omega_2 \cdot d_3}{\nu_2} \quad (6.12)$$

Рассчитаем критерий Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{1,1 \cdot 0,0059}{3,55 \cdot 10^{-7}} = 18308,79$$

Уточним принятое значение коэффициента гидравлического сопротивления по формуле:

$$\xi_1 = 11,2 \cdot 18308,79^{-0,25} = 1,692$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Это достаточно близко к принятому $\zeta_2 = 1,7$.

Критерий Прандтля для средней температуры нагреваемой воды рассчитывается по формуле (6.13):

$$Pr_2 = \frac{c_2 \cdot \nu_2 \cdot \rho_2}{\lambda_2} \quad (6.13)$$

Рассчитаем критерий Прандтля для средней температуры нагреваемой воды по формуле:

$$Pr_2 = \frac{4198 \cdot 3,55 \cdot 10^{-7} \cdot 970,175}{0,6755} = 2,142$$

Критерий Нуссельта для нагреваемой воды рассчитывается по формуле (6.14):

$$Nu_2 = 0,1 \cdot Re_2^{0,7} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm}}\right)^{0,25} \quad (6.14)$$

Рассчитаем критерий Нуссельта для нагреваемой воды по формуле:

$$Nu_2 = 0,1 \cdot 18308,79^{0,7} \cdot 2,142^{0,43} \cdot \left(\frac{2,142}{1,883}\right)^{0,25} = 102,075$$

Уточненный коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой воде по критерию Нуссельта рассчитывается по формуле (6.15):

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_3} \quad (6.15)$$

Рассчитаем уточненный критерий теплоотдачи от стенки к нагреваемой воде по критерию Нуссельта по формуле:

$$\alpha_2 = \frac{102,075 \cdot 0,6755}{0,0059} = 11708,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Погрешность с принятым значением:

$$\Delta = \frac{11708,5 - 11184,27}{11708,5} \cdot 100 = 4,5\%$$

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значение достаточно близко к принятому $\alpha_2=11184,27$ Вт/(м²·К).

Термическое сопротивление стенки пластины и загрязнений на ней [33, табл.5]:

Термическое сопротивление загрязнений на стенке со стороны воды рассчитывается по формуле (6.16):

$$\frac{\delta_1}{\lambda_1} = \frac{\delta_2}{\lambda_2} \quad (6.16)$$

Рассчитаем термическое сопротивление загрязнений на стенке со стороны воды по формуле:

$$\frac{\delta_2}{\lambda_2} = 0,00023 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}$$

$$\frac{\delta_1}{\lambda_1} = 0,00016 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}$$

Термическое сопротивление стенки из стали рассчитаем по формуле (6.17):

$$\frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} = 0,000063 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \quad (6.17)$$

Коэффициент теплопередачи рассчитывается по формуле (6.18):

$$k = \frac{l}{\frac{l}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{l}{\alpha_2}} \quad (6.18)$$

Рассчитаем коэффициент теплопередачи по формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{11184,27} + 0,00016 + 0,000063 + 0,00023 + \frac{1}{15808,5}} = 1666,7 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Общая поверхность теплопередачи по формуле (6.19):

$$F_a = \frac{Q}{k \cdot \Delta t} \quad (6.19)$$

Рассчитаем поверхность теплопередачи теплообменника по формуле:

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_a = \frac{0,185 \cdot 10^6}{1666,7 \cdot (51 - 8)} = 2,7 \text{ м}^2$$

В соответствии с расчетом необходимая поверхность теплообмена составила 2,7 м².

Предполагается установка паяного пластинчатых теплообменника типа SL70 производителя ЗАО «Ридан» [53], характеристики данного теплообменника сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Характеристики теплообменного аппарата SL70

Параметры	Значение
Чистота сред	Чистая вода
Площадь теплопередачи, м ²	2,79
Диаметр присоединения, мм	25
Высота, мм	498
Общее количество пластин, шт.	20
Ширина, мм	117
Толщина, мм	105

Рассмотрим рабочие параметры котельного агрегата ICI «SIXEN-1000». Характеристики котлоагрегата приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Характеристики котельного агрегата ICI «Sixen – 1000»

Параметры	Значение
Температура газов за котлов, °С	227,00
Коэффициент избытка воздуха	1,1
Мощность, кВт	681,00

Характеристики сжигаемого топлива приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Характеристика топлива (природный газ)

Параметры	Обозначение	Значение
1	2	3
Низшая теплотворная способность, кДж/м ³	Q_H^P	36694
Плотность топлива, кг/м ³	ρ_2^C	0,758

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3
Теоретически необходимый объем воздуха для горения 1 м ³ топлива, нм ³ /нм ³	$V_{\text{в}}^0$	9,74
Объем азота в продуктах сгорания топлива, нм ³ /нм ³	$V_{N_2}^0$	7,704
Объем трехатомных газов в продуктах сгорания топлива, нм ³ /нм ³	V_{RO_2}	1,038
Теоретический объем водяных паров в продуктах сгорания топлива, нм ³ /нм ³	$V_{H_2O}^0$	2,19
Влагосодержание воздуха подаваемого на горение, кг/м ³	d_2	0,01

Из характеристик работы котельного агрегата видно, что температура уходящих дымовых газов достаточно высокая $T = 227 \text{ }^\circ\text{C}$.

Теплота уходящих дымовых газов имеет высокий потенциал для полезного использования в тепловой схеме. В данный момент уходящие дымовые газы никак не используются и выбрасываются в атмосферу, что сказывается не только на расход топлива паровыми котлами, но и оказывает неблагоприятное воздействие на атмосферу.

Для утилизации и использования теплоты уходящих дымовых газов в проекте предлагается использовать КТАН – контактный аппарат с активной насадкой, в котором будет нагреваться питательная вода перед подачей в деаэратор. Из-за соображений уменьшения капитальных затрат на модернизацию котельной, предлагается установить КТАН за котлом №1. Активную насадку предлагается установить по схеме, которая приведена на рисунке 6.1

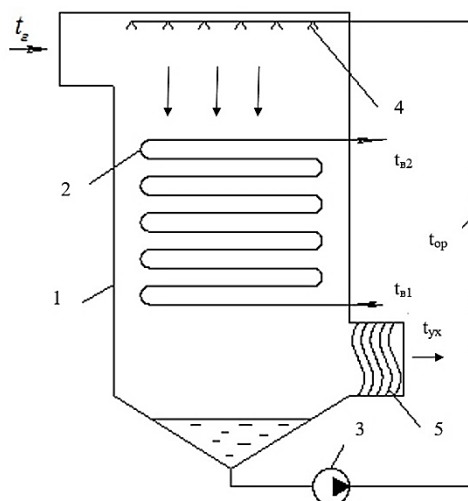


Рисунок 6.1 – Схема утилизации уходящих дымовых газов:
 1 – корпус; 2 – теплообменная поверхность; 3 – циркуляционный насос;
 4 – распылитель; 5 – каплеуловитель

Для реализации проекта по утилизации теплоты уходящих дымовых газов проведем расчеты.

Характеристика нагреваемой воды в КТАНе приведена в таблице 6.4

Таблица 6.4 – Характеристики нагреваемой воды в КТАНе

Параметры:	Обозначение	Значение
Температура воды на входе в КТАН, °С	$t_{в1}$	10
Температура воды на выходе из КТАНа, °С	$t_{в2}$	40

Объем водяных паров в дымовых газах на 1 м^3 топлива при влагосодержании воздуха $d_b = 0,01 \text{ кг/м}^3$ (6.20):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (6.20)$$

$$V_{H_2O} = 2,19 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,74 = 2,2 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Объем дымовых газов на 1 м^3 топлива (6.21):

$$V_2 = V^0 \cdot (\alpha - 1) + V_{H_2O} + V_{RO_2} + V_{N_2} \quad (6.21)$$

$$V_2 = 9,74 \cdot (1,1 - 1) + 2,2 + 1,038 + 7,704 = 11,916 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Массовый расход сухих дымовых газов на 1 м^3 топлива (6.22):

$$G_2^c = V_{RO_2} \cdot \rho_{RO_2} + V_{N_2} \cdot \rho_{N_2} + V_O \cdot \rho_O \cdot (\alpha - 1) \quad (6.22)$$

где $\rho_{RO_2} = 1,96 \text{ кг/м}^3$ – плотность трехатомного газа;

$\rho_{N_2} = 1,25 \text{ кг/м}^3$ – плотность азота;

$\rho_O = 1,29 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха.

$$G_2^c = 1,038 \cdot 1,96 + 7,704 \cdot 1,25 + 9,74 \cdot 1,29 \cdot (1,1 - 1) = 12,9 \text{ кг/м}^3$$

Массовый расход влажных дымовых газов на 1 м^3 топлива (6.23):

$$G_2 = \rho_2^c + V_O \cdot \rho_O \cdot \alpha \quad (6.23)$$

$$G_2 = 0,758 + 9,74 \cdot 1,29 \cdot 1,1 = 14,58 \text{ кг/м}^3$$

Влагосодержание дымовых газов на входе в КТАН (6.24):

$$d' = \frac{G_2 - G_2^c}{G_2^c} \quad (6.24)$$

$$d' = \frac{14,58 - 12,9}{12,9} = 0,115 \text{ кг/м}^3$$

Энтальпия дымовых газов на входе в КТАН (6.25):

$$I' = C_{сз} \cdot t_2' + d' \cdot (C_n \cdot t_2' + r) \quad (6.25)$$

где $C_{сз}$ – теплоемкость сухих газов, принимаем $C_{сз} = 1 \text{ кДж/кг} \cdot ^\circ\text{С}$;

C_n – теплоемкость пара, принимаем $C_n = 1,97 \text{ кДж/кг} \cdot ^\circ\text{С}$;

r – внутренняя теплота парообразования, принимаем $r = 2491 \text{ кДж/кг}$.

$$I' = 1 \cdot 227 + 0,115 \cdot (1,98 \cdot 227 + 2491) = 565,15 \text{ кДж/м}^3$$

6.1 Теплобалансовый расчет КТАНа

Исходные данные для теплобалансового расчета приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Исходные данные для теплобалансового расчета

Параметры	Обозначение	Значение
Температура дымовых газов на выходе из КТАНа (принимаем), $^\circ\text{С}$	t_2''	60
Коэффициент обвода дымовых газов помимо КТАНа	$\eta_{об}$	0,9
Энтальпия дымовых газов на выходе из КТАНа, кДж/кг	I''	904,8
Влагосодержание дымовых газов на выходе из КТАНа, кг/м^3	d''	0,44

Теплопроизводительность КТАНа со стороны дымовых газов (6.26):

$$Q_{кт} = G_2^c \cdot \Delta I \cdot B \cdot \eta_{об}, \quad (6.26)$$

где $B = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход топлива на котел без установки КТАНа.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{кт} = 12,9 \cdot (1905 - 904,8) \cdot 0,02 \cdot 0,9 = 232 \text{ кВт}$$

Расход воды подаваемый подаваемой на котельную $G_в = 0,684 \text{ кг/с}$.
Объемные расход газов в активной насадке КТАНа (6.27):

$$V = V_2 \cdot B \cdot \eta_{об} \cdot \frac{273 \cdot t_2^{cp}}{273}, \quad (6.27)$$

где t_2^{cp} – средняя температура дымовых газов в насадке, $^{\circ}\text{C}$.

$$V = 11,916 \cdot 0,02 \cdot 0,9 \cdot \frac{273 + 143}{273} = 0,33 \text{ м}^3/\text{с}$$

Скорость дымовых газов в активной насадке (6.28):

$$\omega_2 = \frac{V}{S_2^{np}}, \quad (6.28)$$

где $S_2^{np} = 0,0425$ – проходное сечение КТАНа.

$$\omega_2 = \frac{0,33}{0,0425} = 7,76 \text{ м/с}$$

Скорость нагреваемой в КТАНе воды (6.29):

$$\omega_в = \frac{G_в}{S_в^{np} \cdot \rho_в}, \quad (6.29)$$

где $S_в^{np} = 0,00055$ – проходное сечение активной насадки по нагреваемой воде.

$$\omega_в = \frac{0,684}{0,00055 \cdot 1000} = 1,2 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплоотдачи от дымовых газов к КТАН (6.30):

$$\alpha_2 = 110 \cdot \omega_2^{0,8} \cdot \omega_в^{0,2}, \quad (6.30)$$

$$\alpha_2 = 110 \cdot 7,76^{0,8} \cdot 1,2^{0,2} = 581,7 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи от трубок насадки к нагреваемой воде (6.31):

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_g = (1400 + 18 \cdot t_g^{cp} - 0,035 \cdot t_g^{cp2}) \frac{\omega_g^{0,2}}{d_g^{0,2}} \quad (6.31)$$

$$\alpha_g = (1400 + 18 \cdot 35 - 0,035 \cdot 35^2) \frac{1,2^{0,2}}{0,014^{0,2}} = 1926,6 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°С}$$

Коэффициент теплопередачи (6.32):

$$k = \frac{C}{\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_g}}, \quad (6.32)$$

где $C = 0,9$ – коэффициент, учитывающий наружные и внутренние загрязнения;

$\delta = 0,002$ м – толщина стенки трубки;

$\lambda = 45$ Вт/м·°С – теплопроводность трубки.

$$k = \frac{0,9}{\frac{1}{581,7} + \frac{0,002}{45} + \frac{1}{1926,6}} = 435 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°С}$$

Среднелогарифмический температурный напор (6.33):

$$\Delta t_L = \frac{(t_2' - t_g'') - (t_2'' - t_g')}{\ln \frac{(t_2' - t_g'')}{(t_2'' - t_g')}} \quad (6.33)$$

$$\Delta t_L = \frac{(227 - 40) - (60 - 10)}{\ln \frac{(227 - 40)}{(60 - 10)}} = 104 \text{ °С}$$

Требуемая поверхность нагрева активной насадки КТАНа (6.34):

$$F = \frac{Q_{km}}{k \cdot \Delta t_L} \quad (6.34)$$

$$F = \frac{232 \cdot 10^3}{435 \cdot 104} = 5,13 \text{ м}^2$$

Полученную поверхность сравниваем с поверхностью КТАНа (6.35):

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$\frac{F - F_{кт}}{F_{кт}} \leq 0,05, \quad (6.35)$$

$$\frac{5,13 - 5,57}{5,57} = 0,08 \leq 0,1.$$

Следовательно, расчеты проведены верно. Теплопроизводительность расчетная КТана – 0,05 УГ. $Q_{кт} = 0,232$ МВт, а дымовые газы охладятся с $t_2' = 227$ до $t_2'' = 70$, температура питательной воды с 10 °С поднимется до 40 °С.

