

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность Промышленная теплоэнергетика
Кафедра Теоретической и промышленной теплотехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
«ПЕРЕВОД ПАРОВОЙ КОТЕЛЬНОЙ НА ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ Г. КЕДРОВЫЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ»

УДК 628.8:629.113.002(571.63)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6502	Грибов Е.Е.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Захаревич А.В.	к. ф.-м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А. А.	к.э.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
теоретической и промышленной теплотехники	Кузнецов Г.В.	профессор, д.ф.-м.н.		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки промышленная теплоэнергетика
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ТПТ

(Подпись) (Дата) Кузнецов Г.В.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
З-6502	Грибов Евгений Евгеньевич

Тема работы:

«Перевод паровой котельной на водогрейный режим г. Кедровый на Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3016/с от 20.04.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	-параметры наружного воздуха расчетный -40°C средний -8,8 -параметры теплоносителя 110-70 °C -продолжительность отопительного периода 234 -расход пара на тех. нужды 3800 Гкал/год. -паровая котельная с тремя котлами ДКВр-10-13 -район теплоснабжения Казанское НГКМ
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i>	1.Введение. 2.Расчет количества тепла на нужды потребителей. 3.Расчет тепловой схемы. 4.Обоснование необходимости перевода парового котла ДКВр 10-13 на водогрейный режим. 5.Основные положения при реконструкции котла ДКВр 10-13 по переводу с парового режима на водогрейный. 6.Гидравлический расчет котла. 7.Тепловой

работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	расчет котла. 8.Аэродинамический расчет котла. 9.Расчет реконструированной тепловой схемы котельной. 10.Водоподготовка котельной. 11.Социальная ответственность при эксплуатации котельной. 12.Система автоматического регулирования рециркуляции водогрейного котла, уровня подпиточной воды в емкости.13.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1.Разрез котельной – А1 2. Схема движения воды в реконструированном котле ДКВр 10-13 – А1 3. Общий вид котла ДКВр 10-13 – А1 4. Продольный разрез котла ДКВр 10-13 – А1 5. Поперечный разрез котла ДКВр 10-13 – А1 6.Реконструированная тепловая схема котельной – А1 7. Автоматизация технологической схемы и бака подпитки – А1 8.Технико-экономические показатели котельной – А1.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко А.А. к.э.н., доцент
Социальная ответственность	Сечин А.А., к.т.н., доцент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.04.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Захаревич А.В.	к. ф-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6502	Грибов Е.Е.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-6502	Грибов Евгений Евгеньевич

Институт	Электронног о обучения	Кафедра	ТПТ
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	промышленная теплоэнергетика

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)	<i>1.Реконструкция котельной</i> <i>Вредные факторы</i> <i>-Отклонение показателей микроклимата в помещении</i> <i>-недостаточная освещенность рабочей зоны</i> <i>-шум</i> <i>-электромагнитное излучение</i> <i>-нервно-психические перегрузки: умственное напряжение, монотонность труда</i> <i>-шум</i> <i>-вибрация</i> <i>Опасные факторы</i> <i>-электрический ток</i> <i>-ионизирующее излучение</i> <i>-пожар</i>
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003.-74 ССБТ СанПиН 2.2.4.548-96. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СНиП 23-05-95. СанПиН 2.2.2.4.1340-03

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	-Дымовые газы -вибрация -шум -температурные воздействия на организм человека -ожоги ГОСТ 12.1.002-84 ГОСТ 12.1.006-84 СанПиН 2.2.4.1191-03
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	<i>Показателями, характеризующими микроклимат являются:</i> <i>Температура воздуха;</i> <i>Относительная влажность;</i> <i>Скорость движения воздуха;</i> <i>Интенсивность теплового излучения.</i> <i>Производственный микроклимат.</i> Механические опасности: - падение с высоты. - ожоги. - электробезопасность. - пожаровзрывобезопасность. Пожаровзрывобезопасность

	-Категория В4 каждые 100 м ² уст (углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5 ОУ-8)
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Рассматриваемый в данном разделе вид деятельности (реконструкция котельной) загрязняет окр. среду посредством выбросы вредных веществ в атмосферу.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	- при возникновении пожара необходимо немедленно сообщить об инциденте вышестоящему оперативному персоналу, вызвать пожарных, произвести необходимые отключения и приступить к тушению собственными силами до прибытия пожарной команды, по их прибытию произвести допуск, дальнейшее руководство пожаротушения передается командиру бригады пожаротушения.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	- план расположения светильников.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6502	Грибов Е.Е.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-6502	Грибов Евгений Евгеньевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ТПТ
Уровень образования		Специальность	промышленная теплоэнергетика

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Смета затрат на подготовку проекта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Затраты на материалы, затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Определение конкурентоспособности проекта
2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Определение себестоимости ИР
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Определение затрат проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности ИР
2. Основные показатели эффективности ИП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Фигурко А.А.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6502	Грибов Е.Е.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 149 страницы, 17 табл., 8 рисунков, 21 источник литературы, 8 листов графического материала.

Ключевые слова: КОТЕЛЬНАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО - ОТОПИТЕЛЬНАЯ, КОТЕЛ ПАРОВОЙ, ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ, ТЕПЛОВОЙ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ, АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ.

Цель работы – проект перевод котла ДКВр-10-13 с парового режима работы на водогрейный. В рамках поставленной задачи была подобрана схема перевода парового котла ДКВр-10-13 в водогрейный режим, проведен тепловой, гидравлический и аэродинамический расчет котла, технико-экономический расчет котельной, а так же рассмотрены вопросы социальной ответственности работников при эксплуатации котельной.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013 с использованием редактора Microsoft Excel 2013 и графического редактора Компас3D-V15, CorelDRAW-X7.

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>Введение</u>	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
<u>Исходные данные</u>	1
<u>1 Расчет количества тепла на нужды потребителей «Казанское нефтегазоконденсатное месторождение» отдельного месторождения г. Кедровый. Анализ годового графика расхода теплоты</u>	2
<u>1.1 Расчёт максимального количества тепла на нужды отопления зданий проводится по формуле</u>	2
<u>1.2 Количество тепла, расходуемое на технологические нужды</u>	3
<u>1.3 Количество тепла, расходуемого на горячее водоснабжение</u>	3
<u>1.4 Анализ годового графика расхода теплоты</u>	14
<u>2 расчет тепловой схемы для максимально-зимнего и летнего периода.</u>	15
<u>2.1 Расчет тепловой схемы для максимально-зимнего периода</u>	15
<u>2.2 Расчёт тепловой схемы котельной для летнего режима работы</u>	19
<u>3 Обоснование необходимости перевода парового котла дквр-10-13 на водогрейный режим.</u>	23
<u>4 Основные положения при реконструкции котла дквр-10-13 по переводу с парового режима работы в водогрейный</u>	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
<u>4.1 Подготовка котла к реконструкции</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>4.2 Работы по реконструкции котельной.</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>4.2.1 Демонтаж оборудования</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>4.2.2 Переоборудование экономайзера</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>4.2.3 Внутри барабанные перегородки</u>	Ошибка! Закладка не определена.
<u>4.2.4 Предохранительные клапаны водогрейных котлов</u>	Ошибка! Закладка не определена.

4.2.5 Деаэраторы	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.6 Дренажное оборудование для удаления нерастворенных газов .	Ошибка!
	Закладка не определена.
4.2.7 Осмотр котлов после реконструкции	Ошибка! Закладка не определена.
4.3 Описание схемы перевода котла на водогрейный режим работы .	Ошибка!
	Закладка не определена.
4.4 Схема подключения котла и экономайзера к теплосети	Ошибка!
	Закладка не определена.
4.5 Требования к режиму работы реконструированного котла	Ошибка!
	Закладка не определена.
4.6. Положительные стороны при переводе паровых котлов в водогрейный режим	Ошибка! Закладка не определена.
5 Гидравлический расчет котла	38
6 Тепловой расчёт котла дквр –10-13 переводимого на водогрейный режим работы	59
6.1 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания в газоходах котла	59
6.2 Расчет энтальпий и продуктов сгорания	64
6.3 Тепловой баланс, коэффициент полезного действия котла, расход топлива	57
6.4 Тепловой расчет топочной камеры	59
6.5 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева котла	63
7 Аэродинамический расчет котла	73
8 Расчет реконструированной тепловой схемы котельной	75
9 Водоподготовка котельной .	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
9.1 Сущность процесса катионирования ..	Ошибка! Закладка не определена.

[9.2 Физико-химические основы натрий – катионирования](#)**Ошибка! Закладка не определена.**

[9.3 Работа натрий-катионитного фильтра](#)**Ошибка! Закладка не определена.**

[9.4 Сущность процесса обезжелезивания](#).**Ошибка! Закладка не определена.**

[9.5 Работа фильтра обезжелезивания](#).....**Ошибка! Закладка не определена.**

[10 Социальная ответственность работников при эксплуатации котельной](#)
.....**ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.**

[10.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов](#).....**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.2 Техника безопасности](#).....**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.4 Шум и вибрация](#)**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.5 Электробезопасность](#).**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.6 Освещение в котельной](#).**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.6.1 Расчет освещенности помещения мастерской в здании котельной](#)
.....**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.6.2 Выбор светильников](#).**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.6.3 Установка светильников](#).....**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.7 Пожарная безопасность](#)**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.8 Охрана окружающей среды](#)**Ошибка! Закладка не определена.**

[10.9 Чрезвычайные ситуации](#).....**Ошибка! Закладка не определена.**

[11 Система автоматического регулирования рециркуляции водогрейного котла, уровня подпиточной воды в емкости](#)**ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.**

[11.1 Основные положения](#).....**Ошибка! Закладка не определена.**

[11.2 Схема автоматического регулирования котельного агрегата типа ДКВр-10-13, работающего на природном газе](#)**Ошибка! Закладка не определена.**

11.2.1 Регулирование процесса горения ...	Ошибка! Закладка не определена.
11.2.2 Регулирования расхода воздуха	Ошибка! Закладка не определена.
11.2.3 Регулирование разряжения в топке	Ошибка! Закладка не определена.
11.2.4 Регулирование питания котельных агрегатов	Ошибка! Закладка не определена.
11.3 Автоматизация процесса разогрева котла из холодного состояния.	Ошибка! Закладка не определена.
11.3.1 Описание работы схемы рециркуляции.	Ошибка! Закладка не определена.
11.3.2 Описание схемы автоматического регулирования уровня в баке запаса подпиточной воды.	Ошибка! Закладка не определена.
12 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
12.1 Расчет годовой производительности котельной	Ошибка! Закладка не определена.
12.2 Расчет капитальных затрат на реконструкцию котельной	Ошибка! Закладка не определена.
12.3 Определение издержек на производство тепловой энергии и ее себестоимость (после реконструкции).	Ошибка! Закладка не определена.
Графический материал:	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Приложение А	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Заключение	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Conclusion	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Список использованной литературы	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.

ВВЕДЕНИЕ

Котельная «Казанского НГКМ» (Казанское нефтегазоконденсатное месторождение) месторождения в районе г. Кедровый вырабатывает тепловую энергию на нужды отопления, горячего водоснабжения административных и производственных помещений, а так же покрытия технологических нужд предприятия. В котельной в настоящее время установлены три паровых котла ДКВР-10-13 работающих на природном газе, резервным топливом является мазут.

Для повышения КПД котельной, уменьшения затрат на топливо, в том числе повышения эффективности и рационального использования энергии сгорания топлива в котлах, так как на месторождениях проводится реконструкция и модернизация оборудования добычи, переработки и перекачки нефти, необходимо произвести реконструкцию котельной.

Современные узлы учета нефти, приборы и автоматика контроля и регулирования процесса переработки нефтепродуктов стали обогреваются электрогреющими кабелями. Значительно сократилось потребность обогрева паром трубопроводов транспорта нефтепродуктов. Пар производимый котельной используется только заводом смазочных материалов и для системы пожаротушения печей подогрева сырой нефти. При этом следует заметить что потребность в теплоносителе в качестве воды не сокращается, а будет расти с вводом новых объектов на площадке «Казанского НГКМ».

Использование паровых котлов в качестве водогрейных позволяет, повысить производительность котельных установок и уменьшить затраты на собственные нужды, связанные с эксплуатацией питательных насосов, теплообменников сетевой воды и оборудования непрерывной продувки, а также сократить расходы на подготовку воды, и существенно снизить расходы топлива.

Исходными данными для работы являются результаты, полученные при прохождении преддипломной практики на объекте «Казанского НГКМ», месторождение в районе г. Кедровый, нормы соответствующих СНиП

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Выпускная квалификационная работа предусматривает разработку реконструкции котельной, осуществляя перевод котлов с парового на водогрейный режим.

В здании котельной Казанского НГКМ г. Кедровый расположено 3 паровых котла ДКВр-10-13, с номинальной нагрузкой 8.5 Гкал/час, параметры насыщенного пара на выходе из котла $P=1.3\text{ МПа}$, на собственные нужды после РОУ $P=0,6\text{ МПа}$, $t=180^{\circ}\text{C}$. Котельная обеспечивает район месторождения отоплением и горячим водоснабжением, а также паром на технологические нужды.

- параметры наружного воздуха

 - расчетный -40°C

 - средний $-8,8$

- параметры теплоносителя $110-70^{\circ}\text{C}$

- продолжительность отопительного периода 234

- расход пара на тех. нужды 3800 Гкал/год.

Район теплоснабжения включает в себя: 3 технических корпуса, административный корпус, здание тех службы, 5 общежитий из них 2 общежития НГДУ, РМУ, Станция обезжелезивания, ОМТС, автотранспортный участок, прачечная, нефтеналивная и столовая.

Данные необходимые для расчета потребителей тепла внесены в таблицы первого раздела.

1 РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛА НА НУЖДЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ «КАЗАНСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ» ОТДЕЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Г. КЕДРОВЫЙ. АНАЛИЗ ГОДОВОГО ГРАФИКА РАСХОДА ТЕПЛОТЫ

1.1 Расчёт максимального количества тепла на нужды отопления зданий проводится по формуле [11]:

$$Q_0 = V_{\text{зд}} \cdot q_0 (t_{\text{вн}} - t_{\text{ро}}) \alpha, \text{ ккал/час}, \quad (1.1)$$

где $V_{\text{зд}}$ – объём отапливаемого здания, м^3 ;

q_0 – удельная отопительная характеристика здания, $\text{ккал/час} \cdot \text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$ [11];

α – поправочный коэффициент на изменение величины отопительной характеристики при температуре, отличной от -40°C [11];

$t_{\text{вн}}$ – нормативная внутренняя температура для данного типа помещений, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{ро}}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования отопления (-40°C) [5,19].

Результаты расчёта приведены в табл.1

Годовая потребность в тепле на отопление определяется по формуле[11]:

$$Q_0^{\text{год}} = V_{\text{зд}} \cdot q_0 (t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}) n_0 \cdot 24 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год}, \quad (1.2)$$

где $V_{\text{зд}}$ – объём отапливаемого здания, м^3 ;

$t_{\text{ср.о}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный сезон, для города Кедровый $t_{\text{ср.о}} = -8,8^\circ\text{C}$ (для жилых и общественных помещений) [19];

n_0 – продолжительность отопительного периода, 234 сут. – по городу Кедровый для жилых и общественных зданий [19].

Результаты расчёта приведены в табл.1

Помесячные расходы тепла на отопление проводятся по формуле [11]:

$$Q_0^{\text{мес}} = V_{\text{зд}} \cdot q_0 \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.м}}) \cdot N \cdot 24 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал}, \quad (1.3)$$

где N – количество дней используемых для отопления в течение рассматриваемого месяца;

$t_{\text{ср.м}}$ – среднемесячная температура, согласно исходным данным $-8,8^\circ\text{C}$.

Результаты расчётов приведены в табл.2

1.2 Количество тепла, расходуемое на технологические нужды

Помесячные расходы тепловой энергии на технологические нужды представлены в таблице 3, которая составлена на основании данных, представленных службой главного энергетика НПО «Казанское НГКМ». Годовые затраты тепла на технологические нужды.

$$Q_{\text{техн}}^{\text{год}} = 3800 \text{ Гкал/год.}$$

1.3 Количество тепла, расходуемого на горячее водоснабжение

Часовой расход тепла на горячее водоснабжение определяется по формуле [11]:

$$Q_{\text{ГВС}} = \frac{n \cdot a \cdot c \cdot (55 - t_{\text{хв}})}{24}, \text{ ккал/ч}, \quad (1.4)$$

где n – расчётное число потребителей;

a – норма расхода горячей воды в час наибольшего потребления, л/сут[19].;

$t_{\text{хв}}$ – температура холодной воды из водопровода зимой, $t_{\text{хв}} = 5^\circ\text{C}$ [11];

$c_p = 1 \text{ ккал/кг} \cdot \text{K}$ – удельная теплоемкость воды.

Часовой расход тепла на горячее водоснабжение приведён в таблице 4, которая составлена по данным службы главного энергетика «Казанское НГКМ».

Годовая потребность на нужды горячего водоснабжения определяется по формуле [11]:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = m \cdot a \cdot [(55 - t_{\text{хз}})n_0 + \beta_0(360 - n_0) \cdot (55 - t_{\text{хл}})] \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год}, \quad (1.5)$$

где m – количество единиц измерения отнесённое к суткам (число жителей, работников, число блюд в столовой, число душевых кабин и т.д.);

$t_{\text{хл}}$ – температура холодной водопроводной воды летом, 15°C [11];

$t_{\text{хз}}$ – температура холодной водопроводной воды зимой, 5°C ;

n_0 – продолжительность отопительного периода, 234 сут. (для г.Кедровый);

β_0 – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение летом по отношению к отапливаемому сезону (для предприятий $\beta = 1$).

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение приведён в таблице 4, которая составлена по данным предприятия «Казанское НГКМ».