6.2 Расчет экономии топлива после установки КТАН

Тепловой баланс составляем в расчет на 1 м^3 располагаемой теплоты Q_p^p . Считая, что предварительный подогрев воздуха и топлива за счет внешнего источника отсутствует.

Располагаемое тепло топлива (6.36):

$$Q_p^p = Q_H^p \frac{F - F_{кт}}{F_{кт}} \leq 0,05, \quad (6.36)$$

$$Q_p^p = 36694 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла от химического недожога $q_3 = 0,5$.

Потери тепла от механического недожога $q_4 = 0$.

Температура уходящих газов после установки КТАН: $t_{yx} = 60$ °С.

Энтальпия уходящих газов (из диаграммы «энтальпия – температура» α_{yx} – коэффициент избытка воздуха для последней поверхности нагрева, в нашем случае $\alpha_{yx} = \alpha_{кн}$):

$$I_{yx} = 904,8 \text{ кДж/м}^3$$

Температура холодного воздуха:

$$t_{xв} = 18 \text{ °С.}$$

Энтальпия холодного воздуха (6.37):

$$I_{xв} = C_{xв} \cdot t_{xв}, \quad (6.37)$$

где $C_{xв} = 1,005 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$ – теплоемкость холодного воздуха.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$I_{xв} = 18 \cdot 1,005 = 18,09 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла с уходящими газами (6.38):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{xв})(100 - q_4)}{Q_P^P}, \quad (6.38)$$

$$q_2 = \frac{(904,8 - 18,09)(100 - 0)}{36694} = 2,5\%.$$

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

Потери тепла с физическим теплом шлаков: $q_6^{шл} = 0$.

Сумма потерь тепла (6.39):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 \quad (6.39)$$

$$\sum q_i = 2,5 + 0,5 + 0,5 = 3,5\%.$$

Коэффициент полезного действия котла (брутто) по формуле (6.40):

$$\eta^{BP} = 100 - \sum q_i \quad (6.40)$$

$$\eta^{BP} = 100 - 3,5 = 97,5\%.$$

Коэффициент сохранения тепла (6.41):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{BP} + q_5}, \quad (6.41)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{97,5 + 0,5} = 0,9949.$$

Энтальпия воды на входе в котельную из водопровода до модернизации тепловой схемы имеет температуру $t' = 5^\circ\text{C}$:

$$I' = 20,95 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия пара на выходе из котла при температуре $t'' = 190^\circ\text{C}$:

$$I'' = 2786,53 \text{ кДж/кг}.$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Полный расход топлива (6.42):

$$B = \frac{D(I'' - I_{нв}) + D_{нр}(I' - I_{нв})Q_{ка}}{Q_H^P \cdot \eta_{мг}^{бр}}, \quad (6.42)$$

$$B = \frac{0,55(2786,53 - 20,95) + 0,0165(807,52 - 20,95)}{36694 \cdot 0,89} = 0,048 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Проведем расчет расхода топлива после модернизации котельной.

Энтальпия воды на входе в котельную из водопровода после установки КТАН имеет температуре $t' = 40^\circ\text{C}$:

$$I'_в = 167,54 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия пара на выходе из котла при температуре $t'' = 190^\circ\text{C}$:

$$I'' = 2786,53 \text{ кДж/кг}.$$

Полный расход топлива:

$$B = \frac{0,55(2786,53 - 167,54) + 0,0165(807,52 - 167,54)}{36694 \cdot 0,975} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По результатам расчета видно, что расход газа станет меньше:

$$\Delta B = 0,048 - 0,04 = 0,008 \text{ м}^3/\text{с}.$$

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

7 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Проблема вредных выбросов, загрязнения воздуха и окружающей среды, в целом, очень остро стоит в г. Челябинске и Челябинской области. В связи с этим немаловажную роль нужно отводить мероприятиям по защите окружающей среды.

Объекты, которые являются крупнейшими источниками вредных выбросов только в г. Челябинске: ТЭС, ТЭЦ, ЧМК, ЧЭМК, в г. Южноуральске основной источник загрязнения – это Южноуральская ГРЭС, которая работает на угле. Кроме того, котельные – оказывают серьезное влияние на состояние воздушного бассейна в районе их расположения. В процессе полного сгорания топлива в дымовых газах образуются углекислый газ CO_2 , водяные пары H_2O , азот N_2 , окислы серы SO_2 (сернистый ангидрид), SO_3 (серный ангидрид) и зола. Из них к числу токсичных относятся окислы серы SO_2 и SO_3 и зола.

При неполном сгорании топлива в топках могут образовываться окись углерода CO , углеводороды CH_4 , C_2H_4 и другие, а также канцерогенные вещества [47]. Продукты неполного сгорания топлива являются вредными компонентами так же их наличие указывает на несовершенство использования оборудования и ухудшает показатели оборудования. Основные характеристики оборудования:

При расчете выбросов через дымовую трубу, определяющим значением является приземная концентрация вредных веществ, которая достигает своего максимального значения в летний период, поэтому расчет целесообразнее проводить именно для этого сезона. Для Южноуральска средняя температура самого жаркого месяца (июль) в полдень $t_n = 24,7 \text{ }^\circ\text{C}$ [18]. Из расчета котла: действительный объем продуктов сгорания при нормальных условиях $V_{\text{T}}^H = 11,73 \text{ м}^3/\text{м}^3$; расход топлива на котёл $B = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$.

Тип котельного агрегата: ICI – Sixen 1000

Теплопроизводительность: 0,681 МВт

Температура уходящих газов $t_{\text{yx}} = 227 \text{ }^\circ\text{C}$.

Топливо: природный газ (Бухара – Урал)

Характеристику топлива отразим в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Характеристика топлива

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	$Q_{\text{H}}^P, \text{ МДж}/\text{м}^3$
94,9 %	3,2 %	0,4%	0,1 %	0,1%	0,9 %	36,694

$$Q_{\text{H}}^P = 36694 \frac{\text{КДж}}{\text{м}^3}, \quad \rho = 0,758 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^3}.$$

Основным источником образования вредных веществ при работе котельной являются котлоагрегаты. При горении газа в атмосферу поступают следующие вредные вещества:

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

– окись углерода;

– окислы азота;

Все продукты неполного сгорания являются вредными (CO, CH₄, C₂H₆).

Выброс оксидов азота для котлов малой мощности (7.1):

$$M_{NO_2} = K_{NO_2} \cdot B \cdot Q_H^p \cdot (1 - \beta), \quad (7.1)$$

где $\beta=0$ – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$r=0$ – степень рециркуляции инертных газов в процентах расхода дутьевого воздуха;

K_{NO_2} – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на МДж теплоты;

Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания топлива.

$$M_{NO_2} = 0,09 \cdot 0,02 \cdot 36,694 \cdot 1 = 0,06 \text{ г/с,}$$

Расчетный объем продуктов сгорания считается по формуле (7.2) [37]:

$$V_p = \frac{P_{ny} \cdot V_z^H \cdot T_p}{P_p \cdot T_{ny}}, \quad (7.2)$$

где $P_{ny} = 760$ мм.рт.ст. — атмосферное давление при нормальных условиях;

$T_p = 227^\circ\text{C} = 500$ К — температура дымовых газов на выходе из котла;

$P_p = 740$ мм.рт.ст. — атмосферное давление;

$T_{ny} = 20^\circ\text{C} = 293$ К — температура при нормальных технических условиях

Рассчитаем объем продуктов сгорания по формуле:

$$V_p = \frac{760 \cdot 11,73 \cdot 500}{740 \cdot 293} = 20,56 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемный расход продуктов сгорания считается по формуле (7.3):

$$V = B \cdot V_p \quad (7.3)$$

Рассчитаем объем продуктов сгорания по формуле:

$$V = 0,04 \cdot 20,56 = 0,82 \text{ м}^3/\text{с}$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

7.1 Поверочный расчет дымовой трубы

Минимальная высота дымовой трубы рассчитывается из соображений рассеивания выбросов. Труба должна обеспечить такое рассеивание, при котором максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое не превышает значения максимально разовой ПДК вещества в атмосферном воздухе.

Высота дымовой трубы паровой котельной АО «Южноуральский завод «Кристалл» $H = 12$ м и диаметр $D = 377$ мм.

Максимальная приземная концентрация для зимы от источника составит, мг/м^3 , рассчитывается по формуле (7.4) [37]:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (7.4)$$

где ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

T_d – температура дымовых газов, $^{\circ}\text{C}$ $T_d = 227$ $^{\circ}\text{C}$ [53],

T_b – температура воздуха, $T_b = 24,7$ $^{\circ}\text{C}$ [18],

A – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной, для Южного Урала $A = 160$ [37];

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для газообразных примесей $F = 1$;

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

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха, $^{\circ}\text{C}$;

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой. Значения этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам [37]:

Значение коэффициента f (7.5):

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D_0}{h^2 \cdot \Delta T} \quad (7.5)$$

где D_0 – диаметр устья источника выброса, $D_0 = 377$ мм.;

ω_0 – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса, рассчитывается по формуле (7.6):

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_0^2} \quad (7.6)$$

Значение коэффициента v_m (7.7):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h}} \quad (7.7)$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$\omega_o = \frac{4 \cdot 0,82}{3,14 \cdot 0,377^2} = 7,35 \text{ м/с}$$

Тогда:

$$f = \frac{10^3 \cdot 7,35^2 \cdot 0,377}{12^2 \cdot 202,3} = 0,7$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,82 \cdot 202,3}{12}} = 1,56 \text{ м/с}$$

При $f < 100$, коэффициент m найдем по формуле (7.8):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \quad (7.8)$$

При $0,5 < v_m < 2$, коэффициент n найдем по формуле (7.9):

$$n = 0,532 \cdot v_m^2 - 2,13 \cdot v_m + 3,13 \quad (7.9)$$

$$n = 0,532 \cdot 1,56^2 - 2,13 \cdot 1,56 + 3,13 = 1,12$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,7} + 0,34\sqrt[3]{0,7}} = 0,95$$

$$C_m = \frac{160 \cdot (0,06 \cdot 2) \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1,12}{12^2 \cdot \sqrt[3]{0,82 \cdot 204,2}} = 0,026 \text{ мг/м}^3$$

Получаю $C_{NO_2} < ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$, следовательно, высота дымовой трубы удовлетворяет данным условиям и рассеивает выбросы до необходимой концентрации.

Проверим условие (7.10):

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \leq 1 \quad (7.10)$$

$$\frac{0,026}{0,085} = 0,3 \text{ мг/м}^3 \leq 1$$

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Таким образом, дымовая труба обеспечивает необходимое рассеивание NO_2 до необходимой концентрации. Стоит отметить, что расчет произведен без учета фоновой концентрации NO_2 .

В работе предусмотрен утилизатор уходящих дымовых газов КТАН, за котлом №1. Температура уходящих дымовых газов за КТАН $t_0 = 60$ °С. Проведем дополнительный с температурой уходящих дымовых газов $t_0 = 60$ °С.

$$f = \frac{10^3 \cdot 7.35^2 \cdot 0.377}{12^2 \cdot 37.2} = 3.8$$

$$v_m = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0.82 \cdot 37.2}{12}} = 0.89$$

При $0.5 < v_m < 2$, коэффициент n найдем по формуле (7.9):

$$n = 0.532 \cdot 0.89 - 2.13 \cdot 0.89 + 3.13 = 1.71$$

При $f < 100$, коэффициент m найдем по формуле (7.8):

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1\sqrt{3.8} + 0.34\sqrt[3]{3.8}} = 0.7$$

Тогда

$$C_m = \frac{160 \cdot (0.06 \cdot 2) \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 1.71}{12^2 \cdot \sqrt[3]{0.82 \cdot 37.2}} = 0.05 \text{ мг/м}^3$$

Получаю $C_{NO_2} < ПДК_{NO_2} = 0.085$ мг/м³, следовательно, высота дымовой трубы удовлетворяет данным условиям и рассеивает выбросы до необходимой концентрации.

Проверим условие (7.10):

$$\frac{0.05}{0.085} = 0.58 \text{ мг/м}^3 \leq 1$$

Таким образом, дымовая труба обеспечивает необходимое рассеивание NO_2 до необходимой концентрации даже при установке дополнительного оборудования - КТАН. Стоит отметить, что расчет произведен без учета фоновой концентрации NO_2 .

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

8 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе рассмотрен выбор основного, вспомогательного оборудования. Правильный выбор оборудования – важный этап в проектировании э, способствующий надежному и экономичному энергоснабжению потребителей.

8.1 Водяной подогреватель питательной воды

Для подбора теплообменника возьмем исходные данные из 4 главы.

W_p – расход воды после сепаратора, 0,015 кг/с,

$W_{св}$ – расход питательной воды, 0,684 кг/с,

Температура воды – 170 °С,

Температура питательной воды, 5 °С

Температура сырой воды на выходе из подогревателя $t_{св1} = 8$ °С.

При большой разнице температур, возникает серьезное температурное напряжение. Для надежной и устойчивой работы теплообменного оборудования при заданных температурах использовать разборные пластинчатые теплообменники не представляется возможным без специальных уплотнений, которые являются дорогостоящими. Экономически целесообразно выбрать к установке паяный пластинчатый теплообменник.

В промышленной паровой котельной АО «Южноуральский завод «Кристалл» ограниченное пространство, поэтому выбор к установке сводится к пластинчатым теплообменникам. Их компактный размер, высокая производительность, высокая надежность, гарантия производителя, дает несравнимые преимущества, в сравнении с другими видами теплообменных аппаратов.

Для надежной эксплуатации рекомендуется периодически проводить химическую чистку теплообменника.

Предполагается установка паяного пластинчатого теплообменника типа SL70 производителя ЗАО «Ридан» [53], характеристики данного теплообменника сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Характеристики теплообменного аппарата SL70

Параметры	Значение
Чистота сред	Чистая вода
Площадь теплопередачи, м ²	2,79
ДУ присоединения, мм	25
Высота, мм	498
Общее количество пластин, шт.	20
Ширина, мм	117
Толщина, мм	105

На рисунке 8.1 представлен вид теплообменника SL70.



Рисунок 8.1 – Паяный пластинчатый теплообменник Ридан SL23

8.2 Паровой подогреватель питательной воды

Для подбора теплообменника возьмем исходные данные из 4 главы.

$D_{св}$ – расход пара после сепаратора, 0,0016 кг/с,

$W_{св}$ – расход питательной воды, 0,684 кг/с,

Температура пара – 170 °С,

Температура питательной воды после водяного подогревателя, 8 °С

Температура воды на выходе из подогревателя $t_{хво} = 10$ °С

Учитывая агрессивность сред по перепаду температуры и давлению использовать разборный пластинчатый теплообменник не представляется возможным без использования дорогостоящих уплотнений. Экономически целесообразно выбрать к установке паяный пластинчатый теплообменник.

Предполагается установка паяного пластинчатого теплообменника типа SL23 производителя ЗАО «Ридан» [53], характеристики данного теплообменника сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Характеристики теплообменного аппарата SL23

Параметры	Значение
Чистота сред	Чистая вода
Площадь теплопередачи, м ²	1
ДУ присоединения, мм	20
Высота, мм	315
Общее количество пластин, шт.	30
Ширина, мм	76
Толщина, мм	30

На рисунке 8.2 представлен вид теплообменника SL23.



Рисунок 8.2 – Паяный пластинчатый теплообменник Ридан SL23

8.3 Сепаратор непрерывной продувки

Начальные параметры для подбора сепаратора непрерывной продувки берем из 4 главы.

Количество сепарированного пара $D_{сп} = 0,0016$ кг/с,

Расход воды из сепаратора $W_p = 0,015$ кг/с,

Температура продувки, $t = 170$ °С.

По заданным параметрам выбираем к установке сепаратор непрерывной продувки ДУ-450, характеристики сведены в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Характеристики сепаратора непрерывной продувки ДУ-450

Параметры	Значение
Давление рабочее, МПа	0,7
Температура рабочая не более, °С	180
Максимальная паропроизводительность, т/ч	0,7
Максимальный расход пароводяной смеси, т/ч	3,5
Общее количество пластин, шт.	30
Масса, кг	470

На рисунке 8.3 представлен вид сепаратора ДУ-450.



Рисунок 8.3 – Сепаратор непрерывной продувки ДУ-450

9 КИП И АВТОМАТИКА

Проектной документацией предусмотрена схема автоматизации, регламентирующая работу котельной в автоматическом режиме без присутствия постоянного обслуживающего персонала. Регулирование всех процессов котельной автоматизировано. Для формирования аварийных сигналов и текущих данных предусматривается передача сигналов на щит диспетчерской службы АО «Южноуральский завод «Кристалл», а также установка модема с возможностью передачи сигналов по средствам телефонной связи на мобильное устройство инженерам наладчикам ООО «Генерационное Оборудование – Инжиниринг», т.к. с этой организацией между АО «Южноуральский завод «Кристалл» заключен договор на постоянное диспетчерское сопровождение и сервисное обслуживание котельной.

Объем средств автоматизации соответствует требованиям:

- «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» (ПБ 10-574-03), зарегистрировано в Минюсте РФ 18.06.2003 г., постановление Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г.;
- СНиП II-35-76 «Котельные установки»;
- «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок», приказ Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115;
- «Правил безопасности систем газопотребления и газораспределения», – СНиП II-35-76 «Котельные установки»;
- Инструкции по контролю за содержанием окиси углерода в помещениях котельной РД-12-341-00;
- руководящими материалами фирмы «ICI» на котлоагрегаты;
- руководящими материалами фирмы «Энтророс» на деаэрактор;
- руководящими материалами фирмы «Ридан» на теплообменники;
- руководящими материалами фирмы «Cib Unigas» на горелки.

9.1 Теплотехнический контроль

Организация теплотехнического контроля и подбор КИП для него выполнены по следующим принципам:

- параметры, наблюдение за которыми необходимо для поддержания заданных режимов работы, контролируются показывающими приборами;
- контроль параметров, изменение которых может привести к возникновению нештатных ситуаций, в том числе аварийному состоянию, выполняется сигнализирующими приборами.

Автоматизированные котлоагрегаты ICI «Sixen – 1000» оснащены автоматизированными газовыми горелками «CIB Unigas» R65M-PR.S.RU.A.7.50., мощностью, комплектно с системами автоматики безопасности и регулирования. Установленная автоматика управляет запуском и работой горелки, осуществляет контроль параметров безопасности и своевременное отключение при возникновении неисправностей [31, 34], в том числе при:

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ				

- непроизвольном погасании пламени горелки;
- понижении давления топлива ниже номинального;
- понижении давления воздуха к горелке;
- негерметичности газового тракта;
- неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

При возобновлении электроснабжения автоматика производит запуск горелки с выполнением полной программы запуска.

В схему автоматики безопасности введены защиты котла при нарушении параметров [34]:

- повышении температуры воды на выходе из котла;
- повышении давления воды на выходе из котла;
- повышении давления газа перед горелкой;
- понижении давления воды в котле;
- прекращении циркуляции воды в котловом контуре.

Для измерения температуры, давления в трубопроводах используются преобразователи температуры и давления, которые в свою очередь, передают показания на контроллер. Далее прибор считывает, анализирует все параметры, приходящие на него и выдает исполнительные сигналы на соответствующие агрегаты.

В схеме котельной установлены:

- термопреобразователи сопротивления (НСХ) РТ100;
- преобразователи давления избыточные, типа СДВ, ПД;
- реле давления;
- манометры типа ТМ;
- термометры биметаллические, типа БТ;
- счетчик пара;
- одномерные кондуктометрические датчики уровня, стержень 1,95 м;
- детектор природного газа;
- детектор угарного газа.

Использование ТС допускается в нейтральных, а также агрессивных средах, по отношению к которым материалы, контактирующие с измеряемой средой, являются коррозионно- стойкими [52].

Термопреобразователи сопротивления соответствуют требованиям ТР ТС 012/2011. ТС с обозначением «Ех» имеют взрывозащищенное исполнение по ГОСТ 30852.0, ГОСТ 30852.1, ГОСТ 22782.3 и могут применяться во взрывоопасных зонах согласно требованиям главы 7.3 ПУЭ, ГОСТ 30852.13, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом, относящихся к категориям ПА, ПВ и ПС по ГОСТ 30852.11.

Термометры биметаллические БТ предназначены для измерения температуры жидкостей и газов в отопительных и санитарных установках, в системах кондиционирования и вентиляции, а также для измерения температуры сыпучих и вязких сред в пищевой промышленности. Интеллектуальные датчики давления предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал входных измеряемых величин: избыточно-

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

го давления; абсолютного давления; разности давлений; давления-разрежения; гидростатического давления (уровня) [52].

Манометры типа ТМ используются для измерения избыточного, вакууметрического давления неагрессивных к медным сплавам жидких и газообразных, не вязких и не кристаллизующихся сред с температурой до 150 °С. Корпус манометров в стандартном исполнении выполнен из стали, механизм — из латунного сплава. Принцип действия манометров основан на зависимости деформации чувствительного элемента от измеряемого давления. В качестве чувствительного элемента используется трубка Бурдона. Под воздействием измеряемого давления свободный конец трубки перемещается и с помощью специального механизма вращает стрелку манометра.

Контроль давления в котле обеспечивается 2-мя предохранительными клапанами, поставляемыми в комплекте с котлом.

Предусмотрена система автоматической продувки паровых котлов:

- верхняя продувка – по общему солесодержанию;
- нижняя продувка – по шламу.

Продувочные трубопроводы отводятся в дренажный колодец.

9.2 Автоматика и регулирование топливоснабжения

В котельной предусмотрен отсечной клапан на общем газопроводе, автоматически прекращающий подачу топлива горелкам котлов при возникновении в котельной:

- пожара,
- аварийной загазованности метаном воздуха котельной,
- аварийной загазованности оксидом углерода воздуха котельной,
- при отключении электроэнергии.

Для измерения предельно допустимой концентрации метана и угарного газа в помещении предусмотрены газоанализаторы [21].

Сигнализация срабатывает на двух порогах концентрации оксида углерода в рабочей зоне. Сигнализация первого уровня – при достижении концентрации СО в рабочей зоне 20 ± 5 мг/м³ (ПДК р.з.), в этом случае включается прерывистый звуковой сигнал. Сигнализация второго уровня – при достижении концентрации СО 100 ± 25 мг/м³ (5 ПДК р.з.), при этом включаются непрерывный световой и звуковой сигналы. Сигнализация по метану (СН₄) срабатывает на пороговом уровне 10% или 20% нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), нижнего предела взрываемости (НПВ). Контроль параметров осуществляется прибором Сигнал – 03, порог срабатывания соответствует нормам и для СО составляет 20 ± 5 мг/м³, для первого уровня срабатывания [26].

9.3 Водоснабжение

При проектировании водоснабжения котельных следует руководствоваться [20], СП 30.13330 и СП 31.13330.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подпиточная автоматизированная насосная станция – со встроенным регулятором давления обеспечивает подпитку котлового контура водой из бака при снижении давления в обратном трубопроводе сетевой воды.

Индикатор уровня воды в котле состоит из пары отсечных вентилях, соединенных со светоотражающим корпусом с призматическим стеклом. Это устройство соединяется с паровым генератором выше и ниже нормального уровня воды, а в нижней части устройство оснащено сливным вентилях для удаления отложений и поддержания стекла в чистом состоянии. С помощью данных вентилях можно регулярно проверять эффективность системы контроля уровня, следуя изложенным ниже инструкциям: - открыть на несколько секунд и закрыть сливной вентилях. Если уровень падает, а затем быстро возвращается к исходной отметке с большими колебаниями, это означает, что индикатор уровня работает нормально. Если же вода возвращается медленно или останавливается на уровне, отличном от исходного, то это означает, что один из гидравлических каналов засорен. Для определения того, какой из двух каналов засорен и для его очистки следует закрыть паровой вентилях, оставив открытым водный вентилях, затем открыть сливной вентилях, из него должна пойти вода, выводящая отложения, имеющиеся в канале. После этого водный вентилях закрывается и открывается паровой вентилях; в результате из сливного вентилях должен пойти пар. После закрытия сливного вентилях и открытия парового и водного вентилях уровень воды должен вернуться в исходное положение. Если этого не происходит, то следует прочистить соединительные патрубки между индикатором уровня и паровым генератором. Во время ввода в эксплуатацию следует убедиться, что отдушина и слив закрыты. Во время эксплуатации отсечные вентилях должны быть полностью открыты.

Вода подается в генератор с помощью электрического центробежного насоса. На входе насос не должен всасывать, а должен работать под напором, т.е. под давлением столба воды, создаваемого разностью между уровнем воды в баке хранения воды и насосом. Насос может обеспечить всасывание холодной воды из бака хранения холодной воды (5-6 м), но когда вода горячая насос не может всасывать ее и необходимо обеспечить подачу горячей воды в насос под определенным давлением. Высота, на которой должен быть установлен питательный бак, меняется в зависимости от температуры воды.