Помесячные расходы тепла на горячее водоснабжение приведены в таблице 5, которая составлена по данным предприятия «Казанское НГКМ».

Таблица 1. Максимальные часовые нагрузки и годовые расходы тепла на отопление

Максимальные часовые нагрузки и годовые расходы тепла на отопление										
№	Название подразделения	$V_{зд}, м^3$	$q_o,$ ккал/ч $· м^3 °C$	$t_{вн}, °C$	$t_{po}, °C$	$t_{cp.o}, °C$	n_0	α	Максимальная часовая нагрузка на отопление, $Q_o, \frac{Гкал}{час} · 10^3$	Годовой расход тепла на отопление, $Q_{o.год},$ $\frac{Гкал}{год} · 10^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Произв-ое помещение №1	26185	0,33	16	-40	-8,8	234	0,9	0,61598275	1,70222
2.	Произв-ое помещение №2	29098	0,33	16	-40	-8,8	234	0,9	0,36631980	1,01230
3.	Произв-ое помещение №3	26495	0,33	16	-40	-8,8	234	0,9	0,32244458	0,89105
4.	Произв-ое помещение №4	25954	0,33	16	-40	-8,8	234	0,9	0,548 82274	1,51663
5.	Служебное помещение	9502	0,35	18	-40	-8,8	234	0,9	0,20831454	0,60064
6.	Сооружение тех.служб	2681	0,43	18	-40	-8,8	234	0,9	0,05479069	0,15798
7.	Станция обезжелезивания	435	0,66	16	-40	-8,8	234	0,9	0,01330560	0,3677
8.	Помещение О М Т С	1170	0,4	20	-40	-8,8	234	0,9	0,02721600	0,8152
9.	Помещение Р М У	7968	0,38	18	-40	-8,8	234	0,9	0,17158140	0,49472

Продолжение Таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10.	Автотранспортный бокс	4120	0,6	10	-40	-8,8	234	0,9	0,106920	0,25086
11.	Общежитие Н Г Д У к.1	2540	0,45	22	-40	-8,8	234	0,9	0,0514755	0,15957
12.	Общежитие Н Г Д У к.2	3105	0,43	22	-40	-8,8	234	0,9	0,07258185	0,22499
13.	Общежитие к. 1	9860	0,33	22	-40	-8,8	234	0,9	0,19410197	0,60169
14.	Общежитие к. 2	9310	0,35	22	-40	-8,8	234	0,9	0,16065378	0,49801
15.	Общежитие к. 2	9310	0,35	22	-40	-8,8	234	0,9	0,16065378	0,49801
17.	Прачечная	1230	0,38	15	-40	-8,8	234	0,9	0,2022075	0,05460
17.	Столовая	6980	0,38	18	-40	-8,8	234	0,9	0,14916672	0,43009
18.	Нефтеналивная	17180	0,33	16	-40	-8,8	234	0,9	0,26960472	0,74503
ИТОГО									3,51415717	9,95668

Таблица 2. Помесячные расходы тепла на отопление

№ п/п	Название подразделения	Расчётное распределение тепловой энергии на отопление по месяцам на 2016г., Гкал											
		Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июн.	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Произв-ое помещение №1	331,0	282,5	239,1	137,3	70,0	0	0	0	68,2	137,3	241,9	299,2
2.	Произв-ое помещение №2	196,8	168,0	142,2	81,6	41,6	0	0	0	40,6	81,6	143,8	177,9
3.	Произв-ое помещение №3	173,3	147,9	125,2	71,9	36,7	0	0	0	35,7	71,9	126,6	156,6
4.	Произв-ое помещение №4	294,9	251,7	213,1	122,3	62,4	0	0	0	60,8	122,3	215,5	266,6
5.	Служебное помещение	114,0	97,6	84,0	50,6	28,8	0	0	0	28,2	50,6	84,9	103,4
6.	Сооружение тех.служб	30,0	25,7	22,1	13,3	7,6	0	0	0	7,4	13,3	22,3	27,2
7.	Станция обезжелезивания	7,1	6,1	5,2	3,0	1,5	0	0	0	1,5	3,0	5,2	6,5
8.	Помещение О М Т С	15,1	13,0	11,4	7,1	4,4	0	0	0	4,3	7,1	11,5	13,8
9.	Помещение Р М У	93,9	80,4	69,2	41,7	23,7	0	0	0	23,2	41,7	69,9	85,2
10.	Автотранспортный бокс	53,7	45,3	35,9	16,4	3,0	0	0	0	2,7	16,4	36,4	47,9
11.	Общежитие Н Г Д У к.1	29,1	25,0	22,2	14,3	9,4	0	0	0	9,3	14,3	22,4	26,6
12.	Общежитие Н Г Д У к.2	41,0	35,3	31,3	20,2	13,3	0	0	0	13,1	20,2	31,5	37,5
13.	Общежитие к. 1	109,7	94,4	83,6	54,1	35,5	0	0	0	34,9	54,1	84,4	100,2

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
14.	Общежитие к. 2	90,8	78,2	69,2	44,8	29,3	0	0	0	28,9	44,8	69,8	82,9
15.	Общежитие к. 2	90,8	78,2	69,2	44,8	29,3	0	0	0	28,9	44,8	69,8	82,9
16.	Прачечная	10,8	9,2	7,7	4,3	2,0	0	0	0	2,0	4,3	7,8	9,7
17.	Столовая	81,6	69,9	60,2	36,2	20,6	0	0	0	20,2	36,2	60,8	74,1
18.	Нефтеналивная	144,9	123,7	104,7	60,1	30,6	0	0	0	29,8	60,1	105,9	131,0
	Итого	1 908,7	1 632,2	1 395,3	823,9	449,8	0	0	0	439,6	823,9	1 410,5	1 729,1

Таблица 3. Помесячные расходы тепловой энергии на технологические нужды и завод смазочных материалов.

№ п/п	Название подразделения	Расчётное распределение тепловой энергии на технологию по месяцам на 2016г., Гкал											
		Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июн.	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Итого по месяцам	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66	316,66
	Итого за год, Гкал/год	3800											

Таблица 4. Максимальные часовые нагрузки и годовые расходы тепла на ГВС

Максимальные часовые нагрузки и годовые расходы тепла на ГВС					
№	Название подразделения	Нагрузки на горячее водоснабжение, $Q_{гвс}$, Мкал / час		Годовой расход тепла на горячее водоснабжение $Q_{гвс}$, Мкал / год	
		ИТР	Рабочих	ИТР	Рабочих
1	2	3	4	5	6
1.	Произв-ое помещение №1	3,91953375	216,722503	33,858	1872,108
2.	Произв-ое помещение №2	1,760352	25,250049	15,2064	2181,168
3.	Произв-ое помещение №3	2,4964992	70,387408	21,56544	608,0256
4.	Произв-ое помещение №4	1,92098412	137,120752	16,593984	1184,4864
5.	Служебное помещение	1,2742548	0,9148496	11,00736	7,90272
6.	Сооружение тех.служб	0,1540308	38,14096	1,33056	329,472
7.	Станция обезжелезивания	0,5227712	17,15343	4,51584	148,176
8.	Помещение О М Т С	0,5494432	6,524638	4,74624	56,3616
9.	Помещение Р М У	0,5821164	6,791358	0,502848	58,6656

Продолжение Таблицы 4

1.	2	3	4	5	6
10	Автотранспортный бокс	0,3030606	0,38387676	2,61792	3,316032
11	Общежитие Н Г Д У к.1	0,5387744	8,081616	4,65408	69,8112
12	Общежитие Н Г Д У к.2	0,360072	3,20064	3,1104	27,648
13	Общежитие к. 1	0,06541308	18,897112	0,565056	163,2384
14	Общежитие к. 2	0,08241648	44642,26	0,711936	385,632
15	Общежитие к. 2	0,653464	0,7841568	5,6448	6,77376
17	Прачечная	0,0380076	34,998665	0,32832	302,328
18	Столовая (в расчёте на 900 блюд)	19,05		164,6	
19	Всего по предприятию	876,9782		7575,6	
20	Нефтеналивная	97,207		780	
	Итого	974,1852		8355,6	

Таблица 5. Помесячные расходы тепла на ГВС

№	Название подразделения	Расчётное распределение тепловой энергии на ГВС по месяцам на 2016 г., Гкал											
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Произв-ое помещение №1	157,0	141,9	157,0	151,9	136,6	125,6	125,6	125,6	141,3	157,0	151,9	157,0
2.	Произв-ое помещение №2	190,1	171,8	190,1	182,1	165,4	152,1	152,1	152,1	171,1	190,1	178,6	190,1
3.	Произв-ое помещение №3	57,1	51,6	57,1	55,3	49,7	45,7	45,7	45,7	51,4	57,1	56,4	57,1
4.	Произв-ое помещение №4	109,2	98,7	109,2	105,7	95,0	87,4	87,4	87,4	98,3	109,2	101,6	109,2
5.	Служебное помещение	1,4	1,2	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,4	1,3	1,4
6.	Сооружение тех.служб	28,0	25,3	28,0	27,0	24,3	22,4	22,4	22,4	25,1	28,0	26,0	28,0
7.	Станция обезжелезивания	11,5	10,4	11,5	11,1	10,0	9,2	9,2	9,2	10,3	11,5	10,8	11,5
8.	Помещение О М Т С	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
9.	Помещение Р М У	4,1	3,7	4,1	3,9	3,6	3,3	3,3	3,3	3,7	4,1	4,2	4,1
10.	Автотранспортный	46,4	41,9	46,4	44,8	40,3	37,1	37,1	37,1	41,7	46,4	46,7	46,4

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
11.	Общежитие Н Г Д У к.1	10,0	9,0	10,0	9,7	8,7	8,0	8,0	8,0	9,0	10,0	9,9	10,0
12.	Общежитие Н Г Д У к.2	2,5	2,3	2,5	2,4	2,2	2,0	2,0	2,0	2,3	2,5	2,2	2,5
13.	Общежитие к. 1	4,4	4,0	4,4	4,3	3,7	3,5	3,5	3,5	4,0	4,4	4,1	4,4
15.	Общежитие к. 2	0,9	0,8	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9
16.	Общежитие к. 2	1,1	1,0	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,0	1,1
17 .	Прачечная	23,5	21,2	23,5	22,8	20,4	18,8	18,8	18,8	21,2	23,5	22,1	23,5
18.	Столовая (в расчёте на 900 блюд)	11,3	10,2	11,3	10,9	9,9	9,1	9,1	9,1	10,2	11,3	11,4	11,3
19.	Нефтеналивная	58,6	52,9	58,6	56,7	50,9	46,9	46,9	46,9	52,7	58,6	54,0	58,6
20.	Итого	717,5	648,2	717,5	692,2	624,0	574,0	574,0	574,0	645,5	717,5	684,8	717,5

1.4 Анализ годового графика расхода теплоты

Годовой график расхода теплоты котельной «Казанское НГКМ» приведён на рисунке 1. График составлен по данным таблиц: 1, 2, 3, 5.

Из приведённых графиков следует, что суммарное максимальное потребление «Казанское НГКМ» тепловой энергии происходит в январе месяце $Q_{\Sigma} = 2935,17$ Гкал. Кроме того, в январе происходит максимальное потребление энергии на отопление $Q_0 = 1908,71$ Гкал.

Минимальное потребление тепловой энергии на «Казанское НГКМ» происходит в июне, июле и августе: $Q_{\Sigma} = 890,9$ Гкал. При этом расход тепла на отопление отсутствует.

Расход тепла на горячее водоснабжение в летние месяцы составляет значение $Q_{ГВС} = 567,84$ Гкал, а расход тепловой энергии на технологические нужды $Q_T = 316,66$ Гкал.

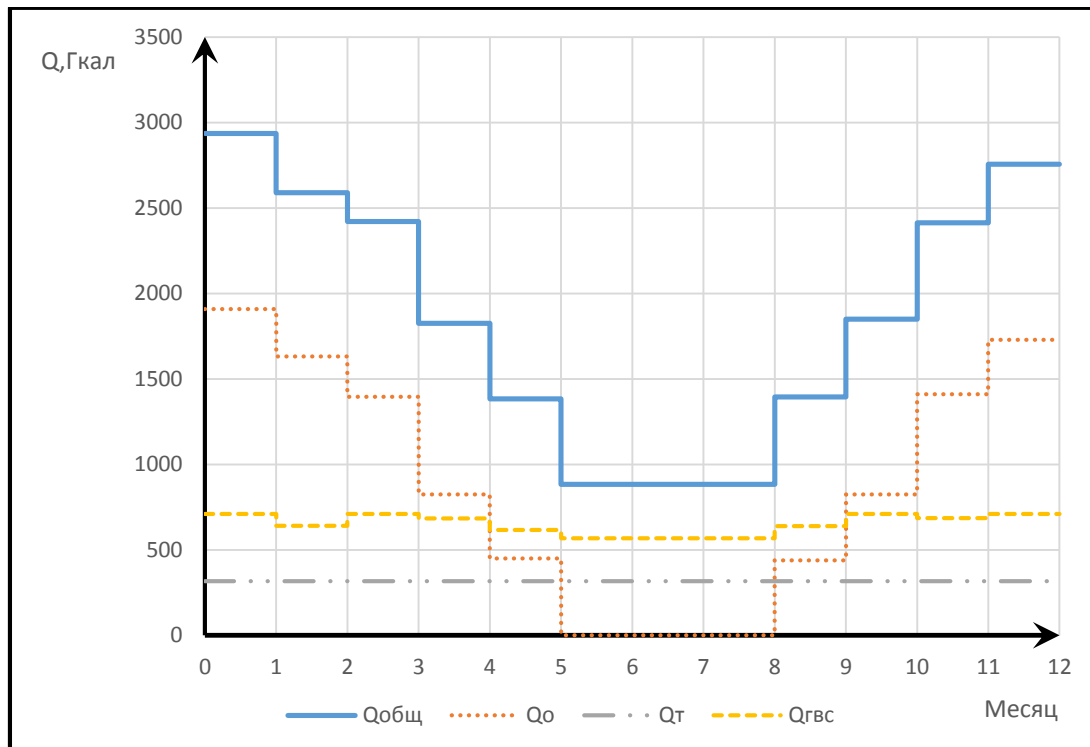


Рис.1 Годовой график расхода теплоты

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ДЛЯ МАКСИМАЛЬНО-ЗИМНЕГО И ЛЕТНЕГО ПЕРИОДА.

Данный котел имеет давления $P_k = 1.3 \text{ МПа}$ в связи с этим можно определить энтальпию насыщенного пара $i''_n, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$, конденсата $i_k, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$ или температуру конденсата t_k с помощью таблиц термодинамических свойств водяного пара [14, 15]:

$$i''_n = 665.5 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}};$$

$$i_k = 80 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$$

2.1 Расчет тепловой схемы для максимально-зимнего периода

Расход тепла на отопление с учётом потерь в трубопроводе

$$\begin{aligned} Q_{op} &= K_{II} \cdot Q_0 = 1,2 \cdot 3,514 \cdot 10^6 = 4,21 \cdot 10^6 \frac{\text{ккал}}{\text{час}} = \\ &= 4,187 \cdot 4,21 \cdot 10^6 \frac{\text{ккал}}{\text{час}} = 17,65 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{час}} \end{aligned} \quad (2.1)$$

где Q_0 – максимальная часовая нагрузка на отопление, ккал/час;

$K_{II} = 1.2$ коэффициент, учитывающий потери в трубопроводах [11].

Расчёт максимального расхода воды для отопительной сети

$$G_0 = \frac{Q_{op}}{(t_{от.под}^p - t_{от.обр}^p) C_p} = \frac{4,21 \cdot 10^6}{(110 - 70) \cdot 1} = 168,7 \text{ т/ч}, \quad (2.2)$$

где c_p – теплоёмкость воды, ккал/кг·°С.

Расход тепла на горячее водоснабжение с учётом потерь в трубопроводах

$$Q_{ГВС.P} = K_{II} \cdot Q_{ГВС} = 1,2 \cdot 0,9741 \cdot 10^6 = 1,168 \cdot 10^6 \frac{\text{ккал}}{\text{час}} = 4,894 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{час}} \quad (2.3)$$

где $Q_{ГВС}$ – максимальная часовая нагрузка на систему горячего водоснабжения, ккал/час.

Расход воды в сети горячего водоснабжения [19]

$$G_{ГВС} = \frac{Q_{ГВС.Р}}{(t_{ГВ}^p - t_{ХВ}^p) C_p} = \frac{1,168 \cdot 10^6}{(60 - 5) \cdot 1} = 25.98 \text{ т/ч}, \quad (2.4)$$

где $t_{ГВ}^p$ - расчётная температура потребления горячей воды [19], °С;

$t_{ХВ}^p$ - расчётная температура холодной воды [19], °С.

Расход пара на отопление

$$D_0 = \frac{Q_{оп}}{(i_H'' - i_K) \cdot \eta_{II}} = \frac{4.21 \cdot 10^6}{(665.5 - 195) \cdot 0.98} = 9.14 \text{ т/ч}, \quad (2.5)$$

где i_H'' - энтальпия сухого насыщенного пара, ккал/кг, [15];

i_K - энтальпия конденсата, ккал/кг, [14];

η - КПД теплообменников.

Расход пара на технологические нужды

$$D_T = \frac{K_{он} \cdot Q_T}{(i_H'' - i_K) K \cdot n \cdot m \cdot \eta_{II}} = \frac{1.2 \cdot 3800 \cdot 10^6}{(665.5 - 195) \cdot 12 \cdot 24 \cdot 12 \cdot 0.98} = 2.8 \text{ т/ч}, \quad (2.6)$$

где $K = 12$ час. – число рабочих часов в сутках;

$n = 24$ сут. – число рабочих суток в месяце;

$m = 12$ мес. – число месяцев в году.

Расход пара на горячее водоснабжение

$$D_{ГВС} = \frac{Q_{ГВС.Р}}{(i_H'' - i_K) \cdot \eta_{II}} = \frac{1.17 \cdot 10^6}{(665.5 - 195) \cdot 0.98} = 2.54 \text{ т/ч}, \quad (2.7)$$

Суммарный расход пара на производство и теплоснабжение

$$D = D_T + D_0 + D_{ГВС} = 2.8 + 9.14 + 2.54 = 14.48 \text{ т/ч} \quad (2.8)$$

Расход пара на деаэрацию и подогрев сырой воды

$$D_{\partial} + D_{св} = K \cdot D \quad (2.9)$$

$$D_{\partial} + D_{св} = 0.53 \cdot 14.48 = 7.67 \text{ т/ч},$$

где $K = 0.49$ определён в процессе расчётов методом последовательных приближений.

Потери пара внутри котельной

$$D_{кот} = 0.02 \cdot D = 0.02 \cdot 14.48 = 0.29 \text{ т/ч}. \quad (2.10)$$

Полное количество пара вырабатываемого котельной в зимний период.

$$\sum D_3 = D + D_d + D_{св} + D_{пот} = 14.48 + 7.67 + 0.29 = 22.44 \text{ т/ч} \quad (2.11)$$

Количество паровых котлоагрегатов необходимых для котельной

$$n \geq \frac{\sum D_3}{D_{ед}} = \frac{22.44}{10} = 2.24 \text{ шт} \quad (2.12)$$

где $D_{ед} = 10$ т/ч единичная мощность котла ДКВр – 10 – 13.

Расчёт параметров тепловой схемы котельной проводится по методике из [14]

Количество воды поступающей от непрерывной продувки

$$G_{пр} = \frac{P_{пр} \cdot \sum D_{п}}{100} = \frac{3 \cdot 22.44}{100} = 0.673 \text{ т/ч} \quad (2.13)$$

Количество питательной воды поступающей в котлы

$$G_{пит} = \sum D + G_{пр} = 22.44 + 0.673 = 23.11 \text{ т/ч.} \quad (2.14)$$

Количество подпиточной воды [14, стр.296]

$$G_{подп} = 0.015 \cdot G_0 + G_{ГВС} = 0.015 \cdot 168.7 + 25.98 = 28.51 \text{ т/ч.} \quad (2.15)$$

Общее количество воды на выходе из деаэратора

$$G_{\partial} = G_{пит} + G_{подп} - G_{ксв} - G_{кт} - G_{ко} - G_{кзвс} \text{ т/ч.} \quad (2.16)$$

$$G_{\partial} = 23,11 + 28.51 - G_{ксв} - 1.4 - 9,14 - 2.54 = 36,61 - G_{ксв},$$

где $G_{кт} = 0.5 \cdot D_T$ – возврат технологического конденсата;

$G_{ксв}$ – конденсат подогревателя сырой воды (неизвестная величина, рассчитывается на следующих этапах).

$G_{ко} = D_o = 7,337$ т/ч – конденсат с подогревателя сетевой воды

$G_{кзвс} = D_{звс} = 2.035$ т/ч конденсат с подогревателя сети горячего водоснабжения

Количество выпара из деаэратора.

$$D_{вып} = 0.004 \cdot G_{\partial} = 0.004 \cdot (36,61 - G_{ксв}) \quad (2.17)$$

$$D_{вып} = (0.146 - 0.004 \cdot G_{ксв}) \text{ т/ч} \approx 0.146,$$

Составляющей $0.004 \cdot G_{ксв}$ можно пренебречь.

На первом этапе расчёта принимают: $0.004 \cdot G_{ксв} = 0$.

Производительность химводоподготовки

$$G_{x\theta o} = G_2 + G_{np} + G_{нодн} + G_{ном} + G_{вып}, \quad (2.18)$$

где $G_2 = 0.5 \cdot D_m$, т/ч – потери технологического конденсата.

$$G_{x\theta o} = 1.4 + 0.542 + 28.51 + 0.25 + 0.146 = 30.6 \text{ т/ч},$$

Расход сырой воды на химводоочистку

$$G_{c\theta} = 1.2 \cdot G_{x\theta o} = 1.2 \cdot 30.6 = 36.72 \text{ т/ч}, \quad (2.19)$$

Температура на выходе охладителя продувки

$$t_{\text{опр}}^{\circ} = \frac{G_{np} \cdot (i_{np} - i_k)}{G_{cb} \cdot C_p} + t_{xb} = \frac{0.673 \cdot (665.5 - 195)}{36.72 \cdot 1} + 5 = 13.6^{\circ} \text{C} \quad (2.20)$$

Температура на входе подогревателя хим.очищенной воды

$$t_{\text{пхов}}^{\circ} = t_{\text{опр}}^{\circ} = 13.6^{\circ} \text{C}.$$

Количество пара расходуемого в подогревателе сырой воды

$$D_{cb} = \frac{G_{cb} \cdot (t_{\text{пхов}}^{\circ} - t_{\text{пхов}}^{\circ})}{(i^{\circ} - i_k) \cdot \eta_{\text{л}}} = \frac{36.72 \cdot (70 - 13.6)}{(665.5 - 195) \cdot 0.98} = 4.5 \text{ т/ч}, \quad (2.21)$$

где $t_{\text{пхов}}^{\circ} = 70^{\circ} \text{C}$ (принято).

Расход конденсата в подогревателе сырой воды

$$G_{кcb} = D_{cb} = 4.5 \text{ т/ч}.$$

Расход воды на выходе деаэратора с учётом найденного значения $G_{кcb}$

$$G_d = 36.61 - G_{кcb} = 36.61 - 4.5 = 32.11 \text{ т/ч} \quad (2.22)$$

Уравнение материального баланса для деаэратора

$$D_d + G_{x\theta o} - D_{вып} - G_d = 0 \quad (2.23)$$

Уравнение теплового баланса для деаэратора

$$D_d \cdot i_d^{\circ} + G_{x\theta o} \cdot i_{\text{опхв}}^{\circ} - D_{вып} \cdot i_{вып}^{\circ} - G_d \cdot i_d^{\circ} = 0, \quad (2.24)$$

где D_d – расход пара на деаэратор, тогда

$$D_d = \frac{D_{вып} \cdot i_{вып}^{\circ} + G_d \cdot i_d^{\circ} - G_{x\theta o} \cdot i_{\text{опхв}}^{\circ}}{i_d^{\circ}} = \frac{0.146 \cdot 640.7 + 32.11 \cdot 153 - 30.6 \cdot 70}{665.5} = 4.3 \quad (2.25)$$

определяем $D_d + D_{cb} = 4.3 + 4.5 = 8.8 \text{ т/ч}$,

Определим расхождение $D_d + D_{cb}$ между ранее принятыми значением и полученным

$$\Delta = \frac{8.8 - 7.67}{8.8} \cdot 100 = 12.8\%,$$

$\Delta < 15\%$, следовательно расчёт верный [14].

2.2 Расчёт тепловой схемы котельной для летнего режима работы

Количество тепла потребное на месяц (июнь) на горячее водоснабжение

$$Q_{л.гвс} = 568,96 \text{ Гкал/мес (из табл.5)}$$

Количество тепла затрачиваемого котельной на горячее водоснабжение с учётом потерь в трубопроводах (в месяц)

$$Q'_{л.гвс} = K_{оп} \cdot Q_{л.гвср} = 1,2 \cdot 565,96 = 679,2 \text{ Гкал/мес.} \quad (2.26)$$

Количество тепла, затрачиваемое котельной в летний период в пересчёте на один час

$$Q'_{л.гвср} = \frac{Q'_{л.гвс}}{m \cdot n} = \frac{679,2}{24 \cdot 30} = 0,943 \frac{\text{Гкал}}{\text{час}} = 3,95 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{час}}. \quad (2.27)$$

где $n = 24$ ч. – количество часов в сутках;

$m = 30$ сут. – количество суток в июне.

Расход пара на горячее водоснабжение

$$D_{л.гвс} = \frac{Q'_{л.гвср}}{(i_H'' - i_K) \cdot \eta_{л}} = \frac{0,943 \cdot 10^6}{(665,5 - 195) \cdot 0,98} = 1643 \cdot 10^{-3} = 1,64 \text{ т/ч} \quad (2.28)$$

Расход пара на технологические нужды в летний период равен расходу D_m

$$D_T = 2,8 \text{ т/ч.}$$

Расход воды на горячее водоснабжение

$$G_{гвс} = \frac{Q'_{л.гвср}}{(t_{гв} - t_{хв}) \cdot C_p} = \frac{0,943 \cdot 10^6}{(60 - 15) \cdot 1} = 20,95 \text{ т/ч.} \quad (2.29)$$

Суммарный расход пара на производство и теплоснабжение

$$D = D_T + D_{л.гвс} = 2,8 + 1,64 = 4,44 \text{ т/ч.}$$

Дальнейший расчёт котельной на летний период проводим аналогично расчёту котельной на максимально – зимний период с сохранением принятых обозначений.

Потери пара внутри котельной

$$D_{nom} = 0.002 \cdot D = 0.02 \cdot 4,44 = 0.078 \text{ т/ч}$$

Расход пара на деаэрацию и подогрев сырой воды

$$D_{\partial} + D_{св} = K \cdot D = 0.73 \cdot 4,44 = 3,24 \text{ т/ч} \quad (2.30)$$

где $K = 0.73$ – определено в процессе расчётов методом последовательных приближений.

Полное количество пара вырабатываемое котельной в летний период.

$$\sum D_{л} = D + D_{\partial} + D_{св} + D_{пот} = 4.44 + 3.24 + 0.078 = 7.75 \text{ т/ч} \quad (2.31)$$

Количество котлоагрегатов, необходимых для котельной в летний период

$$n \geq \frac{\sum D_{л}}{D_{eo}} = \frac{7.75}{10} = 0,775 \text{ шт}, \quad (2.32)$$

где $D_{eo} = 10$ т/ч единичная мощность котла типа ДКВр – 10 – 13.

Для рационального использования имеющегося оборудования предлагается разработать для котла ДКВР 10-13 режимную карту с ограниченной производительностью 6,5т/ч.

Количество воды поступающей от непрерывной продувки

$$G_{np} = \frac{G_{np} \cdot \sum D}{100} = \frac{3 \cdot 7.75}{100} = 0.232 \text{ т/ч} \quad (2.33)$$

Количество питательной воды поступающей в котлы

$$G_{nut} = \sum D + G_{np} = 7.75 + 0.232 = 7.98 \text{ т/ч}, \quad (2.34)$$

Количество подпиточной воды

$$G_{подп} = G_{ГВС} = 20,95 \text{ т/ч}.$$

Общее количество воды на выходе из деаэратора

$$G_{\partial} = G_{nut} + G_{подп} - G_{КСВ} - G_{КТ} - G_{КЗВС} \quad (2.35)$$

$$G_{\partial} = 7.98 + 20.95 - 1.4 - G_{КСВ} - 1.64 = 25.25 - G_{КСВ}, \text{ т/ч}.$$

где $G_{кзвс} = D_{л.ГВС} = 1.64$ т/ч конденсат с подогревателя сети горячего водоснабжения.

Количество выпара из деаэратора

$$D_{вып} = 0.004 \cdot 25.25 = 0.10 \text{ т/ч.}$$

Производительность химводоподготовки

$$G_{хво} = 0.5D_m + D_{np} + G_{подп} + D_{ном} + D_{emn} \quad (2.36)$$

$$G_{хво} = 1.4 + 0.206 + 20.95 + 0.078 + 0.1 = 22.68 \text{ т/ч.}$$

Расход сырой воды на химводоочистку

$$G_{св} = 1.2 \cdot 22.68 = 27.48 \text{ т/ч}$$

Температура на выходе охладителя продувки

$$t = \frac{G_{пп} (i_{пп} - i_k)}{G_{св} \cdot C_p} + t_{хв} = \frac{0.232 \cdot (665.5 - 195)}{26.98 \cdot 1} + 15 = 18.96^\circ \text{C} \approx 19^\circ \text{C}. \quad (2.37)$$

Температура на входе подогревателя химически очищенной воды

$$t_{пхв} = t_{оп} = 19^\circ \text{C}$$

Количество пара расходуемого в подогревателе химводоочистки сырой воды

$$D_{св} = \frac{G_{св} \cdot (t_{пхв} - t_{пхв})}{(i_H - i_k) \cdot \eta_l} = \frac{26.98 \cdot (70 - 19)}{(665.5 - 195) \cdot 0.98} = 2,45 \text{ т/ч}, \quad (2.38)$$

Расход конденсата в подогревателе химводоочистки сырой воды

$$G_{ксв} = D_{св} = 2,45 \text{ т/ч}$$

Расход воды на выходе деаэратора с учётом найденного значения $G_{ксв}$

$$G_o = 25.25 - 2,45 = 22,5 \text{ т/ч} \quad (2.39)$$

Уравнение теплового баланса для деаэратора, тогда

$$D_d \cdot i_d + G_{хво} \cdot i_{опхв} - D_{вып} \cdot i_{вып} - G_d \cdot i_d = 0 \quad (2.40)$$

$$D_d = \frac{D_{вып} \cdot i_{вып} + G_d \cdot i_d - G_{хво} \cdot C_p \cdot i_{опхв}}{i_d} = \frac{0.143 \cdot 640.7 + 22.5 \cdot 153 - 22.48 \cdot 70}{665.5} = 1.07$$

$$\text{определяем } D_o + D_{св} = 1.07 + 2,45 = 3.53 \text{ т/ч}, \quad (2.41)$$

Расхождение между заданными значениями $D_d + D_{св}$:

$$\Delta = \frac{3.53 - 3.24}{3.53} = 8.21\%,$$

$\Delta < 15\%$, следовательно расчёт верный [14].

3 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПЕРЕВОДА ПАРОВОГО КОТЛА ДКВР-10-13 НА ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ.

В связи с вводом в эксплуатацию новой станции переработки попутного газа нагрузка на котлоагрегаты увеличится. Предполагается, что зимой новая станция будет потреблять пар в количестве 3 т/ч, а летом – 1 т/ч.

Из приведенных выше расчетов тепловой схемы следует, что полное количество пара вырабатываемого котельной в зимний период составляет 18.08 т/ч, из них большая часть пара расходуется на отопление и горячее водоснабжение 9,372 т/ч/ Расход пара на деаэрацию и подогрев сырой воды 6,186 т/ч,

На технологию расходуется всего 2,299 т/ч. Летом полное количество пара вырабатываемого котельной составляет 6,892 т/ч, из них 2,299 т/ч расходуется на технологию, 1,64 т/ч на ГВС.

В зимний период, нагрузка на каждый котёл ДКВр – 10 – 13 возрастет в 1.5 т/ч и составит значение:

$$D_3 = \frac{\sum D_3}{2} + \frac{3}{2} = \frac{18.08}{2} + \frac{3}{2} = 10.54 \text{ т/ч} \quad (3.1)$$

где $\sum D_3$ - расчётное количество пара, вырабатываемое котельной в зимний период без учёта нового корпуса, т/час (см. п.2).

Таким образом, нагрузка на каждый котлоагрегат ДКВр – 10 – 13 возрастет зимой на 5,4% выше номинальной.

Нагрузка на котёл ДКВр – 10 – 13 в летний период составит значение:

$$D_{\text{л}} = \sum D_{\text{л}} + 1 = 6.892 + 1 = 7.982 \text{ т/ч}, \quad (3.2)$$

где $\sum D_{\text{л}}$ – расчётное количество пара вырабатываемое котельной в летний период без учёта нового корпуса, т/час (см. п.2).

Так как в зимний период преобладают нагрузки на отопление и горячее водоснабжение, целесообразно было бы осуществить перевод двух паровых котлов ДКВр-10-13 на водогрейный режим. Для работы в прежнем режиме

остается один котел ДКВр-10-13, который по техническому состоянию являются наименее изношенным, так как подвергался капитальному ремонту в 1998 году.

4 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЛА ДКВР-10-13 ПО ПЕРЕВОДУ С ПАРОВОГО РЕЖИМА РАБОТЫ В ВОДОГРЕЙНЫЙ

Во многих промышленных котельных в связи с изменением структуры производства паровая нагрузка очень мала или вообще отсутствует, котельные работают в основном на отопление, горячее водоснабжение иногда на вентиляцию. Как правило, в таких случаях рассматривают возможности реконструкции котельной осуществляя перевод котлов с парового режима в водогрейный.

Основу перевода паровых котлов в водогрейный режим заложили в 60-х годах. На сегодняшний день известны несколько схем перевода паровых котлов в водогрейный режим, в основе которых заложен принцип прямоточного движения воды в котле.

4.1 Подготовка котла к реконструкции

При подготовке к реконструкции котла необходимо выполнить ряд операций:

- 1) ознакомиться с технической документацией котельной, планируемой к переоборудованию;
- 2) выбрать принципиальную схему переоборудования и разработать проект реконструкции применительно к местным условиям;
- 3) провести наружный и внутренний осмотр котла, составить акт о количестве шлама и накипи, а также об обнаруженных механических дефектах котлов и местной коррозии;
- 4) организовать очистку котлов от накипи и шлама, определить количество реагентов и их доставку в котельную, провести очистку;

- 5) провести демонтаж измерительных приборов, арматуры и трубопроводов. Демонтаж рекомендуется начинать с датчиков автоматического регулирования. Затем необходимо демонтировать арматуру, сепарационные щиты и обвязочные паровые и дренажные трубопроводы, а также паровые теплообменники и насосы, которые не будут использованы при работе в водогрейном режиме;
- 6) произвести переоборудование экономайзера. При этом последовательное включение труб экономайзера следует изменить на параллельное включение по секциям;
- 7) монтаж обвязочных (циркуляционных) трубопроводов по каждому котлу, а также подпиточных и сетевых участков трубопроводов, соединяющих вспомогательное оборудование и насосы с котлами;
- 8) монтаж внутри барабанных перегородок;
- 9) монтаж воздухоотделителей и дренажных трубопроводов;
- 10) замену и установку на новых местах предохранительных клапанов;
- 11) монтаж вакуумных деаэраторов со вспомогательным оборудованием, арматурой и автоматическими регуляторами;
- 12) монтаж измерительных приборов и регуляторов, обеспечивающих надежность и безопасность эксплуатации каждого котла в водогрейном режиме;
- 13) промывку и щелочение котлов после переоборудования;
- 14) гидравлические испытания котлов на прочность и плотность;
- 15) горячие пробы, наладку теплового режима с проверкой экономичности работы переоборудованного котла.