Зависимость гидравлического напора от температуры питательной воды показана в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Зависимость гидравлического напора от температуры питательной воды

Температура питательной воды, °С	Гидравлический напор на всасывании, м
60	1
70	2
80	3
90	4,5

В баке запаса воды установлен сигнализатор уровня «Овен-ДС.П» (рисунок 9.1).

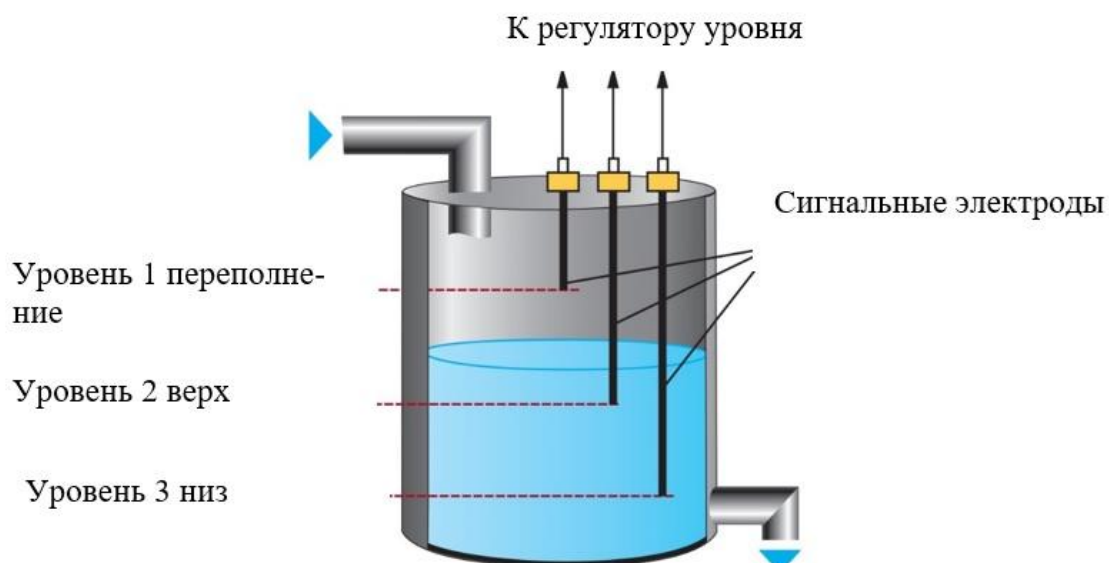


Рисунок 9.1 – Принцип действия сигнализатора уровня «Овен-ДС.П»

Принцип действия кондуктометрического датчика основан на разнице между электропроводностью воздуха и жидкости. Эта разница фиксируется двумя электродами: сигнальным, установленным на необходимом уровне, и общим. Когда поверхность жидкости соприкасается с сигнальным электродом, происходит замыкание между двумя электродами.

Кондуктометрические датчики применяются для измерения уровня как в металлических, так и неметаллических резервуарах.

В металлических резервуарах количество применяемых для измерения сигнальных электродов соответствует числу измеряемых уровней, а общим электродом служит стенка резервуара. В этом случае потребителю следует приобрести один или несколько датчиков (в зависимости от количества сигнализируемых уровней) с электродами соответствующей длины.

В неметаллических резервуарах количество используемых датчиков должно быть на один больше, чем число сигнализируемых уровней, поскольку один из них служит в качестве общего электрода. Его длина должна быть максимальной по отношению к длине электродов других датчиков [36].

Для контроля давления в обоих контурах системы установлены преобразователи давления и манометры. Для блокировки включения горелок при отсутствии воды во внутреннем котловом контуре установлен датчик давления.

Сигнализация на уровне воды в баке выполнена с помощью прибора САУ 6М. При достижении верхнего уровня в баке происходит закрытие клапана на подающем трубопроводе. При понижении уровня клапан открывается.

При минимальном уровне контроллер дает сигнал на открытие клапана. При максимальном уровне контроллер дает сигнал на закрытие клапана.

9.4 Насосы

В комплекте с котлоагрегатами установлены насосы фирмы «Grundfos» серии Grundfos CR 3-23K, [53].

На питательной линии установлены повысительные насосы AquaJet 132M фирмы «DAB».

Управление насосами и выключение при «сухом ходе» происходит с помощью контроллера. На контроллер поступает информация об управляющих и аварийных сигналах. В зависимости от режима работы контроллер подает электрический определенный сигнал на оборудование и насос выходит на мощностной режим работы, который выдал контроллер.

При возникновении нештатной или аварийной ситуации и выхода из строя основного насоса в автоматическом режиме включается резервный насос.

9.5 Сигнализация

Технологическая сигнализация служит для фиксирования аварийного состояния котельной, выдачи сигналов вызвавших нештатную ситуацию в виде световой и звуковой сигнализации и передачи аварийного состояния котельной на удаленную диспетчеризацию. Что в полной мере соответствует СП 41-104-200.

Аварийная и предупредительная сигнализация в котельной выполнена на местном щите автоматизации, в блоке котловой автоматики и на щите диспетчера.

На щит автоматизации и сигнализации котельной выводятся сигналы:

- о наличии напряжения в схемах сигнализации и управления главным отсекающим клапаном;
- об аварийном срабатывании отсечного клапана;
- о пожаре в котельном зале;
- о несанкционированном входе в котельный зал;
- аварийной концентрации окиси углерода и метана в котельном зале;
- общий сигнал аварии в котельном зале;
- об аварии приточной вентиляции;
- об аварии насосов;
- об аварии котлоагрегатов.

Щит диспетчера установлен в комнате охраны. Для подачи звукового сигнала предусмотрен звонок. Звуковой сигнал снимается оператором, а световой горит до устранения причины аварийной ситуации.

На щите диспетчера отражается информация:

- о пожаре в котельной;
- аварийной концентрации метана воздуха котельной;
- аварийной концентрации оксида углерода воздуха котельной;
- об аварийном срабатывании отсечного клапана;
- общий сигнал аварии в котельном зале;
- о несанкционированном входе в котельную.

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ				

9.6 Учёт

Для технического учёта расхода отпускаемого пара предусмотрена установка счетчики пара «ТИРЭС-50» Метран-400, контролирующие выработку пара каждым котлом.

Для коммерческого учета расхода газа предусмотрен измерительный комплекс с расходомером и вычислителем .

Все приборы и материалы должны быть сертифицированы. В данном проекте все используемое оборудование, приборы и материалы имеют сертификаты соответствия и разрешение Ростехнадзора России.

Установка местных приборов отечественного производства и устройств должна производиться по типовым конструкциям, разработанным Главмонтажавтоматикой.

Все приборы перед установкой должны пройти проверку на точность измерения. Места установки приборов выбраны с учетом требований к удобству обслуживания прибора или отборного устройства.

Включение в работу, эксплуатацию и обслуживание аппаратуры контроля и регулирования необходимо производить в строгом соответствии с инструкциями заводов-изготовителей этой аппаратуры.

Щиты и приборы, к которым подводится электрический ток, должны быть надежно заземлены.

Все контроллеры, установленные по месту, для конкретного оборудования подключены к центральному контроллеру. Это обеспечивает дублирование исполнительных приборов, что обеспечивает более надежную работу автоматики. Спецификация оборудования КИПиА представлена в приложении Б.1.

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Объектом модернизации является паровая котельная предприятия АО «Южноуральский завод «Кристалл» в городе Южноуральске.

В существующей котельной находится два котла общей паропроизводительностью 2 т/ч, насосы, водоподготовительное оборудование, деаэратор, теплообменное оборудование, сепаратор непрерывной продувки.

Проектной документацией предусмотрена полная автоматизация котельной в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Ежедневно котельную должен осматривать оператор-обходчик. Для предупреждения травмирования обслуживающего персонала в результате воздействия опасных производственных факторов существует техника безопасности.

На основании п. 1 приложения 1 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ подводящий газопровод среднего давления 0,6 МПа и котельная относятся к категории опасных производственных объектов. Согласно п. 4 приложения 2 116-ФЗ – данный объект относится к III классу опасности.

10.1 Опасные производственные факторы

Это факторы, воздействие которых на работающего в определенных условиях могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

К их числу относятся, например, такие: повышенное скольжение (вследствие увлажнения, замасливания или обледенения поверхностей); электрический ток, замыкание которого может пройти через тело человека; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности оборудования, инструмента [28]; ожоги о поверхности нагрева; ядовитые химические вещества, входящие в состав спецжидкостей и попадание в организм человека.

Действующими нормативными документами, регламентирующими метеорологические условия, является СанПин 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». По правилам оптимальная температура рабочей зоны при холодном периоде года составляет 20-24 °С и влажность 40-60%, а допустимая температура 20-24 °С; влажность 15-75%. Максимальные значения теплового потока от облучаемой поверхности тела должны соответствовать ГОСТ 12.0.003 – 74 (таблица 10.1) [28].

Таблица 10.1 – Максимальное значение теплового потока от облучаемой поверхности тела

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

Все технологическое оборудование имеют технические паспорта и сертифицированы в соответствии с требованиями промышленной безопасности в установленном Законодательном порядке. Все химические вещества, используемые в системе водоподготовки, имеют санитарно-гигиенические сертификаты Госсанэпиднадзора Минздрава России и выпускаются по техническим условиям, утвержденным Министерством промышленности России [1].

10.2 Безопасность при эксплуатации теплоэнергетического оборудования

Во избежание травматизма в котельной при осмотре или обслуживанию запрещается [28]:

- опираться и становиться на оградительные барьеры площадок, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним;
- эксплуатировать тепловые энергоустановки с неисправными или отключенными устройствами аварийного отключения, блокировок, защиты и сигнализации, а также с не огражденными вращающимися частями;
- чистить, протирать и смазывать вращающиеся или движущиеся части механизмов;
- останавливать вручную вращающиеся и движущиеся механизмы;
- пользоваться неисправным инструментом;
- применять для промывки тепловых энергоустановок и обезжиривания деталей горючие и легковоспламеняющиеся жидкости (бензин, бензол, ацетон, керосин), а также трихлорэтилен, дихлорэтан и другие углеводороды;
- наступать на оборванные, свешивающиеся или лежащие на земле или на полу электрические провода, а также на обрывки проволоки, веревки, тросы, соприкасающиеся с этими проводами, или прикасаться к ним.

Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию, сохранность и безопасность обслуживающего персонала. В первую очередь технологическое оборудование и трубопроводы, принятые при проектировании должны удовлетворять требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности при эксплуатации при заданных параметрах и климатических условиях. Безопасность и надежность эксплуатации котельной в пределах нормативного срока эксплуатации, обеспечивается за счет выполнения следующих мероприятий [14]:

- в здании котельной предусмотрено рабочее и аварийное освещение, а также постоянно действующая вентиляция;
- размещение оборудования, газопроводов, арматуры и приборов обеспечивает их удобное обслуживание и ремонт;
- для снижения напряжения прикосновения при различных замыканиях применяют защитное заземление.

При эксплуатации необходимо организовать производственный контроль за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией оборудования, тепловой изо-

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

ляцией, устройствами заземления, инструментом, приспособлениями, а также за наличием предохранительных устройств, наличием и выдачей средств индивидуальной защиты, обеспечивающих безопасные условия труда.

На безопасность производственных процессов также влияют правильная установка, их доступность в обслуживании и снятия показаний измерительные приборы, такие как термометры и манометры. По которым можно предупредить аварийную ситуацию, а также возможные травмы персоналу. Установленные на тепловых энергоустановках манометры, термометры должны поверяться не реже одного раза в 12 месяцев.

На манометр должен наноситься штамп или клеймо с отметкой о проведении поверки. На шкалу манометра должна наноситься красная черта, соответствующая предельному рабочему давлению. Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометра пластину (из металла или иного материала достаточной прочности), окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу.

Не допускается эксплуатировать тепловые энергоустановки, если:

- манометр не опломбирован;
- истек срок поверки манометра и термометра;
- стрелка манометра (термометра) при его отключении не возвращается к нулевой отметке;
- разбито стекло или имеются другие повреждения, которые могут отразиться на правильности показаний приборов.

Для безопасной эксплуатации котельной необходимо разработать: инструкции по охране труда для обслуживающего персонала и инженерно-технических работников на основании действующих типовых инструкций и действующей нормативно-технической документации, инструкций заводов изготовителей эксплуатируемого оборудования, а также разработать план ликвидации аварий, пожаров и действия персонала в аварийных ситуациях.

10.3 Предупреждение аварий и локализации их последствий

Локализация и ликвидация аварийных ситуаций в газовом хозяйстве должна осуществляться согласно «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» (ПББ 12-529-03) [5] через единую аварийно-диспетчерскую службу (АДС) с городским телефоном 04 и их филиалы с круглосуточной работой, включая выходные и праздничные дни, а также согласно мероприятиям, разработанным совместно с местным управлением ГО и ЧС.

Численность и материально-техническое оснащение АДС определяется типовыми нормами. Место дислокации АДС определяется зоной обслуживания и объемом работ с учётом обеспечения прибытия бригады АДС к месту аварии за 40 минут. Все аварийные сигналы приходят на диспетчерский пункт управления.