4.2 Работы по реконструкции котельной

4.2.1 Демонтаж оборудования

При переводе котельной установки на водогрейный режим выполняется комплекс работ по реконструкции, как котельных агрегатов, так и вспомогательного оборудования.

Демонтаж вспомогательного оборудования и деталей реконструируемых котлов можно производить, начиная с любого узла. Однако целесообразно начать его с измерительных приборов и арматуры, которые в последующем не будут использоваться. При этом последовательно снимают водомерную, запорную и предохранительную арматуру и отрезки трубопроводов паровых, питательных и других линий. Затем из барабанов котлов удаляют сепарационные устройства и участки труб (предназначенных для непрерывной продувки), демонтируют систему непрерывной продувки (сепаратор, трубопровода, теплообменники и т.д.).

Также демонтируют питательные насосы с паровым и электрическим приводами, так как надобность в них при использовании водогрейных котлов отпадает. Вода через водогрейные котлы транспортируется с помощью сетевых насосов. В случае необходимости использования питательных насосов для каких-то иных нужд котельной их можно переключить на работу в различных вспомогательных линиях. Насос с паровым приводом следует демонтировать во всех случаях. Параллельно с этим необходимо осуществить реконструкцию экономайзера.

4.2.2 Переоборудование экономайзера

Котельная установка оборудована экономайзерами типа ЭП-1-330 из чугуновых ребристых труб. Экономайзер представляет собой поверхность

нагрева, собираемую из горизонтально лежащих труб с наружным диаметром 76X8 мм, на которых имеются поперечные ребра квадратной формы размером 150X150 мм, расположенные с шагом по длине в 25 мм. Каждая из труб соединяется с другой (соседней) трубой специальным чугунным коленом — «калачом» так, что вода последовательно проходит все трубы нижнего ряда, затем переходит в следующий ряд и т. д. вплоть до верхнего ряда, откуда она направляется в барабан.

При эксплуатации котлов в водогрейном режиме количество воды, транспортируемой через экономайзер, примерно на порядок больше, чем в паровом режиме. Соответственно возрастает и скорость транспортировки воды через экономайзер. При этом гидравлическое сопротивление экономайзера увеличивается, что приводит к резкому увеличению расхода энергии на привод сетевых насосов. Для уменьшения затрат энергии и поддержания их на уровне, близком к тому, который был при паровом режиме необходимо последовательное соединение труб экономайзера изменить на секционнo – параллельное. Для уменьшения гидравлического сопротивления следует увеличить число параллельно включенных змеевиков, что уменьшит скорость прохождения воды через экономайзер, а следовательно, и гидравлические потери [7].

4.2.3 Внутри барабанные перегородки

С целью переоборудования котлов ДКВр в прямоточные и одновременно для повышения скорости воды, транспортируемой через поверхности нагрева реконструируемых котлов, в барабанах размещают перегородки. Перегородки делят барабан и связанные с ним поверхности нагрева на отсеки: в верхнем барабане пять отсеков, в нижнем три.

В агрегатах, изготавливаемых котлостроительными заводами, перегородок нет. Их целесообразно изготавливать и устанавливать внутри

барабанов. Перегородки изготавливают из листовой стали Ст3 толщиной 5-6 мм в виде дисков с отверстием в центре для устройства лаза. Лазы необходимы для осмотра и ремонта вальцовочных соединений труб поверхности нагрева. Перегородки крепят к царгам барабанов с помощью трех-четырех небольших кусков стальных уголков размеров 25×25×200 мм. Для удобства монтажа диски перегородок изготавливают на 8-10 мм меньше внутреннего диаметра барабана.

Рекомендуется следующая последовательность проведения монтажных работ при установке перегородок. Диски каждой перегородки разрезают на две серповидные части, которые затем вкладывают внутрь барабана и передвигают к месту установки, т.е. к крепежным углам. Последние приваривают к поверхностям царг, свободным от вальцовочных соединений труб. В верхнем барабане крепежные углы размещают в верхней части, в нижнем барабане – в его нижней части.

4.2.4 Предохранительные клапаны водогрейных котлов

Для защиты от превышения давления водогрейные котлы оборудуют рычажными или пружинными предохранительными клапанами. Предохранительные клапаны водогрейных котлов устанавливают на патрубках, непосредственно присоединенных к котлу или выходному трубопроводу этого котла, без промежуточных запорных органов. Отбор воды из патрубков, на которых расположены предохранительные клапаны, запрещается. При размещении на одном патрубке двух клапанов площадь поперечного сечения этого патрубка должна быть не менее 1,25 суммарной площади сечения обоих клапанов. Воду и пары, сбрасываемые клапанами, необходимо отводить за пределы помещения котельной, используя защитные устройства, предохраняющие обслуживающий персонал от ожогов.

Пропускная способность предохранительных клапанов водогрейных котлов (по сечению прохода) должна быть рассчитана и осуществлена так, чтобы давление при сбросе не превышало 1,08 от давления, получающегося при суммировании статического и динамического напоров воды.

4.2.5 Деаэраторы

При переоборудовании парового котла в водогрейный режим большое значение имеет решение вопроса об удалении из воды растворенных и дисперсных газов. Это необходимо для предотвращения коррозии внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования котельной установки. Главным образом из воды необходимо удалить коррозионные газы, такие как кислород и двуокись углерода.

Растворенные и дисперсные газы удаляют из воды в специальных устройствах, называемых деаэраторами.

Практически во всех существующих отопительных и промышленно – отопительных котельных установках для удаления газов из питательной воды котлоагрегатов применяют термические деаэраторы, в которых для нагрева воды используется пар. При переоборудовании котлов на водогрейный режим работы в котельной практически прекращается производство пара, и установка производит только горячую воду. В ряде случаев для промышленно – отопительных котельных (когда в котельной установлено несколько однотипных паровых котлов небольшой производительности) один или два котлоагрегата используются в качестве генераторов пара для деаэрационной установки и технологических нужд предприятия.

4.2.6 Дренажное оборудование для удаления нерастворенных газов

Не растворенные в воде неконденсирующиеся газы, включая воздух, скапливаются в верхних частях водогрейных котлов и обвязочных трубопроводах. Десорбция этих газов происходит в результате нагрева воды в котлах и ее транспортировки при переменной скорости. Образовавшиеся воздушные «пробки» тормозят транспортировку сетевой воды, повышая гидравлическое сопротивление потока и снижая теплопередачу в теплообменных узлах оборудования. Для удаления нерастворенных газов применяют воздухоотборники с игольчатой арматурой, которые размещают на наиболее высоко установленных узлах.

Наиболее простые воздухоотборники представляют собой расширенную часть трубопровода выпускного напорного коллектора сетевых насосов, в которой 3-5 раз снижается скорость транспортировки воды, что способствует десорбции газов.

4.2.7 Осмотр котлов после реконструкции

После окончания монтажных работ необходимо тщательно осмотреть внутренние поверхности котлов и удалить посторонние предметы, а так же произвести контроль креплений перегородок, установленных внутри барабанов.

Во время осмотра проверяют не только наличие посторонних предметов для их удаления, но и качество выполненных монтажных работ. Особенно тщательно необходимо проверять крепления перегородок внутри барабанов и сварные швы, соединяющие обечайки барабанов с сегментами из угловой стали, на которых укреплены перегородки. Метод контроля этих швов, кроме осмотра, должен осуществляться ультразвуком.

Все трубы поверхности нагрева должны быть проверены на овальность «прокаткой» их шарами. О результатах осмотра и очистки котла от посторонних предметов эксплуатационным и монтажным персоналом котельной составляется акт.

4.3 Описание схемы перевода котла на водогрейный режим работы

При переоборудовании паровых котлов в водогрейные поверхности нагрева практически не изменяются ни по площади, ни по месту их размещения в газоходах. Полностью сохраняются без изменений тракт топливоподачи, газоздушный тракт, система обводки и очистки трубопроводов от загрязнения. Реконструируется цех водообработки, экономайзер и система КИП и автоматики. Естественная циркуляция заменяется принудительной с прямоточным движением сетевой воды через агрегат.

Схема реконструкции котла ДКВр-10-13 (схема движения воды в реконструированном котле) представлена на рисунке 2 и на листе 2 графический части работы. Эта схема была предложена Саратовским Государственным Техническим вузом, по мнению авторов она увеличивает надежность работы котла в водогрейном режиме и снижает затраты на проведение его реконструкции. Для организации движения воды по этой схеме, в верхнем барабане котла установлены четыре перегородки, в нижнем две. Для удобства монтажа и проведения ремонта перегородки имеются съемные крышки (люки), через которые осуществляется допуск во все отсеки верхнего и нижнего барабанов во время ремонта или осмотра котла. Сетевая вода через котлоагрегат проходит в такой последовательности. Сначала обратная сетевая вода поступает в чугунный экономайзер. При этом часть воды пропускается по байпасному трубопроводу, после чего оба потока смешиваются и направляются в тыльную часть верхнего барабана. Далее вода

совершает многократное подъемно-опускное движение в трубах котельного конвективного пучка и экранных трубах. [7]

Отвод воды из котла производится из передней части верхнего барабана котла по существующему патрубку отвода пара. Предохранительные клапаны водяного тракта устанавливаются также на существующем патрубке предохранительных клапанов верхнего барабана. Подвод воды производится через просверленное в верхнем барабане отверстие. Между перегородками верхнего барабана в его корпусе устанавливаются воздушники. Для увеличения надежности и простоты эксплуатации в перегородках верхнего барабана необходимо в верхней и нижней части оставить отверстия 30-40 мм, а в нижнем барабане такие отверстия нужны только в нижней части перегородки. Верхние отверстия служат для удаления воздуха из всего верхнего барабана при помощи одного воздушника, а также для удаления пара через предохранительный клапан, установленный в передней части барабана, при аварийных ситуациях, например, при внезапном отключении электроэнергии или остановке сетевых насосов. Нижние отверстия в перегородках служат для организации периодической продувки и удаления шлама из верхнего и нижнего барабанов.

Для продувки из верхнего барабана можно использовать отключенные опускные трубопроводы в передней части котла. В нижнем барабане используется штатный трубопровод периодической продувки.

Данная схема имеет значительные преимущества перед другими схемами перевода. Она позволяет надежно эксплуатировать котел при увеличенной на 40% тепловой мощности с максимальным для такого типа котлов КПД на уровне 92-93,5% в зависимости от нагрузки. Котел на всех режимах работает мягко, может быстро набирать и снижать свою тепловую мощность [14].

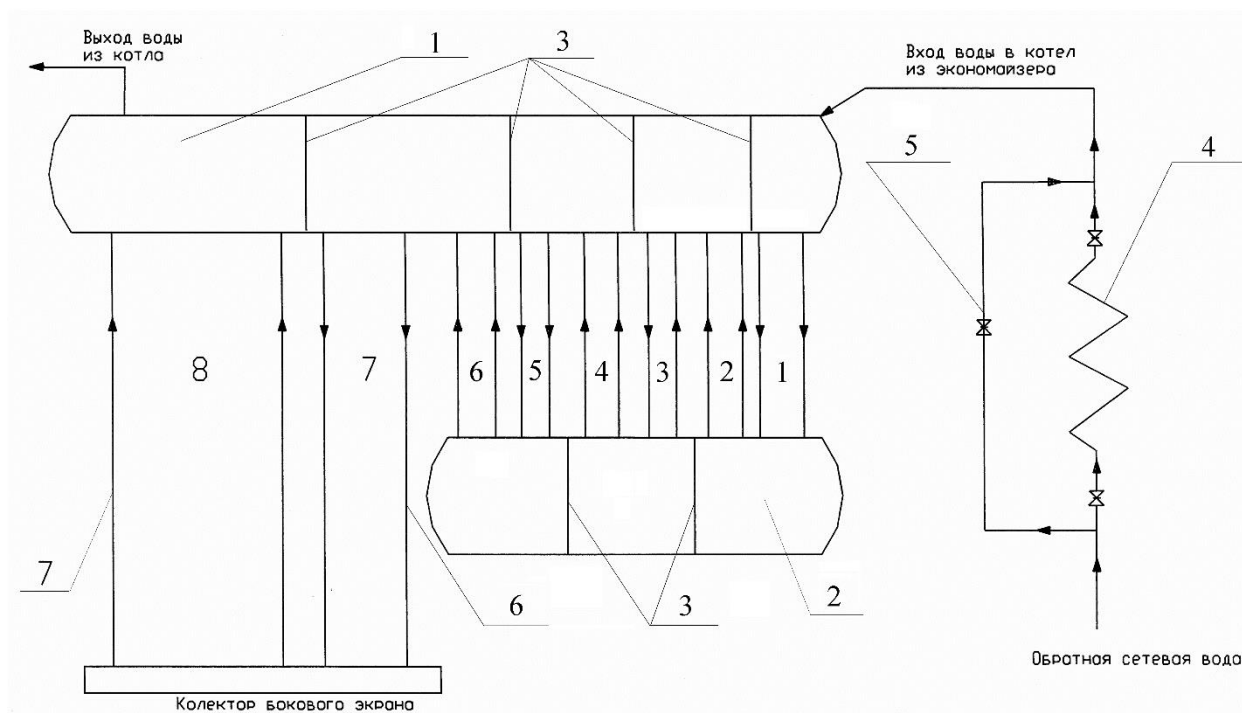


Рис. 2. Схема движения воды в котле при его переводе в водогрейный режим

1 – верхний барабан; 2 – нижний барабан; 3 – разделительная перегородка; 4 – экономайзер; 5 – байпас; 6- боковой экран; 7 – кипятильный пучок

4.4 Схема подключения котла и экономайзера к теплосети

При переводе котельной на водогрейный режим, тепловая схема котельной упрощается, в частности, за счет исключения пароводяных подогревателей: вода из теплосети обычно подается непосредственно в котлы. В этом случае необходимо отдельно рассмотреть работу существующих экономайзеров.

Экономайзер должен быть включен по воде параллельно трубной системе котла. На экономайзере должны устанавливаться не менее чем по одному предохранительному клапану на выходе и входе воды.

Водоотводящие трубы от существующих предохранительных клапанов котла и предохранительных клапанов экономайзера должны быть присоединены к линии свободного слива воды, причем как на них, так и на

сливной линии не должно быть никаких запорных органов. При этом устройство системы водоотводящих труб и линий свободного слива должно исключать возможность ожога людей. Следует отрегулировать степень открытия байпаса так, чтобы температура воды на выходе из экономайзера не была слишком высокой (обычно не более 90°C), иначе возможны гидроудары в экономайзере.

Чтобы обеспечить более эффективный подогрев сетевой воды, в теплофикационных экономайзерах все трубы горизонтальных рядов включают параллельно (см. рис.3). Это требует установки дополнительных коллекторов и переключения калачей, соединяющих между собой оребренные трубы. Поскольку температура продуктов сгорания на выходе из котлов, предназначенных для работы в водогрейном режиме с частичной загрузкой или с пониженным температурным графиком, достаточно низка, необходимости в переборке экономайзера нет.

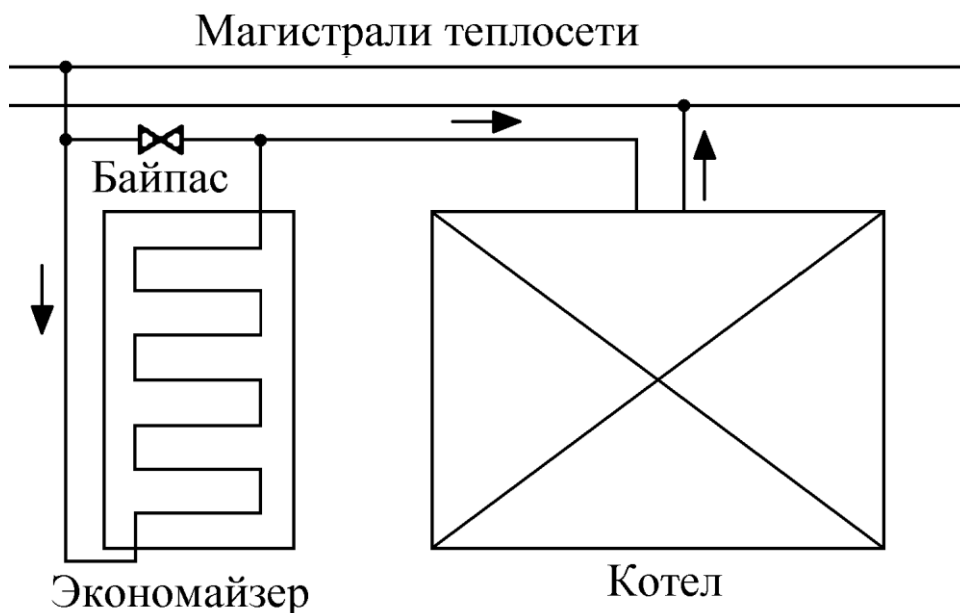


Рис. 3. Схема подключения котла и экономайзера к теплосети

4.5 Требования к режиму работы реконструированного котла

При эксплуатации котлов типа ДКВр в водогрейном режиме следует выполнять следующие требования [7]:

1. Температура воды на выходе из котла должна быть не менее 90°C при работе на газообразном и твердом топливе и не менее 110°C при работе на мазуте на всех нагрузках, в том числе при пусках котла.