Поврежденные сварные стыки (разрывы и трещины), а также механические повреждения тела стальной трубы (пробоины, вмятины) должны ремонтироваться врезкой катушек или установкой лепестковых муфт.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ				

При эксплуатации котлов возможны следующие аварийные ситуации:

- пожар, взрыв котла трубопроводов газа или других агрегатов котельной;
- короткое замыкание электропроводки, или в других агрегатах котельной;
- прекращение подачи воды или электроэнергии;
- стихийные бедствия и другие случаи, не связанные с работой котла.

Во всех случаях необходимо произвести экстренную остановку котла. Отключить электропитание. Перекрыть подачу газа. Перекрыть соответствующие вентили паропроводов и трубопроводов горячей воды.

В случае пожара вызвать пожарную команду и использовать первичные средства пожаротушения для локализации пожара. При пожаре включается автоматическая система пожаротушения. Эвакуировать в безопасное место персонал. Оказать необходимую медицинскую помощь пострадавшим. Вызвать скорую помощь. Доложить о случившемся руководителю участка, цеха. Необходимо сообщить о случившемся диспетчеру газовой службы. Ликвидировать последствия аварии и производить последующий пуск котла в работу можно только по письменному распоряжению начальника цеха (по наряду-допуску).

Необходимо иметь в виду, что сигнальные цвета и знаки безопасности служат только для привлечения внимания к опасности и не заменяют технических средств безопасности, предусмотренных правилами техники безопасности.

ГОСТ 12.4.026 – «Цвета сигнальные и знаки безопасности для промышленных предприятий» устанавливает следующие сигнальные цвета: красный – «Стоп», «Запрещение», «Явная опасность» — для кнопок и рычагов выключения, аварийных кнопок и др.; желтый – «Внимание», «Предупреждение о возможной опасности» – для элементов строительных конструкций (низкие балки, выступы) и др.; зеленый – «Безопасность», «Разрешение» – для сигнальных ламп, извещающих о нормальном режиме работы машин и др.; синий – «Информация» – для элементов производственно-технической информации и др.

Знаки безопасности применяются как в виде самостоятельной системы, так и в сочетании с предохранительными устройствами. Сигнальные аппараты устанавливаются в удобном для наблюдения месте или выносятся на пульт управления. Из знаков безопасности применяют следующие: запрещающие (запрещение курения, пользования открытым огнем и др.), предупреждающие (предупреждение о возможном взрыве, воздействии ядовитых веществ и др.); предписывающие (разрешение действий только при соблюдении конкретных требований техники безопасности и др.); указательные (указание зон безопасности, аварийных выходов и др.). При возникновении аварийной ситуации через GSM модуль сигнал передается на диспетчерский пункт управления ООО «ТЭСиС». Оператор принимает сигнал и принимает решение по дальнейшим действиям.

10.4 Электробезопасность

В отношении опасности поражения людей электрическим током помещение котельной относится к особо опасным [11]. Такими защитными приспособлениями, дополняющими стационарные конструктивные защитные устройства энерго-

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ					

установок, являются защитные средства – переносные приборы и приспособления, служащие для защиты персонала, работающего в электроустановках, от поражения током, от воздействия электрической дуги и продуктов горения.

Защитные средства условно делятся на три группы: изолирующие, ограждающие и вспомогательные.

Изолирующие защитные средства делятся на основные и дополнительные.

Основные изолирующие защитные средства способны длительное время выдерживать рабочее напряжение электроустановки и поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением, и работать да них. К таким средствам относятся: в электроустановках напряжением до 1000 В – диэлектрические резиновые перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и токоискатели; в электроустановках напряжением выше 1000 В – изолирующие штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи, а также указатели высокого напряжения.

Дополнительные изолирующие защитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и поэтому не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, вместе с которыми они должны применяться. К дополнительным изолирующим защитным средствам относятся: в электроустановках напряжением до 1000 В – диэлектрические галоши, коврики и изолирующие подставки; в электроустановках напряжением выше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты, коврики и изолирующие подставки.

Изолирующие клещи применяют при обслуживании находящихся под напряжением трубчатых предохранителей.

Токоизмерительные клещи являются переносными приборами, они служат для измерения тока, протекающего в проводе, кабеле и т. п.

Указатель высокого напряжения и токоискатели используют для проверки наличия или отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок напряжением выше 1000 В и до 1000 В соответственно.

Изолирующие подставки применяются в качестве изолирующего основания.

Монтерский инструмент с изолированными рукоятками применяется при работах под напряжением в электроустановках до 1000 В. Ограждающие защитные средства предназначены: для временного ограждения токоведущих частей (временные переносные ограждения – щиты, ограждения клетки, изолирующие накладки, изолирующие колпаки); для предупреждения ошибочных операций (предупредительные плакаты); для временного заземления отключенных токоведущих частей с целью устранения опасности поражения работающих током при случайном появлении напряжения (временные защитные заземления).

Исправность защитных средств должна проверяться осмотром перед каждым их применением, а также периодически через 6 – 12 месяцев.

Изолирующие защитные средства, а также накладки и колпаки периодически подвергаются электрическим испытаниям. В котельной применяют различные

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

электрические установки. Электроустановки эксплуатируются в помещении с большой влажностью и повышенной температурой воздуха.

Статистические данные показывают, что от 1 до 3 % от всех несчастных случаев приходится на поражения током. Причинами электротравм могут являться:

- случайное прикосновение или приближение к частям под напряжением;
- появления напряжения на металлических конструкциях из-за пробоя;
- ошибочные действия персонала;
- шаговые напряжения.

Для предотвращения поражения током на все электросиловое оборудование в котельной предусмотрено заземление.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования заземляются согласно ПУЭ [25].

Выполняется наружный контур заземления котельной из заглубленных горизонтальных и вертикальных заземлителей, контур заземления котлов водогрейных, контур заземления труб. Расчетное сопротивление заземляющего устройства котельной составляет 4 Ом, дымовой трубы 10 Ом. Расчет выполнен для грунта с удельным сопротивлением 130 Ом-м, после проверки при необходимости забить дополнительные электроды.

Выполняется внутренний контур заземления с использованием стальной полосы 40 x 6 мм проложенной по периметру машинного зала котельной. Все корпуса оборудования соединяются в внутреннем контуре котельной медным гибким заземляющим проводником сечением не менее 10 мм [25].

Выполняется основная система уравнивания потенциалов. ОСУП соединяет между собой следующие проводящие части:

- наружный и внутренний контуры заземления;
- РЕ- и PEN-проводники питающей и распределительной сети;
- металлические трубы коммуникаций на вводе в здание;
- конструкции для прокладки кабелей;
- токоотводы системы молниезащиты.

Согласно инструкции РД-34.21.122-87 здание подлежит устройству молниезащиты по III категории. В качестве молниеприемника для защиты от прямых ударов молнии использовать стальной пруток $d=16$ мм, установленный на дымовой трубе на высоте 4 м.

Над газовыми свечами находится в зоне защиты молниеприемника.

В качестве заземлителей от прямых ударов молнии использовать контур заземления дымовой трубы.

Для защиты от заноса высоких потенциалов трубопроводы на вводе в здание присоединяются к контуру заземления.

10.5 Пожаровзрывобезопасность

Основным топливом для котельной является природный газ, резервного и аварийного топлива не предусмотрено. Метан, являющийся основным компонентом в составе природного газа, является горючим газом, легче воздуха – плотность 0,7

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

кг/м³, имеет концентрационные пределы распространения пламени (нижний КПП и верхний КПП) 3,7÷17,8 % объема, температура самовоспламенения 537 °С.

Метан, как горючий газ, отнесен ко 2 классу опасных веществ, подкласс 2.3. По ГОСТ 19433-88 метан включен в разряд опасных веществ категории 231- горючих газов без дополнительного вида опасности.

В соответствии с «Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления» концентрация метана в воздухе производственных помещений, превышающая 20% от нижнего КПП, считается опасной концентрацией.

В соответствии с нормами пожарной безопасности «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [19], помещение котельной, где установлен котлы, и в котором горючий газ сжигается в качестве топлива, по взрывопожарной опасности относится к категории «Г». Степень огнестойкости здания котельной вторая.

Для того чтобы исключить пожары в котельной нужно соблюдать мероприятия по предупреждению пожара:

– территория, прилегающая к объекту, должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев, сухой травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить;

– дороги, проезды и подъезды к объекту, используемым для целей пожаротушения, должны быть всегда свободными для проезда пожарной техники, содержаться в исправном состоянии, а зимой быть очищенными от снега и льда;

– не разрешается курение на территории и в помещении, где находится газоиспользующее оборудование;

– территория, прилегающая к объекту должна иметь наружное освещение в темное время суток для быстрого нахождения пожарных гидрантов, наружных пожарных лестниц и мест размещения пожарного инвентаря, а также подъезда к входу в здание котельной. Места размещения (нахождения) средств пожарной безопасности;

– около оборудования, имеющего повышенную пожарную опасность, следует вывешивать стандартные таблички безопасности;

– противопожарные системы и установки котельной должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии. Система пожарной сигнализации срабатывает в автоматическом режиме, реагируя на показатели датчиков.

Система пожарной сигнализации предназначена для своевременного обнаружения возгорания или задымленности в помещении котельной [26].

Котельная работает в автоматическом режиме, соответственно, при возникновении пожара происходит автоматическое тушение.

Обнаружение пожара регистрируется тремя различными датчиками, которые дублируют друг друга и в случае выхода из строя одного из них система без изменений отреагирует на возникновение пожара.

В котельной установлены 3 типа датчиков пожарной охраны:

										Лист
										81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ					

- температурный;
- датчик задымленности;
- датчик пламени;

В случае срабатывания одного из датчиков информация приходит на контроллер, а контроллер в свою очередь, дает исполнительный сигнал на систему пожаротушения. Несколько типов датчиков обеспечивают надежность системы пожаротушения.

Оповещение о пожаре выполнено при помощи пьезоэлектрической сирены. Система охранно-пожарной сигнализации выполнена с применением прибора приемо-контрольного, устанавливаемого в помещении котельной. Сигналы «Пожар», «Тревога» передаются диспетчерский пульт управления ООО «ТЭСиС».

Питание охранно-пожарной сигнализации осуществляется от щитка аварийного освещения ЩАО1, который в свою очередь запитан от схемы АВР котельной.

В котельной существует сеть внутреннего противопожарного водопровода, подключена к хозяйственно питьевому водопроводу.

Также предусмотрено и стационарные огнетушители для малых нештатных ситуаций. В качестве огнетушащего вещества принята углекислота (двуокись углерода CO₂).

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Экономическо-управленческий раздел работы содержит две части: технико-экономическое обоснование и создание структуры реализации проекта модернизации промышленной паровой котельной г. Южноуральска.

11.1 Технико-экономический расчет

В технико-экономическом расчете сравниваются два варианта:

Первый вариант – модернизация тепловой схемы паровой котельной, путем использования тепловой энергии непрерывной продувки котельных агрегатов «Ici Sixen-1000» с расчетом и установкой сепаратора непрерывной продувки, водоводяного теплообменника и паро-водяного теплообменника для подогрева сырой питательной воды.

Второй вариант – работа котельной по существующей тепловой схеме, без использования полезной теплоты непрерывной продувки котельных агрегатов «Ici Sixen-1000» без установки дополнительного оборудования.

Исходными данными для работы служат расчеты, полученные в научно-исследовательской части работы.

11.1.1 Расчет срока окупаемости проекта

Для обоснования экономической целесообразности реализации проекта необходимо провести ряд расчетов и определить срок окупаемости данного проекта (11.1).

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta И}, \quad (11.1)$$

где K – капитальные затраты на реализацию проекта, включающие в себя: затраты на разработку проекта, стоимость оборудования, строительных материалов, расходы на транспорт оборудования, стоимость строительно-монтажных работ, тыс.руб.;

$\Delta И$ – экономия текущих затрат вследствие модернизации, тыс. руб./год.

Определяемый срок окупаемости должен быть меньше нормативного срока окупаемости, значение которого составляет 5 лет. В этом случае реализация проекта будет экономически эффективна.

11.1.2 Капитальные затраты на реализацию проекта (1 вариант)

Рассмотрим расчет капитальных затрат на модернизацию тепловой схемы паровой котельной, работающей на природном газе, АО «Южноуральский завод «Кристалл» в г. Южноуральск, Челябинской обл. ул. Береговая 2. [32]:

									Лист
									83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ				

Капитальные вложения для модернизации котельной рассчитаем по формуле (11.2):

$$\sum K = K_{\text{оборуд}} + K_{\text{трансп}} + K_{\text{монтаж}} + K_{\text{ПС}} \text{ тыс.руб.}, \quad (11.2)$$

где $K_{\text{оборуд}}$ – капитальные затраты на оборудование, тыс.руб.;

$K_{\text{трансп}}$ – капитальные затраты на транспортные расходы тыс.руб.;

$K_{\text{монтаж}}$ – капитальные затраты на строительно-монтажные работы, тыс.руб.;

$K_{\text{ПС}}$ – капитальные затраты на проектно-сметную документацию, тыс.руб.;

Смета затрат на оборудование представлена в таблице 11.1 [54].

Таблица 11.1 – Смета затрат на оборудование

Наименование затрат	Цена, тыс.руб.	Кол-во, шт.	Сумма, тыс.руб.
Сепаратор непрерывной продувки Ду 300 [53]	80,00	1	80,00
Водо-водяной теплообменник Ридан НН [54]	70,00	1	70,00
Паро-водяной теплообменник Ридан НН [54]	100,00	1	100,00
Запорно-регулирующая арматура [54]	–	–	70,00
Средства КИПиА [54]	–	–	25,00
Итого	–	–	345,00

Модернизация не предполагает демонтажа оборудования, поэтому, в смете затраты на демонтаж не отражены. Смета капитальных затрат на проект модернизации котельной представлена в таблице 11.2 [54].

Таблица 11.2 – Смета капитальных затрат на проект модернизации тепловой схемы котельной

Наименование затрат	Цена, тыс.руб.	Кол-во, шт.	Сумма, тыс.руб.
Стоимость оборудования	–	–	345,00
Транспортные расходы	–	–	20,00
Строительно-монтажные работы	–	–	40,00
Проектные работы	–	–	15,50
ИТОГО:	–	–	420,50

Посчитаем капитальные затраты:

$$\sum K = 345,0 + 20 + 40,0 + 15,5 = 420,50 \text{ тыс.руб.}$$

11.1.3 Расчет текущих затрат (1 вариант – модернизация тепловой схемы котельной)

После завершения работ по модернизации котельной начинается ее эксплуатация, которая требует ежегодных затрат топливно-энергетических, материальных и трудовых ресурсов.

Рассчитываются следующие статьи текущих затрат (11.3):

1) Топливо (природный газ):

$$I_m = w \cdot T, \quad (11.3)$$

где I_m – затраты на топливо, тыс.руб./год;

w – расход газа, тыс.м³/год;

T – тариф на газ руб./1000 м³ [58].

$$I_m = 2082,24 \cdot 4806,94 = 10009,20 \text{ тыс.руб./год};$$

Текущие затраты на воду посчитаем по формуле (11.3),

где I_e – затраты на воду, тыс.руб./год;

P – расход воды, тыс.м³/год;

T – тариф на воду руб./м³ [58].

$$I_e = 20736 \cdot 25,14 = 521,30 \text{ тыс.руб./год};$$

Содержание и эксплуатация котельной, включая ее текущий ремонт (1% от стоимости), рассчитаем амортизацию (11.4) оборудования (норма 10 %):

$$I_{сэ} = 0,01 \cdot C_{об} + 0,1 \cdot C_{об}, \quad (11.4)$$

где $I_{сэ}$ – текущие затраты на содержание и эксплуатацию, тыс. руб./год;

$C_{об}$ – стоимость оборудования, тыс. руб. По экспертной оценке предприятия ООО «Генерационное Оборудование – Инжиниринг» стоимость всего оборудования котельной 10000 тыс.руб. Стоимость нового оборудования отражена в таблице 10.1;

0,01 – 1% от стоимости оборудования на текущий ремонт;

0,1 – 10% от стоимости на амортизацию оборудования,

$$I_{сэ} = 0,01 \cdot (10000 + 345) + 0,1 \cdot (10000 + 345) = 1137,95 \text{ тыс.руб./год}.$$

Котельная работает в автоматическом режиме. Проектной документацией не предусмотрено наличие постоянного обслуживающего персонала, поэтому расходов на заработную плату сотрудников не будет.

Расчет текущих затрат после модернизации котельной сведен в таблицу 11.3.

							13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				85

Таблица 11.3 – Калькуляция текущих затрат котельной после модернизации

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
Затраты на топливо	тыс.руб./год	10009,20
Затраты на воду	тыс.руб./год	521,30
Содержание и эксплуатация котельной, включая ее текущий ремонт (1% от стоимости), амортизацию оборудования (норма 10 %)	тыс. руб./год	1137,95
Итого затрат:	тыс.руб./год	11668,45

Рассчитаем себестоимость 1 тонны пара:

Текущие затраты на топливо посчитаем по формуле:

$$I_m = 2082,24 \cdot 4806,94 = 10009,20 \text{ тыс.руб./год};$$

Текущие затраты на воду посчитаем по формуле:

$$I_e = 20736 \cdot 25,14 = 521,30 \text{ тыс.руб./год};$$

Содержание и эксплуатация котельной, включая ее текущий ремонт (1% от стоимости), амортизацию оборудования (норма 10 %) рассчитаем по формуле:

$$I_{cs} = 0,01 \cdot (10000 + 345) + 0,1 \cdot (10000 + 345) = 1137,95 \text{ тыс. руб./год};$$

Содержание и текущий ремонт здания котельной (0,25% от стоимости элементов строений и сооружений) рассчитаем по формуле (11.5):

$$I_{cp} = 0,0025 \cdot C_3, \quad (11.5)$$

где I_{cp} – затраты на содержание и текущий ремонт здания котельной, тыс.руб./год;

0,0025 – 0,25% от стоимости элементов строений и сооружений;

$C_3 = 3000$ тыс.руб. – стоимость здания котельной [34],

$$I_{cp} = 0,0025 \cdot 3000 = 7,50 \text{ тыс.руб./год.}$$

Себестоимость 1 тонны пара посчитаем по формуле (11.6)

$$C_n = \frac{I}{Q}, \quad (11.6)$$

где C_n – себестоимость 1 тонны пара, руб./т;

I – текущие затраты, тыс. руб./год;

Q – годовой расход пара, тонн/год [33],

$$C_n = \frac{11675900}{17280} = 675,70 \text{ руб./т.}$$

Расчет себестоимости 1 тонны пара представлен в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Себестоимость 1 тонны пара после модернизации

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
Затраты на топливо	тыс.руб./год	10009,20
Затраты на воду	тыс.руб./год	521,30
Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая его содержание и текущий ремонт (1% от стоимости), амортизацию оборудования (норма 10 %).	тыс. руб./год	1137,95
Содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (0,25% от стоимости элементов схемы)	тыс. руб./год	7,50
Итого затрат	тыс.руб./год	11675,90
Годовой расход пара [53]	т/год	17280,00
Себестоимость 1 тонны пара	руб./т	675,70

11.1.4 Расчет текущих затрат (2 вариант – Работа котельной по существующей тепловой схеме)

Проведен расчет текущих затрат при работе котельной по существующей тепловой схеме.

Рассчитываются следующие статьи текущих затрат:

Топливо (природный газ):

$$I_m = 2177,28 \cdot 4806,94 = 10466,05 \text{ тыс.руб./год};$$

Текущие затраты на воду посчитаем по формуле:

$$I_g = 20736 \cdot 25,14 = 521,30 \text{ тыс.руб./год};$$

Содержание и эксплуатация котельной, включая ее текущий ремонт (1% от стоимости), рассчитаем амортизацию оборудования (норма 10 %):

$$I_{cs} = 0,01 \cdot 10000 + 0,1 \cdot 10000 = 1100 \text{ тыс.руб./год.}$$

Котельная до модернизации тепловой схемы работает также в автоматическом режиме. Проектной документацией не предусмотрено наличие постоянного обслуживающего персонала, поэтому расходов на заработную плату не будет.

Расчет текущих затрат до модернизации котельной сведен в таблицу 11.5.

Таблица 11.5 – Калькуляция текущих затрат котельной до модернизации

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
Затраты на топливо	тыс.руб./год	10466,05
Затраты на воду	тыс.руб./год	521,30
Содержание и эксплуатация котельной, включая ее текущий ремонт (1% от стоимости), амортизацию оборудования (норма 10 %).	тыс. руб./год	1100,00
Итого затрат:	тыс.руб./год	12087,35

Текущие затраты на топливо посчитаем по формуле:

$$I_m = 2177,28 \cdot 4806,94 = 10466,05 \text{ тыс. руб./год};$$

Текущие затраты на воду посчитаем по формуле:

$$I_e = 20736 \cdot 25,14 = 521,30 \text{ тыс.руб./год};$$

Содержание и эксплуатация котельной, включая ее текущий ремонт (1% от стоимости), амортизацию оборудования (норма 10 %) рассчитаем по формуле:

$$I_{сэ} = 0,01 \cdot 10000 + 0,1 \cdot 10000 = 1100 \text{ тыс. руб./год};$$

Содержание и текущий ремонт здания котельной (0,25% от стоимости элементов строений и сооружений) рассчитаем по формуле:

$$I_{ср} = 0,0025 \cdot 3000 = 7,50 \text{ тыс.руб./год};$$

Себестоимость 1 тонны пара посчитаем по формуле:

$$C_n = \frac{12094860}{17280} = 699,93 \text{ руб./т.}$$

Расчет себестоимости 1 тонны пара представлен в таблице 11.6.

Таблица 11.6 – Себестоимость 1 тонны пара до модернизации

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Затраты на топливо	тыс.руб./год	10466,05

Продолжение таблицы 11.6

1	2	3
Затраты на воду	тыс.руб./год	521,30
Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая его содержание и текущий ремонт (1% от стоимости), амортизацию оборудования (норма 10 %).	тыс. руб./год	1100,00
Содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (0,25% от стоимости элементов схемы)	тыс. руб./год	7,50
Итого затрат	тыс.руб./год	12094,86
Годовой расход пара [53]	т/год	17280,00
Себестоимость 1 тонны пара	руб./т	699,93

Срок окупаемости проекта модернизации рассчитаем по формуле. Срок окупаемости — период времени, необходимый для того, чтобы доходы, генерируемые инвестициями, покрыли затраты на инвестиции

ΔI – экономия текущих затрат вследствие модернизации, рассчитаем как разность между текущими затратами до и после модернизации:

$$\Delta I = 12087,35 - 11668,45 = 418,90 \text{ тыс.руб./год.}$$

Рассчитаем срок окупаемости проекта:

$$T_{ок} = \frac{420,5}{418,9} = 1 \text{ год.}$$

$T_{ок} \leq T_n$ – период окупаемости проекта значительно меньше нормативного срока окупаемости, который составляет 5 лет. Следовательно, модернизация котельной целесообразна, экономический расчет подтверждает правильность выбранного варианта модернизации. Не больше, чем через 1 год инвестиции окупятся и предприятие будет получать экономическую выгоду от принятых решений по модернизации тепловой схемы паровой котельной.

11.2 Качественный анализ вариантов проектных решений

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Для проведения анализа составляются матрицы, в которых приводятся сильные и слабые стороны каждого варианта, его возможности (О) и угрозы (Т) во внешней среде.

Произведем оценку целесообразности модернизации тепловой схемы паровой котельной.

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

В таблице 11.7 сделан SWOT анализ для варианта модернизации котельной.

Таблица 11.7 – SWOT-анализ работы котельной после модернизации тепловой схемы

	Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
Внутренняя среда	<ol style="list-style-type: none"> 1. Установка современного оборудования; 2. Высокий показатель КПД; 3. Уменьшение расхода топлива; 4. Лучшие экологические параметры работы котельной; 5. Высокий ресурс работы оборудования; 6. Быстрая окупаемость проекта. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Затраты на разработку и реализацию проекта; 2. Сложность ремонта, наладки и эксплуатации оборудования.
	Возможности (O)	Угрозы (Т)
Внешняя среда	<ol style="list-style-type: none"> 1. Интерес к предприятию со стороны инвесторов; 2. Устойчивый спрос на пар для производства. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рост цен на природный газ; 2. Падение спроса на продукцию предприятия

При проведении SWOT-анализа варианта модернизации тепловой схемы котельной видно, что сильных сторон в пользу модернизации значительно больше, чем слабых сторон.

В таблице 11.8 сделан SWOT анализ варианта без модернизации котельной.

Таблица 11.8 – SWOT анализ для варианта без модернизации тепловой схемы

	Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
Внутренняя среда	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие капитальных затрат; 2. Отсутствие затрат на обслуживание установленного оборудования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокий расход топлива; 2. Низкий КПД котельной; 3. Увеличение конечной стоимости продукции предприятия; 4. Загрязнение окружающей среды стоками.
	Возможности (O)	Угрозы (Т)
Внешняя среда	<ol style="list-style-type: none"> 1. Интерес к предприятию со стороны инвесторов; 2. Устойчивый спрос на пар для производства. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на природный газ. 2. Падение спроса на продукцию предприятия

Вывод: вариант модернизации тепловой схемы котельной более выгодный, несмотря на определенные риски, так как при SWOT анализе сильных сторон в пользу модернизации котельной больше, чем для варианта, при котором модернизация не будет проведена.

11.3 Построение модели причинно-следственной диаграммы

Причинно-следственная диаграмма – инструмент, позволяющий выявить наиболее существенные факторы (причины), влияющие на конечный результат (следствие). Причинно-следственная диаграмма проблемы о неиспользовании теплоты уходящих газов представлена на рисунке 11.1.