2. Расход воды через котел должен быть при максимальной нагрузке не менее расчетной величины, определяемой в зависимости от разности температур воды на выходе и входе в котел и теплопроизводительности котла.

3. Допускается сезонное снижение расхода воды через котел до 50% от расчетной величины при соответствующем уменьшении теплопроизводительности котла.

4. Величина расхода воды через экономайзер должны быть на всех нагрузках равной расчетной паропроизводительности котла.

5. Давление воды на выходе из котла должно выбираться на всех нагрузках с учетом величины подогрева воды до кипения не менее чем на 20°C.

6. Качество сетевой и подпиточной воды должно соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов".

Котел должен быть оборудован автоматическими приборами, прекращающими подачу топлива в топку котла в случаях:

а) повышения давления воды на выходе из котла более чем на 5% расчетного или разрешенного давления;

б) понижение давления воды на выходе из котла до значения, соответствующего давлению насыщения при максимальной температуре воды на выходе из котла;

в) повышения температуры воды на выходе из котла до значения, соответствующего температуре насыщения при рабочем давлении на выходе из котла, уменьшенной на 20°C;

г) уменьшения расхода воды через котел до значения, при котором недогрев воды до кипения на выходе из котла при максимальной нагрузке и рабочем давлении на выходе из котла достигает 20°C.

4.6. Положительные стороны при переводе паровых котлов в водогрейный режим.

Эффективность реконструкции обусловлена тем, что перевод котлоагрегатов на водогрейный режим дает возможность без значительных затрат и снижения КПД повысить тепловую мощность котельных агрегатов на 15-20% (при работе на газе).

Кроме того, отпадает необходимость в дорогостоящей бойлерной установке и упрощается общая схема котельной. Снижаются затраты топлива и электроэнергии на собственные нужды, отпадает необходимость в питательных насосах, не требуется производить непрерывной продувки.

Имеющийся к настоящему времени опыт эксплуатации котельных установок, переоборудованных для работы в водогрейном режиме, показывает, что реконструкция котлов и перевод их на пониженные параметры работы обеспечивает высокоэффективную, устойчивую и надежную работу, а также создает благоприятные условия для обслуживающего персонала.

Реконструкция паровых котлов приводит к уменьшению себестоимости единицы отпускаемой потребителю теплоты. Работая в водогрейном режиме, котлы типа ДКВр обеспечивают бесперебойное получение сетевой воды расчетной температуры, высокую надежность в работе, хорошо держат заданные режимы, в процессе эксплуатации отсутствуют гидравлические удары.

5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЛА

Перепад давления по тракту котельного агрегата при прохождении воды через котел и экономайзер обусловлен следующими факторами: сопротивлением трения, потерями давления на местных сопротивлениях.

Суммарное гидравлическое сопротивление тракта определяется по формуле [7]:

$$\sum \Delta P = \Delta P_{тр} + \Delta P_{\text{м}} = \lambda_0 l (\omega^2 \rho / 2) + \sum \xi_{\text{м}} (\omega^2 \rho / 2) = (\lambda_0 l + \sum \xi_{\text{м}}) (\omega^2 \rho / 2); \quad (5.1)$$

где λ_0 – приведенный коэффициент сопротивления трения, 1/м;

l – длина участка, м;

ω – средняя скорость потока воды в трубах, м/с;

ρ – средняя плотность воды, кг/м³;

$\xi_{\text{м}}$ – коэффициент местных сопротивлений;

Результат гидравлических расчетов котла при его переводе в водогрейный режим представлен в таблице 7

Таблица 7. Результаты гидравлических расчетов котла ДКВр-10-13 при его переводе в водогрейный режим

Наименование	Обозначение	Размерность	Номер участков (рис.2)							
			1	2	3	4	5	6	7	8
Количество труб по оси барабана	n_1	шт	4	2	4	6	2	5	11+1	18+1
Количество труб по ширине котла	n_1	шт	22	22	22	22	22	22	2+20	2+22
Общее количество труб	n	шт	88	154	88	132	44	110	42	58
Площадь продольного сечения для воды	f	m^2	0,146	0,256	0,146	0,219	0,073	0,183	0,070	0,096
Скорость воды	ω	м/с	0,47	0,27	0,48	0,32	0,95	0,38	1,01	0,74
Средняя длина участка	l	м	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	3,69	3,69
Приведенный коэффициент трения	λ_0	1/м	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Коэффициент сопротивления на входе в трубу	$\xi_{вх}$	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Коэффициент сопротивления на выходе из трубы	$\xi_{вых}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Сумма коэффициентов местных сопротивлений	$\Sigma \xi$	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Суммарное сопротивление участка	$\Sigma \Delta P_y$	Па	282	93	293	130	1142	182	1277	684
	ΔP_k	Па	977	975	973	971	968	965	958	951
Суммарный перепад давления в котле, Па	4083									

Таблица 8. Результаты гидравлических расчетов чугунного экономайзера котла ДКВр-10-13

Наименование	Обозначение	Размерность	Участок			
			Подвод. трубо-д	Экономайзер	Отводящ. трубо-д	Барабан трубо-д
Наружный диаметр у толщения стенки	d	мм	159×4,5	76×3	159×4,5	219×6
Количество параллельно включенных труб	n _п	шт	1	7	1	1
Площадь прохождения сечения для воды	f	м ²	0,0177	0,0198	0,0177	0,0336
Средняя длина участка	l	м	2	32	3	7
Скорость воды.	ω	м/с	1,95	1,74	1,95	1,02
Приведенный коэффициент трения	λ ₀	1/м	0,112	0,35	0,112	0,072
Коэффициент сопротивления на входе	ξ _{вх}	-	0,5	0,1	0,5	0,1
Коэффициент сопротивления на выходе	ξ _{вых}	-	0	0	0	0
Коэффициент поворота на 90°	ξ ₉₀	-	1,75	0,325	1,75	1,75
Коэффициент сопротивления задвижек	ξ _{зад}	-	0,2	0	0,2	0,2
Сумма коэффициентов местных сопротивлений	Σξ	-	2,67	16,5	2,79	5,00
Суммарное сопротивление участка	ΣΔP _y	Па	4975	24478	5198	2549
Суммарный перепад давлений в экономайзере	ΔP _э	Па	34651			

Суммарный перепад давления в котле

$$\Delta P_{\text{кот}} = 4083 \text{ Па} = 416 \text{ кгс/м}^2 = 0,042 \text{ кгс/см}^2$$

Результаты гидравлических расчетов экономайзера и барабанного трубопровода представлены в таблице 8.

Суммарный перепад давлений в экономайзере

$$\Delta P_{\text{э}} = 34651 \text{ Па} = 3532 \text{ кгс/м}^2 = 0,353 \text{ кгс/см}^2$$

Сопротивление барабанного трубопровода

$$\Delta P_{\text{б}} = 2549 \text{ Па} = 260 \text{ кгс/м}^2 = 0,026 \text{ кгс/см}^2$$

Общее гидравлическое сопротивление котла с экономайзером при заданных условиях составляет:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{кот}} + \Delta P_{\text{э}} \quad (5.2)$$

$$\Delta P = 4083 + 34651 = 38734 \text{ Па} = 3,948 \text{ кгс/м}^2 = 0,395 \text{ кгс/см}^2$$

6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЁТ КОТЛА ДКВР –10-13 ПЕРЕВОДИМОГО НА ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

6.1 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания в газоходах котла

В котельной сжигается природный газ следующего состава:

$$\begin{aligned} CH_4 &= 83,8\% , & C_4H_{10} &= 0,8\% \\ C_2H_6 &= 4,3\% , & C_5H_{12} &= 0,4\% \\ C_3H_8 &= 2,1\% , & N_2 &= 7,7\% , \\ CO_2 &= 0,9\% , & W_p &= 10 \text{ г/м}^3 \end{aligned}$$

Теплота сгорания природного газа (на сухую массу)

$$\begin{aligned} Q_{\text{н}}^c &= 358,20 \cdot CH_4 + 637,516 \cdot C_2H_6 + 912,56 \cdot C_3H_8 + 1186,51 \cdot C_4H_{10} + 1460,84 \cdot C_5H_{12} = \\ &= 358,2 \cdot 83,8 + 637,51 \cdot 4,3 + 912,56 \cdot 2,1 + 1186,51 \cdot 0,8 + 1460,84 \cdot 0,4 = 35930 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}. \end{aligned} \quad (6.1)$$

Проверка правильности состава топлива

$$\begin{aligned} CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_{10} + C_5H_{12} + N_2 + CO_2 &= 100\% \\ 83,8 + 4,3 + 2,1 + 0,8 + 0,4 + 7,7 + 0,9 &= 100\%. \end{aligned} \quad (6.2)$$

Теоретический объем воздуха необходимого для горения

$$\begin{aligned} V_{\text{г}}^0 &= 0,0476 (2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5 C_4H_{10} + 8C_5H_{12}) = \\ &= 0,0476(2 \cdot 84,5 + 3,5 \cdot 3,8 + 5 \cdot 1,9 + 6,5 \cdot 0,9 + 8 \cdot 0,3) = 9,522 \text{ м}^3/\text{м}^3 \end{aligned} \quad (6.3)$$

Теоретический объем азота в продуктах сгорания

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_{\text{г}}^0 + \frac{N_2}{100} = 0,79 \cdot 9,522 + \frac{7,8}{100} = 7,6 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \quad (6.4)$$

Объем сухих трехатомных газов

$$\begin{aligned} V_{RO_2}^0 &= 0,01(CO_2 + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12}) = \\ &= 0,01(0,8 + 84,5 + 2 \cdot 3,8 + 3 \cdot 1,4 + 4 \cdot 0,9 + 5 \cdot 0,3) = 1,037 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}. \end{aligned} \quad (6.5)$$

Теоретический объем водяных паров в продуктах горения

$$\begin{aligned} V_{H_2O}^0 &= 0,01(2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10} + 6C_5H_{12} + 0,124W_p) + 0,0161 \cdot V_B^0 = \\ &= (2 \cdot 84,5 + 3 \cdot 3,8 + 4 \cdot 1,9 + 5 \cdot 0,9 + 6 \cdot 0,3 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,522 = 2,109 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \end{aligned} \quad (6.6)$$

Полный объем теоретического количества дымовых газов

$$V_{\Gamma}^O = V_{N_2}^O + V_{RO_2}^O + V_{H_2O}^O = 7,6 + 1,037 + 2,109 = 10,746 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}. \quad (6.7)$$

Действительные объемы продуктов сгорания зависят от избытка воздуха в газоходах ($\alpha_i > 1$). Для расчета приняты следующие значения присосов и коэффициента избытка воздуха по [20]:

- коэффициент избытка воздуха в топке: $\alpha_m = 1,05$ [20, с. 201];
- величина присоса воздуха в топке: $\Delta\alpha_m = 0,05$ [20, с.58, т.2–5а];
- величина присоса воздуха в конвективном пучке 1: $\Delta\alpha_{\kappa n1} = 0,05$ [20, стр.58, т. 2–5а];
- величина присоса воздуха в конвективном пучке 2: $\Delta\alpha_{\kappa n2} = 0,10$ [20, стр.58, т.2–5а];
- величина присоса воздуха в экономайзере: $\Delta\alpha_0 = 0,1$ [20, с.198, т.XVI];

Коэффициент избытка воздуха за топкой

$$\alpha_m'' = \alpha_m + \Delta\alpha_m = 1,05 + 0,05 = 1,1; \quad (6.8)$$

Коэффициент избытка воздуха за конвективным пучком 1

$$\alpha_{\kappa n1}'' = \alpha_m'' + \Delta\alpha_{\kappa n1} = 1,1 + 0,05 = 1,15; \quad (6.9)$$

Коэффициент избытка воздуха за в конвективным пучком 2

$$\alpha_{\kappa n2}'' = \alpha_{\kappa n1}'' + \Delta\alpha_{\kappa n2} = 1,15 + 0,1 = 1,25; \quad (6.10)$$

Коэффициент избытка воздуха за экономайзером

$$\alpha_{\text{вэ}}'' = \alpha_{\kappa n2}'' + \Delta\alpha_0 = 1,25 + 0,1 = 1,35; \quad (6.11)$$

Средний коэффициент избытка воздуха за топкой

$$\alpha_T^{cp} = 1,1$$

Средний коэффициент избытка воздуха за конвективным пучком 1

$$\alpha_{\kappa n1}^{cp} = \frac{\alpha_{\kappa n1}'' + \alpha_{\kappa n2}''}{2} = \frac{1,15 + 1,25}{2} = 1,2 \quad (6.12)$$

Средний коэффициент избытка воздуха за конвективным пучком 2

$$\alpha_{\kappa n2}^{cp} = \frac{\alpha_T'' + \alpha_{\kappa n1}''}{2} = \frac{1,1 + 1,15}{2} = 1,125. \quad (6.13)$$

Средний коэффициент избытка воздуха за экономайзером

$$\alpha_{\text{вз}}^{\text{ср}} = \frac{\alpha_{\text{кп2}}'' + \alpha_{\text{вз}}''}{2} = \frac{1,25 + 1,35}{2} = 1,3. \quad (6.14)$$

Действительный объем водяных паров определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161(\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_B^0. \quad (6.15)$$

где $V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ - теоретический объем водяных паров в дымовых газах, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$

V_B^0 - теоретическое количество воздуха необходимое для горения, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$

Действительный объем водяных паров в топке

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^T = 2,109 + 0,0161(1,1 - 1)9,522 = 2,124 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Действительный объем водяных паров в конвективном пучке 1

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{КП1}} = 2,109 + 0,0161(1,125 - 1)9,522 = 2,128 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Действительный объем водяных паров в конвективном пучке 2

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{КП2}} = 2,109 + 0,0161(1,2 - 1)9,522 = 2,139 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Действительный объем водяных паров в экономайзере

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{ВЭ}} = 2,109 + 0,0161(1,30 - 1)9,522 = 2,155 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Действительный объем продуктов сгорания определяется по формуле:

$$V_{\text{Г}} = V_{\text{Г}}^0 + (\alpha_{\text{ср}} - 1)V_B^0, ; \quad (6.16)$$

где V_{RO_2} - объем сухих трехатомных газов, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$

$V_{\text{N}_2}^0$ - теоретический объем азота в дымовых газах, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$

V_B^0 - теоретическое количество воздуха необходимое для горения, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$

$V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ - теоретический объем водяных паров дымовых газов, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$

Действительный объем продуктов сгорания в топке

$$V_{\text{Г}}^T = 10,746 + (1,1 - 1)9,522 = 11,714 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Действительный объем продуктов сгорания в конвективном пучке 1

$$V_{\Gamma}^{KП1} = 10,746 + (1,125 - 1)9,522 = 11,955 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}$$

Действительный объем продуктов сгорания в конвективном пучке 2

$$V_{\Gamma}^{KП2} = 10,746 + (1,2 - 1)9,522 = 12,681 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}$$

Действительный объем продуктов сгорания в экономайзере

$$V_{\Gamma}^{БЭ} = 10,746 + (1,3 - 1)9,522 = 13,649 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}$$

Объемная доля сухих трехатомных газов определяется по формуле:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}, \quad (6.17)$$

где V_{RO_2} - объем сухих трехатомных газов, $\frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}$

V_{Γ} - действительный объем продуктов сгорания, $\frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}$

Объемная доля сухих трехатомных газов в топке

$$r_{RO_2}^T = \frac{1,037}{11,714} = 0,089 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}.$$

Объемная доля сухих трехатомных газов в конвективном пучке 1

$$r_{RO_2}^{KП1} = \frac{1,037}{11,955} = 0,087 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}.$$

Объемная доля сухих трехатомных газов в конвективном пучке 2

$$r_{RO_2}^{KП2} = \frac{1,037}{12,681} = 0,082 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}.$$

Объемная доля сухих трехатомных газов в экономайзере

$$r_{RO_2}^{БЭ} = \frac{1,037}{13,649} = 0,076 \frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}.$$

Объемная доля водяных паров определяется по формуле:

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}, \quad (6.18)$$

где V_{H_2O} - действительный объем водяных паров, $\frac{\mathcal{M}^3}{\mathcal{M}^3}$

V_r - действительный объем продуктов сгорания, $\frac{м^3}{м^3}$

Объемная доля водяных паров в топке

$$r_{H_2O}^T = \frac{2,124}{11,714} = 0,181 \frac{м^3}{м^3}.$$

Объемная доля водяных паров в конвективном пучке 1

$$r_{H_2O}^{KП1} = \frac{2,128}{11,955} = 0,178 \frac{м^3}{м^3}.$$

Объемная доля водяных паров в конвективном пучке 2

$$r_{H_2O}^{KП2} = \frac{2,139}{12,681} = 0,169 \frac{м^3}{м^3}.$$

Объемная доля водяных паров в экономайзере

$$r_{H_2O}^{БЭ} = \frac{2,155}{13,649} = 0,158 \frac{м^3}{м^3}.$$

Общая объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания

$$r_{П} = r_{RO_2} + r_{H_2O},$$

где r_{RO_2} - объемная доля сухих трехатомных газов, $\frac{м^3}{м^3}$

r_{H_2O} - объемная доля водяных паров, $\frac{м^3}{м^3}$

Общая объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания в топке

$$r_{П}^T = r_{RO_2}^T + r_{H_2O}^T = 0,089 + 0,181 = 0,27 \frac{м^3}{м^3}. \quad (6.19)$$

Общая объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания в конвективном пучке 1

$$r_{П}^{KП1} = r_{RO_2}^{KП1} + r_{H_2O}^{KП1} = 0,087 + 0,178 = 0,265 \frac{м^3}{м^3}. \quad (6.20)$$

Общая объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания в конвективном пучке 2

$$r_{П}^{KП2} = r_{RO_2}^{KП2} + r_{H_2O}^{KП2} = 0,082 + 0,169 = 0,251 \frac{м^3}{м^3}. \quad (6.21)$$

Общая объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания в экономайзере

$$r_{II}^{63} = r_{RO_2}^{63} + r_{H_2O}^{63} = 0,076 + 0,158 = 0,234 \frac{м^3}{м^3}. \quad (6.22)$$

Результаты расчетов объемов воздуха, продуктов сгорания и коэффициентов избытка воздуха представлены в таблице 9

Таблица 9 Результаты расчетов объемов воздуха, продуктов сгорания и коэффициентов избытка воздуха.

Величина	Размерность	Газоход			
		Топка	Пучок 1	Пучок 2	Водяной эконом
Коэффициент избытка воздуха за газоходом α_i''	-	1,1	1,15	1,25	1,35
Средний коэффициент избытка воздуха α^{cp}	-	1,1	1,125	1,2	1,3
Действительный объем водяных паров V_{H_2O}	м ³ /м ³	2,124	2,128	2,140	2,155
Действительный объем продуктов сгорания V_{Γ}	м ³ /м ³	11,698	11,936	12,650	13,603
Объемная доля трехатомных газов γ_{RO_2}	-	0,089	0,087	0,082	0,076
Объемная доля водяных паров γ_{H_2O}	-	0,180	0,177	0,167	0,155
Суммарная объемная доля трехатомных газов γ_{II}	-	0,269	0,264	0,249	0,231

6.2 Расчет энтальпий и продуктов сгорания

Энтальпия продуктов сгорания при избытке воздуха $\alpha_i > 1$

$$I_{\Gamma} = I_{\Gamma}^0 + (\alpha_i'' - 1)I_B^0, \quad (6.23)$$

где I_{Γ}^0 – энтальпия теоретического объема продуктов сгорания $\frac{кДж}{м^3}$;

I_B^0 – энтальпия теоретического количества воздуха, необходимого для горения определяется по формуле

$$I_B^0 = V_B^0 (C \cdot V)_B, \quad (6.24)$$

где V_B^0 - теоретический объем воздуха необходимый для горения, $\text{м}^3/\text{м}^3$ [см.п.6.1.]; $V_B^0 = 9,522 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$.

$(CV)_B$ - энтальпия 1 м^3 воздуха, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, принимается для каждой выбранной температуры [20, стр.179 т. XIII].

Энтальпия сухих трехатомных газов определяется по формуле

$$I_{RO_2}^0 = V_{RO_2} \cdot (CV)_{RO_2}, \quad (6.25)$$

где V_{RO_2} - объем сухих трехатомных газов, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$;

$(CV)_{RO_2}$ - энтальпия 1 м^3 сухих трехатомных газов, $\text{кДж}/\text{кг}$ принимается для каждой выбранной температуры [20, с.178, т. XIII].

Энтальпия теоретического количества двухатомных газов определяется по формуле

$$I_{N_2}^0 = V_{N_2}^0 (CV)_{N_2}, \quad (6.26)$$

где $V_{N_2}^0$ - теоретический объем азота в дымовых газах, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$;

$(CV)_{N_2}$ - энтальпия 1 м^3 теоретического объема азота, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, принимается для каждой выбранной температуры [20, стр.178, т. XIII].

Энтальпия теоретического количества водяных паров определяется по формуле

$$I_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0 (CV)_{H_2O}, \quad (6.27)$$

где $V_{H_2O}^0$ - теоретический объем водяных паров в дымовых газах, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$(CV)_{H_2O}$ - энтальпия 1 м^3 теоретического объема водяных паров, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, принимается для каждой выбранной температуры [20, с.178, т. XIII].

Энтальпия теоретического количества продуктов сгорания определяется по формуле

$$I_0^r = I_{RO_2} + I_{N_2}^0 + I_{H_2O}, \quad (6.27)$$

Результаты расчетов энтальпий продуктов сгорания для различных значений температур и коэффициентов избытка воздуха сведены в таблицу 10.

Таблица 10. Результаты расчетов энтальпий продуктов сгорания для различных значений температур и коэффициентов избытка воздуха.

$t, ^\circ\text{C}$	$(CV)_B$ $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	$(CV)_{\text{RO}_2}$ $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	$(CV)_{\text{N}_2}$ $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	$(CV)_{\text{H}_2\text{O}}$ $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	$I_{\text{RO}_2}^0$, $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	$I_{\text{N}_2}^0$, $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	$I_{\text{H}_2\text{O}}^0$, $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	I_{Γ}^0 , $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	I_B^0 , $\frac{\kappa\text{Дж}}{\text{м}^3}$	$I_{\Gamma} = I_{\Gamma}^0 + (\alpha_i'' - 1)I_B^0$			
										Топка $\alpha''=1,1$	Пучок 1 $\alpha''=1,15$	Пучок 2 $\alpha''=1,25$	Эконом $\alpha''=1,35$
100	133	170	130	151	176,3	988,0	318,5	1482,7	1266,4			1799,4	1926,0
200	267	359	261	305	372,3	1983,6	643,2	2999,1	2542,4			3634,7	3889,0
300	404	561	393	464	581,8	2986,8	978,6	4547,1	3846,9			5508,9	5893,5
400	543	774	528	628	802,6	4012,8	1324,5	6139,9	5170,4		6915,5	7432,5	7949,5
500	686	999	666	797	1036,0	5061,6	1680,9	7778,4	6532,1		8758,2	9411,5	10064,7
600	832	1226	806	970	1271,4	6125,6	2045,7	9442,7	7922,3		10631,0	11423,3	
700	982	1466	949	1151	1520,2	7212,4	2427,5	11160,1	9350,6		12562,7	13497,8	
800	1134	1709	1096	1340	1772,2	8329,6	2826,1	12927,9	10797,9		14547,6	15627,4	
900	1285	1957	1247	1529	2029,4	9477,2	3224,7	14731,3	12235,8	15954,8	16566,6	17790,2	
1000	1440	2209	1398	1730	2290,7	10624,8	3648,6	16564,1	13711,7	17935,3	18620,9	19992,0	
1100	1600	2465	1550	1932	2556,2	11780,0	4074,6	18410,8	15235,2	19934,3	20696,1		
1200	1760	2726	1701	2138	2826,9	12927,6	4509,0	20263,5	16758,7	21939,4	22777,3		
1300	1919	2986	1856	2352	3096,5	14105,6	4960,4	22162,5	18272,7	23989,7	24903,4		
1400	2083	3251	2016	2566	3371,3	15321,6	5411,7	24104,6	19834,3	26088,0	27079,7		
1500	2247	3515	2171	2789	3645,1	16499,6	5882,0	26026,7	21395,9	28166,2	29236,0		
1600	2411	3780	2331	3011	3919,9	17715,6	6350,2	27985,7	22957,5	30281,4			
1700	2574	4049	2490	3238	4198,8	18924,0	6828,9	29951,8	24509,6	32402,7			
1800	2738	4317	2650	3469	4476,7	20140,0	7316,1	31932,9	26071,2	34540,0			
1900	2906	4586	2814	3700	4755,7	21386,4	7803,3	33945,4	27670,9	36712,5			
2000	3074	4859	2973	3939	5038,8	22594,8	8307,4	35940,9	29270,6	38868,0			

6.3 Тепловой баланс, коэффициент полезного действия котла, расход топлива

Располагаемая теплота при сжигании газового топлива и отсутствии предварительного подогрева воздуха и газа принимается равной:

$$Q_P^P = Q_H^C = 35930, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3};$$

При переводе парового котла в водогрейный режим полезно использованная теплота будет равна:

$$Q = G_k C_v (t_B'' - t_B'), \text{ кВт}, \quad (6.28)$$

где G_k – расход воды через котел, кг/с;

C_v – теплоемкость воды, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

t_B' – температура воды на входе в котел, °С;

t_B'' – температура воды на выходе из котла, °С;

По правилам котлонадзора расход воды через водогрейный котел должен быть выше минимального расхода $G_{\min}$ определенного по формуле:

$$G_{\min} = Q_{\max} / (C_v [(t_s - 20) - t_{\text{вх}}]), \text{ кг/с}; \quad (6.29)$$

где $Q_{\max}$ – максимальная тепловая нагрузка котла, МВт;

t_s – температура насыщения при давлении воды на выходе из котла, °С;

C_v – теплоемкость воды, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

Номинальная теплопроизводительность котлов ДКВр-10-13 при паровом режиме составляет $Q_{\text{ном}} = 6,5 \text{ Гкал/ч} = 7,56 \text{ МВт}$.

При работе на газе без замены установленных горелок допускается увеличение нагрузок котла до 50%. Максимальная тепловая нагрузка котла составит:

$$Q_{\max} = 1,5 \cdot Q_{\text{ном}} = 1,5 \cdot 6,5 = 9,75 \text{ Гкал/ч} = 11,34 \text{ МВт}. \quad (6.30)$$

При давлении воды на выходе из котла равном 0,4 МПа температура насыщения $t_s = 143,6^\circ\text{С}$ [15]. При начальной температуре воды на входе в котел $t_{\text{вх}} = 70^\circ\text{С}$ минимальный расход воды через котел будет равен:

$$G_{мин} = 11,34 \cdot 10^3 / (4,19 [(143,6 - 20) - 70]) = 25,31 \text{ кг/с} = 91,12 \text{ т/ч}$$

Для увеличения теплопроизводительности котла $Q_1 = 14.83 \text{ МВт}$ при температурном графике отопительной нагрузки $110/70^\circ\text{C}$ расход воды через котел будет равен:

$$G_k = Q_1 / (C_B (t''_B - t'_B)) \quad (6.31)$$

$$G_k = 11,34 \cdot 10^3 / (4,19 (110 - 70)) = 36,77 \text{ кг/с} = 132,38 \text{ т/ч.}$$

Принимаем $G_k = 36,77 \text{ кг/с}$, что выше $G_{мин} = 25,31 \text{ кг/с}$ и предотвратит вскипание воды в котле.

Для определения требуемого расхода топлива в котле рассчитаем его коэффициент полезного действия из определенного баланса:

Коэффициент полезного действия котельного агрегата

$$\eta_{ка} = 100 - \sum q, \quad (6.32)$$

где $\sum q$ - сумма тепловых потерь

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (6.33)$$

где q_2 - потеря тепла с уходящими газами, %;

q_3 - потеря тепла от химического недожога $q_3 = 0,5\%$ [20, с.49, т. 4-4];

q_4 - потеря тепла с механическим недожогом, $q_4 = 0\%$ [20, с.21, п.5-09];

q_5 - потеря тепла от наружного охлаждения котельного агрегата $q_5 = 1,7\%$ [20, с.50, т. 4.3];

q_6 - потеря тепла с физическим теплом $q_6 = 0\%$ [20, с.21, п.5-11].

Потеря тепла с уходящими газами определяется по формуле:

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xв}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}, \% \quad (6.34)$$

где J_{yx} - энтальпия уходящих газов, принимается при температуре уходящих газов $t_{yx} = 100^\circ\text{C}$, $J_{yx} = 1926 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$ (по таблице 10);

$\alpha_{yx} = \alpha_{вэ}$ - коэффициент избытка воздуха за экономайзером;

$t_{yx} = 100^\circ\text{C}$ принимается согласно [8, стр.70];

$I_{x\theta}^0$ - энтальпия теоретически необходимого холодного воздуха, $\frac{\kappa ДЖ}{\text{м}^3}$;

Энтальпия теоретически необходимого количества холодного воздуха рассчитывается по формуле

$$I_{x\theta}^0 = V_B^0 \cdot C_B \cdot t_{x\theta}, \frac{\kappa ДЖ}{\text{м}^3}, \quad (6.35)$$

где V_B^0 - теоретический объем воздуха необходимый для горения, $\text{м}^3/\text{м}^3$
[см.п.6.1.]; $V_B^0 = 9,522 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$.

C_θ - теплоемкость холодного воздуха $C_B = 1,32 \frac{\kappa ДЖ}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$ (при $t_{x\theta} = 30^\circ\text{C}$),
[20,стр.170, т. III].

$t_{x\theta}$ - температура холодного воздуха поступающего в котел
 $t_{x\theta} = 30^\circ\text{C}$ [20, с.20, п.5-03].

$$I_{x\theta}^0 = V_B^0 \cdot C_B \cdot t_{x\theta} = 9,522 \cdot 1,32 \cdot 30 = 314 \frac{\kappa ДЖ}{\text{м}^3} \quad (6.36)$$

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{x\theta}^0)(100 - q_4)}{Q_P^p} = \frac{(1926 - 1,35 \cdot 314)(100 - 0)}{35930} = 4,18\% \quad (6.37)$$

Тогда КПД котла составит

$$\eta_{ka} = 100 - \sum q = 100 - (4,18 + 0,5 + 0 + 1,7 + 0) = 93,62\% \quad (6.38)$$

Расход топлива подаваемого в топку котла

$$B = \frac{Q_1}{Q_P^p \cdot \eta_{ka}} = \frac{14830}{35930 \cdot 0,9362} = 0,441 \text{ м}^3 / \text{с} = 1587 \text{ м}^3 / \text{ч}. \quad (6.39)$$

Коэффициент сохранения теплоты

$$\phi = 1 - \frac{q_5}{\eta_k + q_5} = 1 - \frac{1,7}{93,62 + 1,7} = 0,982 \quad (6.40)$$

6.4 Тепловой расчет топочной камеры

Рассчитаем площадь ограждающих поверхностей камеры горения

$$F_{\text{кам.гор.}} = 2F_{\text{бок.ст}} + F_{\text{тыл.ст}} + F_{\text{фронт.ст}} + F_{\text{под}} + F_{\text{пот}}, \quad (6.41)$$

где $F_{\text{бок.ст}}$ - поверхность боковой стены, м^2 ;

$F_{\text{тыл.ст}}$ - поверхность тыльной стены, м²;

$F_{\text{под}}$ - поверхность пола, м²;

$F_{\text{пот}}$ - поверхность потолка, м²;

$F_{\text{фронт.ст}}$ - поверхность фронтальной стены, м².

$$F_{\text{кам.гор.}} = 2 \cdot 15,01 + 13,87 + 11,46 + 3,82 + 7,01 = 66,2 \text{ м}^2.$$

Площадь ограждающих поверхностей камеры догорания

$$F_{\text{кам.догор.}} = 2F_{\text{бок.ст}} + F_{\text{тыл.ст}} + F_{\text{фронт.ст}} + F_{\text{под}} + F_{\text{пот}}, \quad (6.42)$$

где $F_{\text{бок.ст}}$ - поверхность боковой стены, м²;

$F_{\text{тыл.ст}}$ - поверхность тыльной стены, м²;

$F_{\text{под}}$ - поверхность пола, м²;

$F_{\text{пот}}$ - поверхность потолка, м²;

$F_{\text{фронт.ст}}$ - поверхность фронтальной стены, м².

$$F_{\text{кам.догор.}} = 2 \cdot 1,42 + 4,75 + 4,75 + 1,88 + 1,88 = 16,1 \text{ м}^2.$$

Полная поверхность ограждающих стен топки

$$F_m = F_{\text{кам.гор.}} + F_{\text{кам.догор.}} = 66,2 + 16,1 = 82,3 \text{ м}^2. \quad (6.43)$$

Объем топочной камеры:

$$V_{\text{топ.кам.}} = V_{\text{кам.гор.}} + V_{\text{кам.дог}} = 35,41 + 4,29 = 39,7 \text{ м}^3, \quad (6.44)$$

где $V_{\text{кам.гор.}} = 35,41 \text{ м}^3$ – объем камеры горения;

$V_{\text{кам.дог}} = 4,29 \text{ м}^3$ – объем камеры догорания.

Общая лучевоспринимающая поверхность нагрева топки при угловом коэффициенте экрана $x = 0,78$ [8,рис 12-1]

$$F_{\text{л.}} = F_{\text{л.}}^{\text{бэ}} + F_{\text{л.}}^{\text{нэ}} + F_{\text{л.}}^{\text{зэ}} + F_{\text{л.}}^{\text{nn}} \quad (6.45)$$

$$F_{\text{л.}} = 0,78(4,5 \cdot 2,6 \cdot 2 + 2,06 \cdot 2,47 + 4,2 \cdot 47 + 2,4 \cdot 1,9) = 33,6 \text{ м}^2$$

Эффективная толщина излучающего слоя

$$S_m = 3,6 \frac{V_m}{F_m} = 3,6 \frac{39,7}{82,3} = 1,74 \text{ м} \quad (6.46)$$

Общее количество переданной в топке теплоты определяется разностью между полезным тепловыделением в зоне горения и энтальпии газов на выходе из топки.

Получим тепловыделение в топочной камере

$$Q_T = Q_P^P \cdot \frac{100 \cdot q_3}{100} + \alpha_T'' \cdot I_{XB}^0, \quad (6.47)$$

где Q_P^P - располагаемое тепло топлива, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

q_3 – потеря тепла от химической неполноты сгорания, %;

α_T'' - коэффициент избытка воздуха за топкой;

I_{XB}^0 - энтальпия теоретически необходимого холодного воздуха, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

$$Q_T = 35930 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 1,1 \cdot 314 = 36096 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Этой величине соответствует теоретическая температура горения в топочной камере $\vartheta_a = 1871^\circ \text{C}$ (таблица 10)

Температура дымовых газов на выходе из топки предварительно принимаем $\vartheta_m'' = 1050^\circ \text{C}$

Суммарная поглотительная способность трехатомных газов

$$r_{II} \cdot S_T = 0,27 \cdot 1,74 = 0,47,$$

где r_{II} – суммарная объемная доля трехатомных газов (по таблице 9), $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$;

S_T – эффективная толщина излучающего слоя, м.