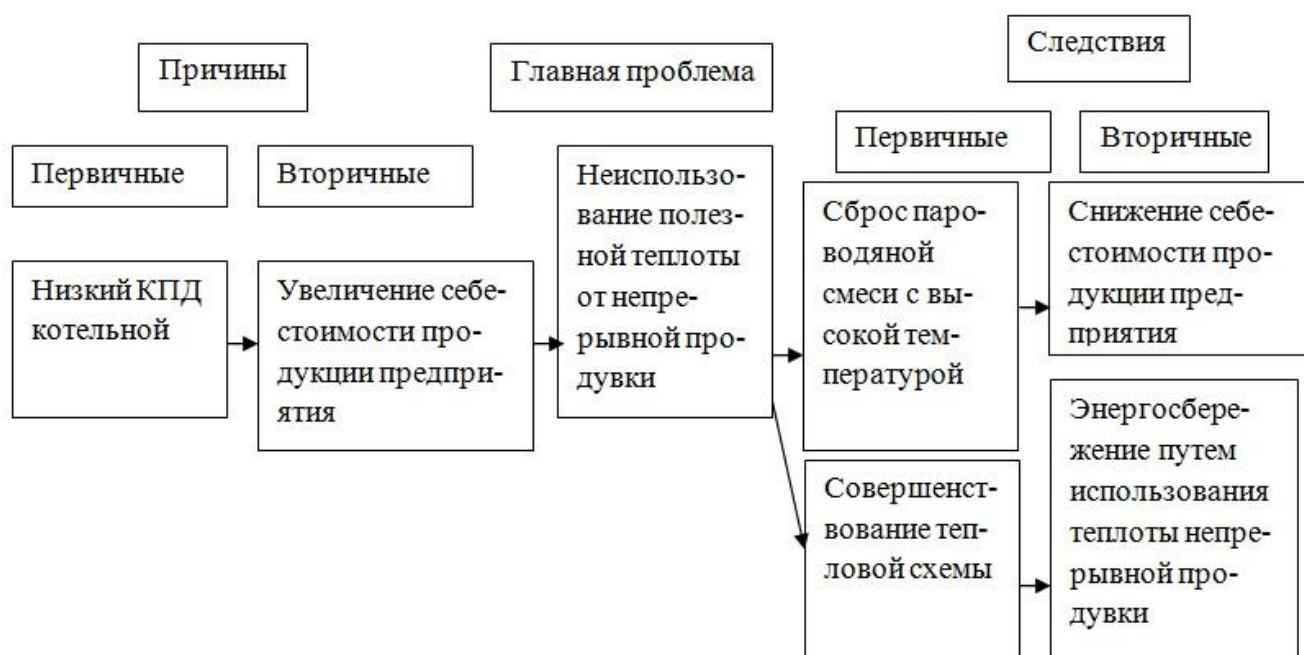


Рисунок 11.1 – Причинно-следственная диаграмма проблемы неиспользования теплоты непрерывной продувки

11.4 Планирование целей проекта

Планирование – это вид управленческой деятельности, связанной с составлением планов организации в целом, её подразделений, функциональных подсистем, отделов и служб.

Планирование не всегда рассматривается как отдельный вид деятельности. Зачастую оно рассматривается в рамках стратегического планирования и формирования стратегии. Тем не менее, стратегическое управление и планирование не охватывает само по себе все вопросы планирования.

Установка целей и задач. Этот этап связан с определением, правильной постановкой и систематизацией целей организации. Если в организации осуществляется стратегическое планирование, то дальнейшая декомпозиция основных целей уступает место разработке стратегии.

Разработка стратегий, программ и планов для достижения целей. Стратегия, как способ и средство достижения поставленных целей определяет дальнейший процесс планирования. На этом этапе уточняются цели и задачи, формируются способы их достижения.

Постановка миссии и целей предприятия, а также разработка стратегии поведения, которая обеспечит выполнение миссии и достижения всех целей, является одной из приоритетных задач руководства и составляет важную роль в работе АО «Южноуральский завод «Кристалл». Миссия - описывает деятельность компании в настоящее время, предназначения в условиях постоянно изменяющейся внешней среды. Реализуется через стратегии.

Цель предприятия:

1. Максимальное удовлетворение покупательского спроса на продукцию по объему, номенклатуре и качеству в условиях жесткой экономической конкуренции. Стратегия включает в себя производство, топливообеспечение, направлена на поддержание высокого уровня конкурентоспособности, обеспечение требуемого объема доступных рабочих мощностей с высоким уровнем эффективности и надежности. Функции управления: управлять, планировать, руководить, контролировать, мотивировать. Пирамида целеполагания предприятия АО «Южноуральский завод «Кристалл» представлена на рисунке 11.2.

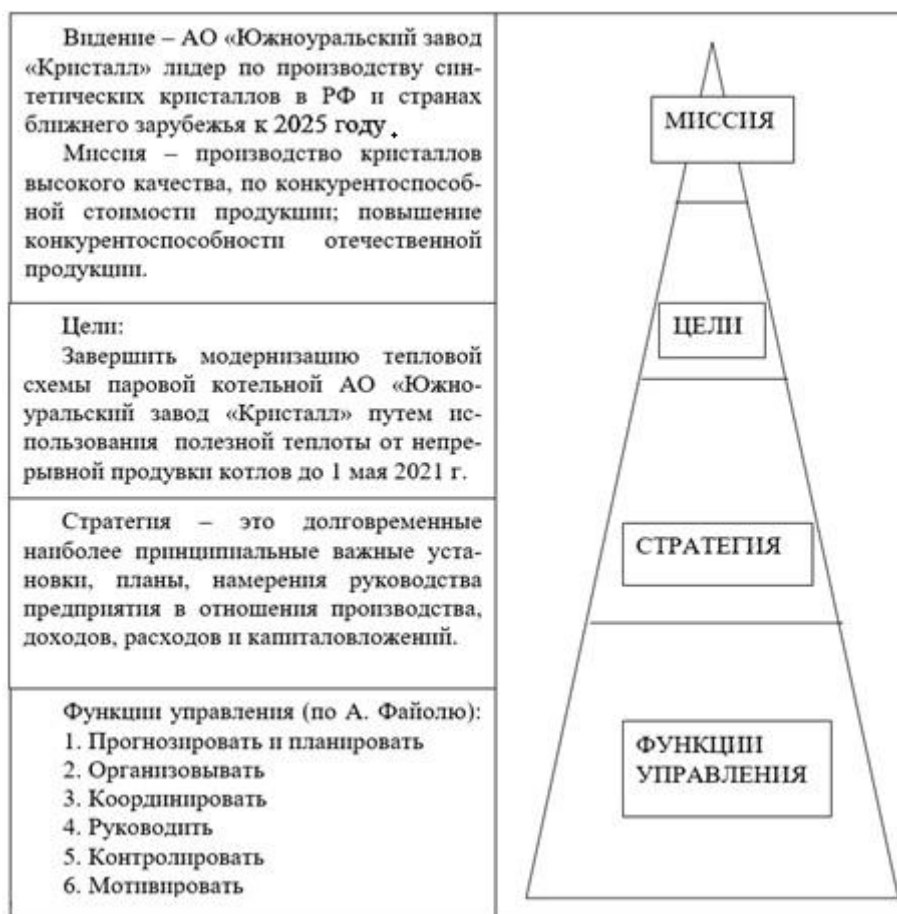


Рисунок 11.2 – Пирамида целеполагания АО «Южноуральский завод «Кристалл»

Дерево целей представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения миссия предприятия делится на проектные цели его подразделений, операционные цели исполнителей, составленные по принципу SMART (рисунок 11.3) [27].

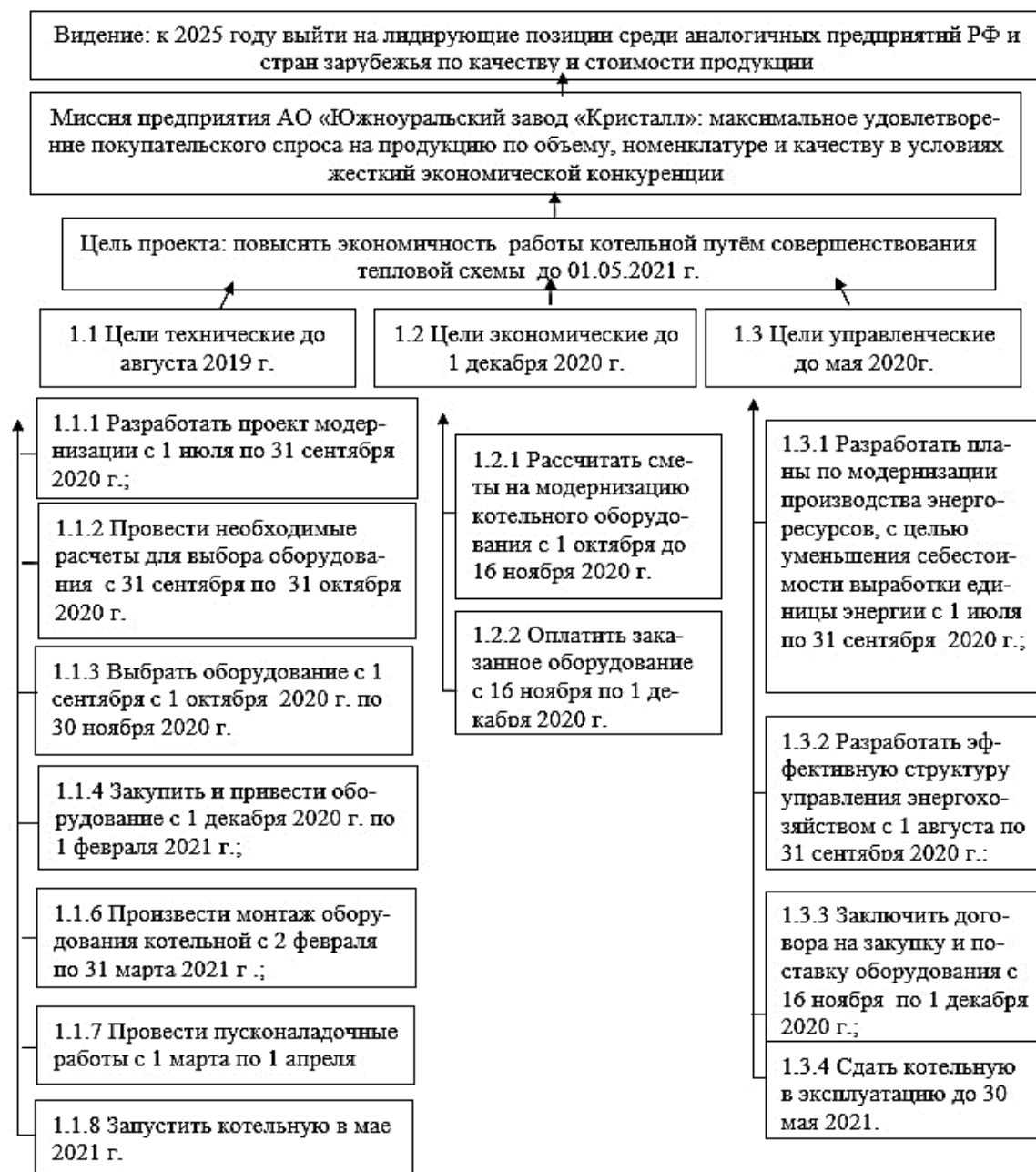


Рисунок 11.2 – Модель дерева целей проекта

11.5 Поле сил изменений

Соотношение влияния движущих сил реализации целей и сдерживающих сил, этому препятствующих называется полем сил изменений.

Рассмотрим сдерживающие силы:

1. Необходимость проведения испытаний и наладки оборудования специализированной организацией – внедрение в тепловую схему сепаратора непрерывной продувки, водо-водяного теплообменника, паро-водяного теплообменника, а так же проведение пуско – наладочных работ должно производиться специализированной организацией. Влияние этой силы можно рассматривать как сильное.

2. При эксплуатации оборудования возникает необходимость в его обслуживании, промывке теплообменного оборудования, что влечет за собой дополнительные затраты. Влияние этой силы можно рассматривать как среднее.

Рассмотрим движущие силы:

1. Затраты ТЭР для производства пара на нужды АО «Южноуральский завод «Кристалл» отражаются на конечной стоимости продукции предприятия. Влияние этой силы можно рассмотреть как сильное.

2. В следствие модернизации котельной снизится расход топлива, что приведет к уменьшению вредных выбросов в атмосферу. Влияние этой силы можно рассматривать как среднее

3. Наличие денежных ресурсов предприятия, ориентиром которого является внедрение новых технологий и модернизация существующего оборудования. Влияние этой силы можно рассматривать как среднее.

4. Квалифицированный персонал – на предприятии АО «Южноуральский завод «Кристалл» имеется высококвалифицированный персонал, однако техническое и оперативное обслуживание нового оборудования не требует специального обучения. Влияние этой силы можно рассматривать как слабое.

Схема поля сил изображена на рисунке 11.4.



Рисунок 11.4 – Поле сил изменения системы

Вывод: поле сил изменений системы показывает, что на данном предприятии преобладают движущие силы, а это означает, что поставленная цель выполнима.

11.6 Ленточный график Ганта

График Ганта является своеобразным стандартом в области управления проектами, с его помощью появляется возможность показать структуру выполнения всех этапов проекта наглядно.

Это таблица (или график, диаграмма), состоящая из двух элементов — списка задач и шкалы с датами. На пересечении соответствующих столбцов отмечаются временные отрезки, соответствующие длительности решения поставленных вопросов. Начальным этапом модернизации котельной будет разработка проекта, финальным этапом будет ввод котельной в эксплуатацию. Между этими этапами в плане-графике распишем все этапы модернизации помесячно.

Далее разработаем текущий план в форме плана-графика Ганта и сведем в таблицу 11.9.