Определяем коэффициент ослабления лучей [21, с.61]

$$k = k_G \cdot r_{II} + k_c$$

Используя расчетные значения объемной доли водяных паров r_{H_2O} и суммарной поглотительной способности при принятой температуре дымовых газов на выходе из топки $\vartheta_m'' = 1050^\circ \text{C}$ по диаграмме 3 [20] находим значение коэффициента ослабления лучей трехатомными газами

$$K_c = 0,78, \quad 1/(\text{см кг/см}^2);$$

В соответствии с суммарной оптической толщиной среды

$$K_c \cdot r_{II} \cdot S_T = 0,78 \cdot 0,27 \cdot 1,74 = 0,37, \quad (6.48)$$

По номограмме 2 [20] определим степень черноты факела a_ϕ

$$a_\phi = 0,31$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов равен

$$\psi = \xi \cdot \chi = 0,78 \cdot 0,65 = 0,507; \quad (6.49)$$

где $\xi = 0,65$. условный коэффициент загрязнения лучевоспринимающих поверхностей [21, т.5-1];

χ - угловой коэффициент экрана, $\chi = 0,78$ [8, рис 12-1]

Найдем степень черноты камерной топки по $a_\phi = 0,31$ и $\psi = 0,507$ пользуясь номограммой 6 [20]

$$a_m = 0,47$$

Определим удельное тепловыделение в топке на 1 м² ограждающих ее стенок

$$Q_{ty} = \frac{Bp \cdot Q_T}{F_T}, \quad (6.50)$$

где Bp – расчетный расход топлива, м³/с;

Q_T – полезное тепловыделение в топке, кДж/м³;

F_T – поверхность стен топочной камеры, м².

$$Q_{ty} = \frac{0,441 \cdot 36096}{82,3} = 193,4 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}. \quad (6.51)$$

Расчетный параметр горения M

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot X_m = 0,54 - 0,2 \cdot 0,27 = 0,49.$$

где x_m – относительная высота максимума температуры пламени в топке

Относительная высота максимума температуры пламени в топке

$$x_m = \frac{h_{гор}}{h_m} = \frac{1000}{3700} = 0,27, \quad (6.52)$$

где $h_{гор} = 1000$ мм – высота расположения осей горелок;

$h_{B.O} = 3700$ мм – расчетная высота заполняющая топку факелом.

Используя расчетные величины степени черноты факела, углового коэффициента тепловой эффективности экранов, удельного тепловыделения в топке, по номограмме 7 [20] найдем температуру на выходе из топки $\theta_m'' = 1060^\circ \text{C}$. Этой температуре соответствует энтальпия газов на выходе из топки.

$$I_m'' = 19136.5 \text{ кДж/м}^2 \text{ (по таблице 10)}$$

Удельное тепловосприятие топки

$$Q_{\lambda} = \phi \cdot (Q_T - I_T'') = 0,982(36096 - 19136.5) = 16654 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}. \quad (6.53)$$

Проверим величину теплового напряжения топочного объема

$$q_v = B \cdot Q_p^p / V_m = 0,441 \cdot 35930 / 39,7 = 399 \text{ кВт/м}^3 = 343 \cdot 10^3 \text{ ккал/м}^3 \text{ч} \quad (6.54)$$

Так как допустимые величины $q_v = (300-500) \text{ ккал/м}^3 \text{ч}$ и $\vartheta_m'' = 1050 - 1100^\circ \text{C}$ выше рассчитанных, следовательно, найденные значения находятся в пределах допустимых величин q_v, ϑ_m'' .

В соответствии с рассчитанным тепловосприятием топки, температура направляемой в котле воды на входе в экран топочной камеры должна быть равна:

$$t_{\epsilon}' = t_{\epsilon}'' - \frac{B \cdot Q_{\lambda}}{G_n \cdot c_{\epsilon}} \quad (6.55)$$

$$t_{\epsilon}' = 110 - \frac{0,441 \cdot 16654}{36,38 \cdot 4,19} = 86,9^\circ \text{C}$$

6.5 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева котла

Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева котла ДКВр-10-13 представлен в таблице 11.

Распределение температуры теплоносителей и тепловосприятий по поверхностям нагрева котла ДКВр-10-13 при его переводе в водогрейный режим показано на рисунке 4.

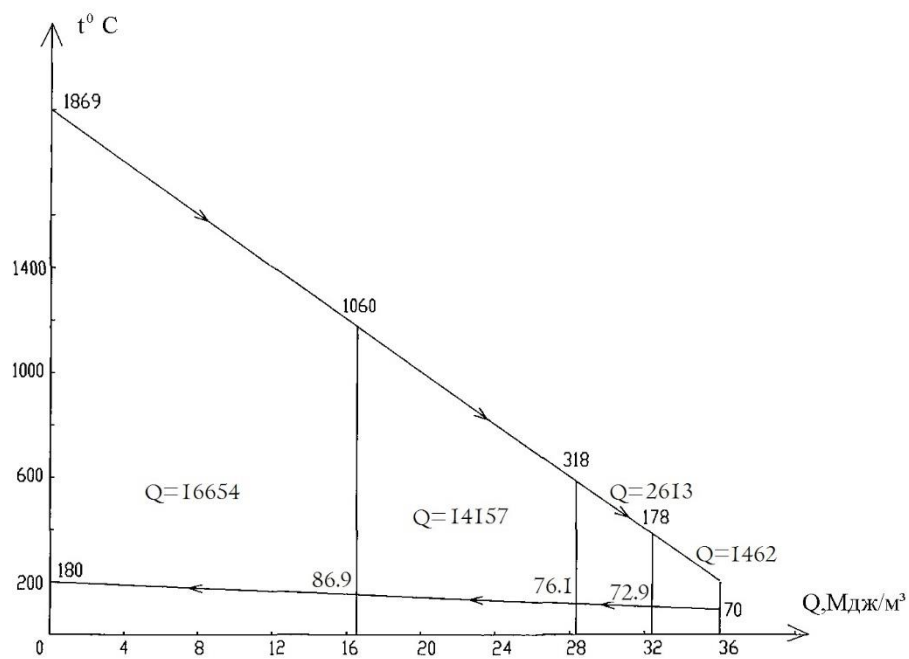


Рисунок 4. Распределение тепловосприятий и температур теплоносителей в котле ДКВр-10-13 при его переводе в водогрейный режим.

Таблица 11. Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева котла ДКВр-10-13

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Расчетная формула или обоснование	Результат		
				Пучок 1	Пучок 2	Эконом
1	2	3	4	5	6	7
Площадь поверхности теплопередачи	F	м ²	Конструктивные характеристики	139,1	90,0	330,4
Эффективность толщины изоляции слоя	S	м	$0,9d_n(4/\pi \cdot (S_1 \cdot S_2 / d_n^2) - 1)$	0,201	0,201	-
Наружный диаметр труб	d _n	мм	Конструктивные характеристики	51	51	76
Шаг труб по ходу газов	S ₂	мм	Конструктивные характеристики	110	110	-
Шаг труб поперек хода газов	S ₁	мм	Конструктивные характеристики	100	100	-
Площадь сечения для прохода газа	F _Г	м ²	$a \cdot b - z_1 \cdot b \cdot d_n$	1,52	1,04	0,94
Количество труб по ходу газов	Z ₂	шт	Конструктивные характеристики	22	22	16
Количество труб поперек хода газов	Z ₁	шт	Конструктивные характеристики	17	11	7

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Расчетная формула или обоснование	Результат		
				Пучок 1	Пучок 2	Эконом
1	2	3	4	5	6	7
Теплота с присасываемым в газопровод воздухом	$\Delta I_{\text{в}}$	КДж/м ³	$\Delta \alpha_i \cdot I_{\text{хв}}^0$	15,7	31,4	31,4
Присосы воздуха	$\Delta \alpha_i$	-	см. пункт 6.1	0,05	0,1	0,1
Коэффициент сохранения теплоты	ϕ	-	см. пункт 6.3	0,982		
Температура газов на входе	$t_{\text{г}}'$	°C	Из расчета предыдущей поверхности	1060	318	178
Температура газов на выходе	$t_{\text{г}}''$	°C	Предварительно задается	318	178	103
Средняя температура газов	$t_{\text{г.ср}}$	°C	$0,5(t_{\text{г}}' + t_{\text{г}}'')$	689	248	140
Энтальпия газов на входе	I'	Дж/м ³	Таблица 10	19867	5875	3457
Энтальпия газов на выходе	I''	Дж/м ³	Таблица 10	5466	3230	1984
Тепловосприятие поверхности по уравнению теплового баланса	$Q_{\text{б}}$	Дж/м ³	$\phi(I' - I'' + \Delta \alpha I_{\text{хв}}^0)$	14157	2613	1462

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Расчетная формула или обоснование	Результат		
				Пучок 1	Пучок 2	Эконом
1	2	3	4	5	6	7
Средняя скорость газов	ω_{cp}	м/с	$(B \cdot V_{\Gamma} \cdot (t_{cp} + 273)) / F_{\Gamma} \cdot 273$	12.2	10.2	9.7
Расход топлива подаваемого в топку котла	B	м ³ /с	см. пункт 6.3	0,441		
Удельный объемный расход газов при $\alpha_{срi}$	V_{Γ}	м ³ /м ³	Таблица 9	11,936	12,650	13,603
Относительный продольный шаг труб	τ_2	-	S_2 / d_n	2,16	2,16	-
Относительный поперечный шаг труб	τ_1	-	S_1 / d_n	1,96	1,96	-
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_k	Вт/м ² К	$\alpha_n \cdot c_z \cdot c_s \cdot c_{\phi}$	86,5	90,2	-
Коэффициент, учитывающий величину при поперечном омывании коридорных гладкотрубных пучков	α_n	Вт/м ² К	Номограмма 12 [20]	77	79,5	-
Поправки на число труб по ходу газов	c_z	-	Номограмма 12 [20]	1,0	1,0	-
Поправки на геометрическую компоновку пучка	c_s	-	Номограмма 12 [20]	1.04	1.07	-

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Расчетная формула или обоснование	Результат		
				Пучок 1	Пучок 2	Эконом
1	2	3	4	5	6	7
Коэффициент, учитывающий величину изменения физических характеристик от температуры и состава газов	c_{ϕ}	-	Номограмма 12 [20]	1,08	1,06	-
Объемная доля водяных паров	γ_{H_2O}	-	Таблица 9	0,177	0,167	0,155
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$P_n S$	$m \cdot H^2 / cm^2$	$P \cdot \gamma_n \cdot S$	0,053	0,050	-
Суммарная объемная доля трехатомных газов	γ_n	-	Таблица 9	0,264	0,249	0,231
Коэффициент ослабления лучей трехатомных газов	K_r	$1 / m \cdot H^2 / cm^2$	Номограмма 3 [20]	3,1	3,8	-
Суммарная оптическая толщина среды	n_{ps}	-	$K_r \cdot P \cdot \gamma_n \cdot S$	0,164	0,190	-
Температура воды на входе	$t'_{\text{в}}$	$^{\circ}C$	$t''_{\text{в}} - ((B \cdot Q_6) / (G_n \cdot C_B))$	76,1	72,9	70
Температура воды на выходе	$t''_{\text{в}}$	$^{\circ}C$	Из расчета предыдущей ступени	86,9	76,1	72,9
Средняя температура воды	t_{cp}	$^{\circ}C$	$0,5(t'_{\text{в}} + t''_{\text{в}})$	81,5	74,5	-

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Расчетная формула или обоснование	Результат		
				Пучок 1	Пучок 2	Эконом
1	2	3	4	5	6	7
Температура излучающей стенки	$t_{ст}$	$^{\circ}\text{C}$	$t_{ср} + \delta_t$	84	77	-
Толщина стенки труб	δ_t	см	Конструктивные характеристики	2,5	2,5	8
Коэффициент теплоотдачи излучения	$\alpha_{л}$	$\text{Вт/м}^2\text{К}$	$\alpha_{н} \cdot a \cdot c_{г}$	9,8	1,9	-
Коэффициент	$c_{г}$	-	Номограмма 19 [20]	0,99	0,96	-
Коэффициент теплоотдачи излучением для незапыленного потока	$\alpha_{н}$	$\text{Вт/м}^2\text{К}$	Номограмма 19 [20]	66	11	-
Степень черноты продуктов сгорания	a	-	Номограмма 2 [20]	0,15	0,17	-
Коэффициент теплоотдачи от газа и стенки	α_1	$\text{Вт/м}^2\text{К}$	$\zeta(\alpha_{н} + \alpha_{л})$	72	12,3	-
Коэффициент использования	ζ	-	По [20]	0,95	0,95	-
Коэффициент теплопередачи	K	$\text{Вт/м}^2\text{К}$	$\Psi \cdot \alpha_1$	68,4	11,6	-
Коэффициент тепловой эффективности	Ψ	-	По [20]	0,85	0,85	-

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Расчетная формула или обоснование	Результат		
				Пучок 1	Пучок 2	Эконом
1	2	3	4	5	6	7
Средне логарифмическая разность температур при противотоке теплоносителей	$\Delta t_{\text{прт}}$	$^{\circ}\text{C}$	$\frac{(t'_Г - t''_г) - (t''_Г - t'_г)}{\ln((t'_Г - t''_г) / (t''_Г - t'_г))}$	519,6	163,2	60,9
Безразмерные параметры	P	-	$(t''_г - t'_г) / (t'_Г - t'_г)$	0,165	0,389	0,461
	R	-	$(t'_Г - t''_Г) / (t''_г - t'_г)$	3,97	2,54	2,14
Температурный напор	Δt	$^{\circ}\text{C}$	$\Psi \cdot \Delta t_{\text{прт}}$	523,3	155,9	57,1
Коэффициент пересчета от противоточной схемы к схеме при поперечном токе	Ψ	-	Номограмма 31 [20]	0,995	0,94	0,91
Тепловосприятие поверхности по уровню теплоотдачи	$Q_{\text{т}}$	КДж/м^3	$K \cdot F \cdot \Delta t / B$	13684	2462	1354
Расхождение тепловосприятия	ΔQ	%	$ Q_{\text{б}} - Q_{\text{т}} / Q_{\text{б}} \cdot 100$	0,1	0,41	0,24

В связи с тем, что рассчитанная температура уходящих газов $t_{yx} = 103^{\circ}\text{C}$ отличается от предварительно принятой температуры, следует уточнить балансовые величины и проверить сходимость баланса котла.

При $t_{yx} = 103^{\circ}\text{C}$ по таблице 10 определяем энтальпию уходящих газов $I_{yx} = 1984 \text{ КДж/м}^3$.

Тогда потеря теплоты с уходящими газами составит

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{yx}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p} = \frac{(1984 - 1,35 \cdot 314)(100 - 0)}{35930} = 4,33\% \quad (6.56)$$

Коэффициент полезного действия

$$\eta_{ka} = 100 - \sum q = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (6.57)$$

$$\eta_{ka} = 100 - (4,33 + 0,5 + 0 + 1,7 + 0) = 93,4\%$$

Расход топлива подаваемого в топку котла

$$B = \frac{Q_1}{Q_p^p \cdot \eta_{ka}} = \frac{14830}{35930 \cdot 0,934} = 0,442 \text{ м}^3 / \text{с} = 1591 \text{ м}^3 / \text{ч}. \quad (6.58)$$

Полезное тепловосприятие в топочной камере равно $Q_m = 36096 \text{ КДж/м}^3$.

Удельное тепловосприятие топки

$$Q_d = \phi \cdot (Q_T - I_T'') = 0,982(36096 - 19867) = 15937 \frac{\text{КДж}}{\text{м}^3}. \quad (6.59)$$

Рассчитаем нагрузки теплового баланса

$$\Delta Q_l = Q_p^p \cdot \eta_k - (Q_l + Q_{ln} + Q_{2n} + Q_{6э}) = 35930 \cdot 0,934 - (15937 + 13684 + 2462 + 1374) = 102 \text{ КДж/м}^3 \quad (6.60)$$

Относительная невязка баланса

$$\Delta Q = \Delta Q / Q_p^p \cdot 100 = 102 / 35930 \cdot 100 = 0,28 < 0,5\% \quad (6.61)$$

Так как относительная невязка теплового баланса $\Delta Q = 0,01\%$ меньше допустимой $0,5\%$, то тепловой расчет котла считаем законченным.

Окончательные результаты поверочного теплового расчета котла при его переводе в водогрейный режим представлены в таблице 12.

Таблица 12. Результаты теплового расчета котла при переводе его в водогрейный режим

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Поверхность нагрева		
			Пучок 1	Пучок 2	Эконом
Температура газов на входе	$t_{г'}$	$^{\circ}\text{C}$	1060	318	178
Температура газов на выходе	$t_{г''}$	$^{\circ}\text{C}$	318	178	103
Тепловосприятие поверхности	Q	$\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$	13684	2462	1354
Температура воды на входе	$t'_{в}$	$^{\circ}\text{C}$	76.1	72.9	70
Температура воды на выходе	$t''_{в}$	$^{\circ}\text{C}$	86.9	76.1	72.9
Скорость газов	ω	м/с	12.2	10.2	9.7

Пропуск всего расхода нагреваемой воды через экономайзер сопровождается очень большим гидравлическим сопротивлением. Поэтому расход воды через экономайзер целесообразно уменьшить организовав байпасирование экономайзера. При пропускании через экономайзер 50% нагреваемой воды ее температура составит:

$$t''_g = t'_g + (Q_{гз} / (G_з \cdot c_g)) = 70 + (1354 / (36,38 \cdot 4,19 \cdot 0,5)) = 73,9^{\circ}\text{C} \quad (6.62)$$

$$\Delta t_g = 57,9$$

При этом в связи с незначительным изменением температурного напора в экономайзере (1,4%), уточнение теплового расчета котла допустимо не производить. После смешения нагретой в экономайзере воды до $73,9^{\circ}\text{C}$ с пропущенной через байпас водой с температурой 70°C в котел вода поступает с температурой $72,9^{\circ}\text{C}$.

7 АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЛА

Целью аэродинамического расчета котла (расчет тяги дутья) является выявление возможности использования существующих дымососов и вентиляторов на основе определения их требуемой производительности и перепада полных давлений в газовом и воздушном тракте [1].