Таблица 11.9 – План-график Ганта по модернизации котельной

Этап работ	Продолжительность этапа										
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май
	2020						2021				
Разработка проекта	■	■	■								
Разработка планов по модернизации производства, с целью уменьшения себестоимости продукции	■	■	■								
Разработка эффективной структуры управления энергохозяйством		■	■								
Расчеты для выбора оборудования			■	■							
Выбор оборудования				■	■						
Составление смет на модернизацию				■	■						
Расчет сметы				■	■						
Заключение договоров на поставку оборудования					■						
Оплата котельного оборудования					■	■					
Привести котельное оборудование						■	■	■			
Монтаж нового оборудования							■	■	■		
Проведение пусконаладочные работы и пробный запуск котельной								■	■		
Сдача котельную в эксплуатацию										■	■
Запуск оборудования котельной в эксплуатацию											■

11.7 Основные показатели энергетической и экономической эффективности

Основные показатели, определенные в работе, сведем в таблицу 11.10 с указанием их наименования, единицы измерения и величины. Сравним основные показатели энергетической, экономической эффективности до и после модернизации котельной.

Таблица 11.10 – Основные показатели энергетической и экономической эффективности

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменения показателей	
		до	после
Показатели энергетической эффективности			
1. КПД котельного агрегата	%	89	91
2. Расход топлива	тыс.м ³ /год	2082,24	2177,28
3. Паропроизводительность	т/ч	2	2
Показатели экономической эффективности			
1. Капитальные затраты на модернизацию	тыс.руб.	420,50	
2. Годовые текущие затраты	тыс.руб./год	12094,86	1137,95
3. Экономия топлива после модернизации	тыс.м ³ /год	95,04	
4. Себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб./т	699,93	675,7
5. Экономия себестоимости производства тепловой энергии	руб./т	24,23	
6. Срок окупаемости проекта модернизации	лет	1	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена котельная ООО «ТЭ-СиС», модернизация которой повысит её экономичность, надежность и безопасность. Для этого предложена замена котла Урал Гс-0,32 на котёл Энтророс Термотехник ТТ50.

В работе представлен обзор литературных источников, также сравнение зарубежных и отечественных котельных агрегатов.

Выполнен расчет изоляции трубопроводов; расчет тепловых нагрузок; гидравлический расчет; выполнен тепловой расчет котла Энтророс Термотехник ТТ50; тепловой схемы котельной; расчет теплообменника. Из поверочного теплового расчета котла определены температура уходящих дымовых газов на границах между отдельными поверхностями нагрева, коэффициент полезного действия 93,4 %.

Рассмотрены мероприятия по охране окружающей среде, выполнен поверочный расчет дымовой трубы, концентрация вредных веществ соответствует ПДК.

Произведен подбор вспомогательного оборудования. Насосное оборудование выбрано фирмы «Grundfos». Газовая горелка фирмы «Oilon».

Рассмотрены контрольно-измерительные средства и автоматика котельной. Предложена схема автоматизации котельной.

В работе предусмотрены мероприятия по технике безопасности, охране труда, электро- и противопожарной безопасности. Выявлены основные производственные вредные факторы.

В экономической части рассмотрено два варианта: проведения модернизации котельной и её отсутствия. При сравнении капитальных и текущих затрат, опираясь на SWOT-анализ было показано, что экономически выгоднее использовать первый вариант.

										Лист
										97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2020.209.07 ПЗ					

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса// Российская газета. – 2011. – Федеральный выпуск №6441 (169);

2 Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О тепло-снабжении // Российская газета. – 2010. – Федеральный выпуск №5247 (168);

3 Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015); Технический регламент о требованиях пожарной безопасности //Собрание законодательства РФ. – 2008. – Собрание законодательства РФ № 30 (3579);

4 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации// Российская газета. – 2009. – Федеральный выпуск №5050 (226);

5 Федеральный закон РФ от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды // Собрание законодательства РФ. – 2002. – Собрание законодательства РФ № 2 (133);

6 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 (ред. от 10.11.2015). О противопожарном режиме // Собрание законодательства РФ. – 2012. – Собрание законодательства РФ № 19 (2415);

7 Приказ №328н от 24 июля 2013г. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти. – 2014. – Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти № 5;

8 Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197 ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 2002. – № 1 (3);

9 Государственная программа Российской Федерации. Охрана окружающей среды на 2012-2020 гг // Собрание законодательства РФ. – 2014. – № 28 (4105);

10 Государственная программа Российской Федерации. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Собрание законодательства РФ. – 2013. – № 51 (6732);

11 ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 2004;

12 ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Изд-во стандартов, 2001;

13 ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – М.: Изд-во стандартов, 2001;

14 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. – М.: Стандартинформ, 2013;

15 ГОСТ Р 51750-2001. Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. М.: Стандартинформ, 2001;

										Лист
										98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2020.209.07 ПЗ

- 16ГОСТ Р 54405-2011 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества пара. – М: Стандартинформ, 2011;
- 17СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008;
- 18СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*. – М.: Минрегион России, 2012;
- 19СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М: Из-во стандартов, 2009;
- 20СП 18.13330.2011. Генеральные планы промышленных предприятий. – М.: Минрегион России, 2011;
- 21СП 4.13130.2013. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемнопланировочным и конструктивным решениям. – М.: Изд-во стандартов, 2013;
- 22СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минрегион России, 2010;
- 23СП 61.13330.2012 Свод правил тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М: Стандартинформ, 2013;
- 24СП 89.13330.2012 Котельные установки. – М: Из-во стандартов, 2013;
- 25ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М:ПАО ОБТ, 2003;
- 26ГН-2.2.51313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – М:Стандартинформ, 2003;
- 27Алабугин, А. А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р. А. Алабугина. Ответственный редактор А.А. Алабугин – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018, – 44 с;
- 28Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие /под ред. А. И. Сидорова, 2-е изд., перераб. и доп. – М: КНОРУС, 2016. – 552 с;
- 29Бузников, Е. Ф. Производственные и отопительные котельные: научное издание / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. – 3-е изд., перераб. – М: Энергоатомиздат, 2009. – 248 с;
- 30Лумми, А.П. Расчет водогрейного котла / А.П. Лумми, В.А. Мунц. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 41 с;
- 31Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М: МЭИ, 2009. – 508 с;
- 32Соколов, Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой и средней мощности: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Академия, 2011;
- 33Сканави, А.Н. Отопление: Учеб. для вузов / А.Н. Сканави, Л.М. Махов – М.: Издательство АСВ, 2008;

- 34 Соколов, Б.А. Контрольно-измерительные приборы и автоматика котлов: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Академия, 2012. – 64 с;
- 35 Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А. Чиж. – Минск: Высшая школа, 2012. – 131 с;
- 36 Волошенко, А.В. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования / А.В. Волошенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: ТПУ, 2011. – 108 с;
- 37 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А. И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. – 22 с;
- 38 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / О.Л. Данилов. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 188 с;
- 39 Делягин, Г. Н. Теплогенерирующие установки: Учебное пособие для вузов / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков. – М: Стройиздат, 2010. – 559 с;
- 40 Зайцев, В.А. Промышленная экология / В.А. Зайцев. – М: БИНОМ Лаборатория Знаний, 2012 – 382 с;
- 41 Калыгин, В. Г. Промышленная экология / В. Г. Калыгин. – 4-е издание, перераб. – М: Академия, 2010 – 432 с;
- 42 Клименко, А.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / А.В. Клименко. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 424 с;
- 43 Краецкая, О.Ф. Экология промышленных технологий / О.Ф. Краецкая, И.Н. Прокопеня. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2014. – 107 с;
- 44 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод./ Н.В. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – М: ЭКОЛИТ, 2011 – 296 с;
- 45 Минкина, С. А. Тепловой и аэродинамический расчеты котельных агрегатов/ С. А. Минкина. – Самара: СГАСУ, 2013 – 104 с;
- 46 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2007. – 552 с;
- 47 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 336 с;
- 48 Сидельковский, Л. Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник / Л. Н. Сидельковский, В. Н. Юренев. – 4-е изд., репринт. – М: Бастет, 2009. – 528 с;
- 49 Соколов, Б.А. Котельные установки и их эксплуатация / Б. А. Соколов. – М: Академия, 2007. – 432 с;
- 50 Экономика энергетики: учебник для вузов / под ред. Н.Д. Роголёва. – М: МЭИ, 2011. – 320 с;
- 51 Сайт завода «Grundfos» производящий насосное оборудование. – <https://ru.grundfos.com/>;
- 52 Сайт завода «ICI» производящий котельное оборудование – <https://www.ici-rus.ru/>;
- 53 Сайт завода «Энтророс» производящий оборудование для котельных. – <http://entroros.ru/>;

					13.04.01.2020.209.07 ПЗ	Лист 100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

54 Приказ Минтруда России № 551н от 17 августа 2015 г. Правила по охране труда эксплуатации тепловых энергоустановок – <http://minjust.consultant.ru/documents/16380>;

55 АО «Южноуральский завод «Кристалл» – <http://www.kristallplant.com/>

56 Государственная программа Российской Федерации. Стратегия социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года // Правительство Челябинской области. – pravmin74.ru/sites/default/files/360-p1.rtf;

57 Стандарт НП АВ ОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения – http://www.gosthelp.ru/text/STONPAVOK1052006Uslovnye_g.html;

58 Официальный сайт Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. – <http://tarif74.ru/>

59 Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ООО «ТЭСиС» для потребителей. – <http://tesisnet.ru/docs/>.

					<i>13.04.01.2020.209.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>101</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Спецификация оборудования котельной представлена в таблице А.1

Таблица А.1 – Спецификация оборудования котельной

Позиция	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4	5
К1	ICI «Sixen-1000»	Котел паровой (Q=681 кВт) паро-производительность 1т/ч	шт.	2
К2	P 65 M-PR.S.RU A.7.50 «CIB Unigas», Италия	Горелка газовая прогрессивная	шт.	2
К3	CR 3-23K «Grundfos»	Насос питательный	шт.	4
К4	Индивидуального изготовления	Бак питательной воды (V=2м ³)	шт.	1
К5	Индивидуального изготовления	Газоход Ду-350	шт.	2
К9	«Etatron»	Установка обескислороживания, насос-дозатор, емкость с реагентом HydroChem 140	шт.	1
К10	Тирэс	Счетчик пара Ду50	шт.	2
К12	Д-273	Холодильник отбора проб	шт.	4
К13	Pale Position 020P «АВАС»	Компрессор	шт.	1
К14.1	«Энтророс»	Деаэратор (V=1м ³)	шт.	1
К14.2	«Энтророс»	Колонка деаэрационная, G=1,7-3 т/ч	шт.	1
К15	MHL 105-E-3-400-50-2 «Willo»	Насос хим.очищенной воды G=2,0 м ³ /ч, H=34м	шт.	2
1	«Zetkama»	Вентиль запорный Ду50	шт.	1
2	«Zetkama»	Вентиль запорный Ду32	шт.	2
3	«Zetkama»	Вентиль запорный Ду20		1
4	NVD802 «Danfos»	Клапан обратный		1
5	BV-15 «АДЛ»	Кран шаровый Ду40		1
6	BV-15 «АДЛ»	Кран шаровый Ду25		1
7	«Zetkama»	Фильтр сетчатый Ду32		1
8	ARI-STEVI	Клапан регулирующий Ду32		1
9	ARI-CONA	Конденсатоотводчик		1
10	ARI-SAFE	Клапан предохранительный		1
11	«Энтророс»	Уровнемер поплавковый		1
12	«Zetkama»	Вентиль игольчатый Ду15		1
13	«Bugatti»	Кран шаровый Ду20	шт.	1

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
14	«Danfoss»	Клапан регулирующий 1/4	шт.	1
15	«Bugatti»	Кран шаровый Ду40	шт.	8
16	«Bugatti»	Клапан обратный Ду40	шт.	3
17	«Bugatti»	Фильтр сетчатый Ду40	шт.	1
К16	«Ридан SL»	Паяный пластинчатый теплооб- менник	шт.	1
К17	«Ридан SL»	Паяный пластинчатый теплооб- менник	шт.	1
К18	«Энтророс»	Сепаратор непрерывной продувки	шт.	1
К19	Индивидуального изгото- вления	КТАН 0,05 УГ	шт.	1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
 Спецификация КИПиА представлена в таблице 1.2

Таблица Б.1 – Спецификация КИПиА

Позиция	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4	5
101.1	Манометр показывающий, 0...0,6 МПа	«Росма» ТМ510Р.00-0,6 МПа	шт.	6
101.2	Манометр показывающий, 0...1,6 МПа	«Росма» ТМ510Р.00-1,6 МПа	шт.	3
102.1	Термометр биметаллический	«Росма» БТ-32.211 (0-250 °С)	шт.	1
102.2	Термометр биметаллический	«Росма» БТ-32.211 (0-120 °С)	шт.	3
103	Реле давления, максимальное давление 1,8 МПа	«Danfoss» КР1-35	шт.	1
104	Преобразователь давления избыточный 1,6 МПа	«Коммуналец» СДВ-И-1,6 МПа-4-20 мА	шт.	4
104.1	Преобразователь давления избыточный 0,1 МПа	«Овен» Пд100-Ди 0,1-111-1,0	шт.	1
105	Термопреобразователь сопротивления от -50 °С до +400 °С	«Овен» ТСП-Н	шт.	2
106	Одноэлектродные кондуктометрические датчики уровня	«Овен» ДС.П	шт.	5
108	Детектор природного газа	Seitron RGD MET MP1	шт.	1
109	Детектор угарного газа	Seitron COO MP1	шт.	1