В соответствии с выполненным тепловым расчетом котла объемный расход дымовых газов составит:

$$V_z = B \cdot V_{yx}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (7.1)$$

где B – расход топлива, (см. пункт 6.5) $\text{м}^3/\text{с}$;

V_{yx} – действительный объем уходящих газов (см. таблицу 9);

$$V_z = 0,441 \cdot 13,603 = 5,998 \text{ м}^3/\text{с} = 21596 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объемный расход воздуха:

$$V_e = B \cdot V_e \cdot \alpha_m, \text{ м}^3/\text{с} \quad (7.2)$$

где V_e – теоретический объем воздуха необходимо для горения (см. пункт 6.1);

α_m – коэффициент избытка воздуха за топкой (см. пункт 6.1)

$$V_e = 0,442 \cdot 9,522 \cdot 1,1 = 4,62 \text{ м}^3/\text{с} = 16629 \text{ м}^3/\text{ч}$$

С учетом коэффициента запаса по производительности ($j_3=1,1$)

$$V_z \cdot I, I = 'z = 1,1 \cdot 21596 = 23756, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (7.3)$$

$$V_e \cdot I, I = "e = 1,1 \cdot 16629 = 18292 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (7.4)$$

Расчетное газовое сопротивление котла ДКВр-10-13 при работе на газе и мазуте по справочным данным [1] составляет при номинальной нагрузке $\Delta P_z = 300 \text{ Па}$, при повышенной на 30% $\Delta P_z' = 500 \text{ Па}$.

Так как аэродинамическое сопротивление в котле пропорционально квадрату скорости газов, а скорость газов, в свою очередь, прямо пропорциональна расходу газов. Газовое сопротивление котла при повышенной нагрузке на 50% составит:

$$\Delta P_z'' = \Delta P_0 (Q/Q_0)^2 \quad (7.5)$$

$$\Delta P_z'' = 300(150/100)^2 = 675 \text{ Па} = 68,8 \text{ кгс/м}^2$$

С учетом запаса по давлению имеем $\Delta P_z'' = 1,1 \cdot 68,8 = 75,7 \text{ кгс/м}^2$

Таким образом, для обеспечения надежности работы котла в водогрейном режиме с увеличенной нагрузкой ($V_z = 23756 \text{ м}^3/\text{ч}$, $\Delta P_z'' = 75,7 \text{ кгс/м}^2$) может быть использован соответствующий дымосос, производительность которого $V = 26100 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор $H = 152 \text{ кгс/м}^2$, скорость вращения 730 об/мин , мощность двигателя А 02-81-8 $N = 22 \text{ кВт}$ [1].

Предлагается произвести замену установленных на котлах газовых горелок ГГТР –0-200 на комбинированные газомазутного типа ГМГ – 5,517, которые смогут обеспечить работу котла с увеличенной производительностью и позволят работать на резервном топливе (мазуте) необходимо определить расчетные характеристики воздушного тракта.

При отсутствии предварительного нагрева воздуха основным сопротивлением воздушного тракта является сопротивление горелки ΔP_g равное 120 кг/м^2 . с учетом запаса по давлению имеем

$$\Delta P_g'' = 1,1 \cdot \Delta P_g = 1,1 \cdot 120 = 132 \text{ кг/м}^2 \quad (7.6)$$

В котельной установлены дутьевые вентиляторы типа ВДН –10с. Для обеспечения $V_v = 14020 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $\Delta P_g'' = 132 \text{ кг/м}^2$ в качестве дутьевого вентилятора можно использовать существующий вентилятор с производительностью $V = 19600 \text{ м}^3/\text{ч}$, напором $\Delta P = 345 \text{ кгс/м}^2$, при скорости вращения 980 об/мин , мощностью двигателя 4А-180м4 30 кВт .

Проведенный аэродинамический расчет газовоздушного тракта показал, что существующие дымосос и вентилятор обеспечивают надежную работу котла при увеличении его тепловой производительности.

8 РАСЧЕТ РЕКОНСТРУИРОВАННОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

При расчете тепловой схемы определяется:

Расход воды на подпитку горячего водоснабжения

$$G_{з.в.} = \frac{860 \cdot Q_{з.в.}}{t_{з.в.} - t_{св.}}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (8.1)$$

где $Q_{з.в.}$ – расход теплоты на нужды горячего водоснабжения, МВт;

$t_{з.в.}$ – температура горячей воды подаваемой потребителям, °С;

$t_{св.}$ – температура сырой воды, принимается зимой 5 °С;

$$G_{з.в.}^{норм} = \frac{860 \cdot 1.35}{65 - 5} = 19.35, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (8.2)$$

Утечка воды из теплосетей

$$G_{ум} = 0,01 K_{ум} V_{т.с} = 0,01 \cdot 0,5 \cdot 2400 = 12 \text{ т/ч}, \quad (8.3)$$

где $K_{ум}$ – утечка воды, % объема тепловых сетей, принимается равной 0,5%

$V_{т.с}$ – объем тепловых сетей, м³;

Количество подпиточной воды, необходимое для покрытия нужд горячего водоснабжения и утечек в тепловой сети

$$G_{подп} = G_{з.в.} + G_{ум} = 19,35 + 12 = 31,35 \text{ т/ч}. \quad (8.4)$$

Количество теплоты, внесенное с подпиточной водой

$$Q_{подп} = 0,00116 G_{подп} t_{подп} \quad (8.5)$$

$$Q_{подп} = 0,00116 \cdot 31,35 \cdot 70 = 2,54 \text{ МВт},$$

где $t_{подп}$ – температура подпиточной воды, равная 70°С.

Расход пара на деаэратор подпиточной воды, направляемой в теплосеть

$$D_{д.с.в} = \frac{G_{подп} \cdot (i'_{д.с.в} - i''_{д.с.в} \cdot \eta)}{(i''_{роу} - i''_{д.с.в})} = \frac{31.35 \cdot (437 - 336 \cdot 0,98)}{670 - 336} = 1.362 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (8.6)$$

где $i''_{роу}$ – энтальпия греющего пара, подаваемого на подогреватель сетевой воды давлением 0,6 МПа, температурой 180°С, кДж/кг.

Расход химически очищенной воды на деаэратор подпиточной воды

$$G_{д.с.в}^{х.о.в} = G_{подп} - D_{д.с.в} = 31,35 - 1,362 = 29,99 \text{ т/ч}. \quad (8.7)$$

Температура химически очищенной воды после охладителя подпиточной воды

$$t''_{охл} = \frac{G_{подн} \cdot (i'_{д.с.в} - i''_{д.с.в}) \cdot \eta}{4,2 \cdot G_{д.с.в}^{х.о.в}} = \frac{31,35 \cdot (437 - 294) \cdot 0,98}{4,2 \cdot 29,99} = 34,9^{\circ} \text{C}, \quad (8.8)$$

где $i'_{д.с.в}$ – энтальпия подпиточной воды на выходе из деаэратора, кДж/кг;

$i''_{д.с.в}$ – энтальпия подпиточной воды после охладителя, кДж/кг;

η – КПД охладителя подпиточной воды, принимается равным 0,98.

Расход пара на подогреватель химически очищенной воды, поступающей в деаэратор подпиточной воды

$$D_{под}^{х.о.в} = \frac{G_{д.с.в}^{х.о.в} \cdot (i''_{д.с.в} - i''_{охл})}{(i''_{роу} - i_{к}^{роу}) \cdot \eta} \quad (8.9)$$

$$D_{под}^{х.о.в} = \frac{29,99 \cdot (336 - 264)}{(2815 - 669) \cdot 0,98} = 1,03 \text{ т / ч}$$

где $i''_{д.с.в}$ – химически очищенной воды после подогревателя, кДж/кг;

$i''_{охл}$ – энтальпия химически очищенной воды перед подогревателем, кДж/кг;

$i''_{роу}$ – энтальпия греющего пара, подаваемого на подогреватель сетевой воды давлением 0,6 МПа, температурой 180°C, кДж/кг;

$i_{к}^{роу}$ – энтальпия конденсата греющего пара давлением 0,6 МПа, кДж/кг;

η – КПД подогревателя химически очищенной воды, принимается равным 0,98.

Расход пара (т/ч) на подогреватель сетевой воды для максимально зимнего режима

$$D_{н.с.в} = \frac{3600 \cdot Q_{н.с.в}}{(i''_{роу} - i_{к}^{роу}) \cdot \eta} = \frac{3600 \cdot 0}{(2815 - 669) \cdot 0,98} = 0 \text{ т / ч}, \quad (8.10)$$

где $i''_{роу}$ – энтальпия греющего пара, подаваемого на подогреватель, сетевой воды давлением 0,6 МПа, температурой 180°C, кДж/кг

$i_{к}^{роу}$ – энтальпия конденсата греющего пара давлением 0,6 МПа, кДж/кг;

$Q_{н.с.в}$ – тепловая нагрузка подогревателя сетевой воды, МВт.

η – КПД подогревателя сетевой воды, принимается равным 0,98.

Расход сырой воды на химводоочистку для подпитки тепловой сети

$$G_{c.в}^{m.c} = 1,25 G_{д.с.в}^{x.o.в} = 1,25 \cdot 29.99 = 37.48 \text{ т/ч}, \quad (8.11)$$

где 1,25 – увеличение расхода сырой воды в связи с расходом ее на собственные нужды химводоочистки.

Расход пара на подогреватель сырой воды, направляемой на химводоочистку для подпитки теплосети

$$D_{c.в}^{нод} = \frac{G_{c.в}^{m.c} \cdot (i'_{x.в.o} - i_{c.в})}{(i''_{роу} - i_{к}^{роу}) \cdot \eta} = \frac{37.48 \cdot (126 - 21)}{(2815 - 669) \cdot 0,98} = 1.87 \text{ т/ч}, \quad (8.12)$$

где $i'_{x.в.o}$ – энтальпия воды перед химводоочисткой при температуре 30°C, кДж/кг;

$i_{c.в}$ – энтальпия сырой воды, кДж/кг;;

$i''_{роу}$ – энтальпия греющего пара, подаваемого на подогреватель сетевой воды давлением 0,6 МПа, температурой 180°C, кДж/кг;

$i_{к}^{роу}$ – энтальпия конденсата греющего пара давлением 0,6 МПа, кДж/кг;

η – КПД подогревателя сырой воды, принимается равным 0,98.

Суммарный расход редуцированного пара внешними потребителями

$$D''_{роу} = D_m + D_{д.с.в} + D_{нод}^{x.o.в} + D_{н.с.в} + D_{c.в}^{нод} \quad (8.13)$$

$$D''_{роу} = 2,299 + 1.362 + 1,03 + 0 + 1.87 = 6.56 \text{ т/ч}.$$

Суммарный расход свежего пара внешним потребителям

$$D_{вн} = \frac{D''_{роу} \cdot (i''_{роу} - i'_{д.с.в} \cdot \eta)}{i'_{роу} \cdot \eta - i'_{д.с.в}} \quad (8.14)$$

$$D_{вн} = \frac{6.56 \cdot (2815 - 437 \cdot 0.98)}{2934 \cdot 0,98 - 437} = 6.42 \text{ т/ч}$$

Расход пара на собственные нужды котельной по предварительной оценке

$$D_{с.н} = 0,01 K_{с.н} D_{вн} = 0,01 \cdot 20 \cdot 6.39 = 1.28 \text{ т/ч}, \quad (8.15)$$

где $K_{с.н}$ – расход пара на собственные нужды, % суммарного расхода свежего пара внешним потребителям, принимается предварительно от 15 до 25%.

Паропроизводительность котельной, по предварительной оценке, с учетом потерь теплоты в цикле

$$D = \frac{D_{вн} + D_{с.н}}{1 - 0,01 \cdot K_k} = \frac{6,42 + 1,28}{1 - 0,01 \cdot 3} = 7,94 \text{ т/ч}, \quad (8.16)$$

где K_k – потери пара в цикле котельной установки, % принимаются $K_k=3$.

Количество котловой воды, поступающей в расширитель с непрерывной продувкой

$$G_{np} = 0,01 \cdot p_{np} \cdot D = 0,01 \cdot 3 \cdot 7,94 = 0,238 \text{ т/ч}, \quad (8.17)$$

где p_{np} – непрерывная продувка котлоагрегатов, принята 3%.

Количество выпара, образовавшегося в расширителе

$$D_{расш} = \frac{G_{np} \cdot (i_{к.в} - i'_{расш})}{(i''_{расш} - i'_{расш}) \cdot x} = \frac{0,238 \cdot (829 - 437)}{(2961 - 437) \cdot 0,98} = 0,037 \text{ т/ч}, \quad (8.18)$$

где $i_{к.в}$ – энтальпия котловой воды, кДж/кг;

$i''_{расш}$ – энтальпия пара, выходящего из расширителя, кДж/кг.

Количество воды на выходе из расширителя непрерывной продувки

$$G_{расш} = G_{np} - D_{расш} = 0,238 - 0,037 = 0,276 \text{ т/ч}.$$

Потери конденсата внешними производственными потребителями

$$G_k^{nom} = 0,01(100 - \beta) (D_m + D_m') \quad (8.19)$$

$$G_k^{nom} = 0,01 \cdot (100 - 60) \cdot (2,299 + 4) = 3,67 \text{ т/ч},$$

где β – возврат пара технологическими потребителями, равен 60 %;

D_m – расход пара на технологические нужды давлением 0,6 МПа, температурой 180°C, т/ч;

D_m' – расход пара на технологические нужды давлением 1,3 МПа, т/ч.

Потери конденсата в цикле котельной установки

$$G_k^{кот} = 0,01 K_k D = 0,01 \cdot 3 \cdot 7,94 = 0,238 \text{ т/ч}. \quad (8.20)$$

Расход химически очищенной воды, поступающей в деаэратор питательной воды

$$G_{х.о.в} = G_k^{nom} + G_k^{кот} + D_{д.с.в} = \quad (8.21)$$

$$G_{х.о.в} = 3,67 + 0,238 + 1,362 = 5,27 \text{ т/ч}.$$

Расход сырой воды, поступающей на химводоочистку паровых котлов

$$G_{с.в} = 1,25 G_{х.о.в} = 1,25 \cdot 5,27 = 6,52 \text{ т/ч}.$$

Температура сырой воды после охладителя непрерывной продувки

$$t'_{c.в} = t_{c.в} + \frac{G_{расш}(i'_{расш} - i''_{np})}{4,2 \cdot G_{c.в}} = 5 + \frac{0,276(437 \cdot 0,98 - 210)}{4,2 \cdot 6,52} = 7,2^{\circ} \text{C} \quad (8.22)$$

Расход пара на подогреватель сырой воды, поступающей на химоводоочистку паровых котлов

$$D_{c.в}^{nod} = \frac{G_{св} \cdot (i'_{x.o.в} - i'_{c.в})}{(i''_{поу} - i''_{к}) \cdot \eta} = \frac{6,52 \cdot (126 - 33,2)}{(2815 - 669) \cdot 0,98} = 0,288 \text{ м / ч}, \quad (8.23)$$

где $i'_{x.o.в}$ – энтальпия сырой воды после подогревателя определена при температуре 30°C , кДж/кг;

$i'_{c.в}$ – энтальпия сырой воды перед подогревателем, определена при температуре $7,2^{\circ}\text{C}$, кДж/кг;

Расход пара на подогреватель химически очищенной воды, установленный перед деаэратором питательной воды

$$D_{x.o.в} = \frac{G_{x.o.в} \cdot (i_{nod}^{x.o.в} - i''_{x.o.в})}{(i''_{поу} - i''_{к}) \cdot \eta} = \frac{5,27 \cdot (336 - 118)}{(2815 - 669) \cdot 0,98} = 0,546 \text{ м / ч}, \quad (8.24)$$

где $i''_{x.o.в}$ – энтальпия химически очищенной воды перед подогревателем, определена при температуре 28°C (снижение температуры химически очищенной воды в процессе ее подготовки принято равным 2°C), кДж/кг;

$i_{nod}^{x.o.в}$ – энтальпия химически очищенной воды после подогревателя, определена при температуре 80°C , кДж/кг.

Количество конденсата, возвращаемого внешними производственными потребителями

$$G_{к}^{вн} = 0,01\beta (D_m + D_m') = 0,01 \cdot 60 \cdot (2,229 + 4) = 3,74 \text{ т/ч}. \quad (8.25)$$

Суммарное количество воды и пара, поступающее в деаэратор питательной воды, за вычетом пара, поступающего в деаэратор

$$G_{\partial}^{n.в} = G_{к}^{вн} + G_{x.o.в} + D_{расш} + D_{c.в}^{nod} + D_{x.o.в} + D_{n.c.в} \quad (8.26)$$

$$G_{\partial}^{n.в} = 3,74 + 5,27 + 0,037 + 0,288 + 0,546 + 0 = 9,88 \text{ т/ч}.$$

Средняя температура воды в деаэраторе

$$t'_{\partial} = \frac{G_{к}^{вн} \cdot i_{к}^{вн} + G_{x.o.в} \cdot i_{nod}^{x.o.в} + D_{расш} \cdot i''_{расш} + D_{c.в}^{nod} \cdot i_{к}^{поу} + D_{x.o.в} \cdot i_{к}^{поу} + D_{c.в} \cdot i_{к}^{поу}}{4,2 \cdot G_{\partial}^{n.в}} \quad (8.27)$$

$$t'_{\partial} = \frac{3,74 \cdot 336 + 5,27 \cdot 336 + 0,037 \cdot 2691 + 0,546 \cdot 669 + 0,288 \cdot 669}{4,2 \cdot 9,88} = 88,8^{\circ} \text{C}$$

Расход пара на деаэратор питательной воды

$$D_{\partial}^{n.в} = \frac{G_{\partial}^{n.в} \cdot (i_{n.в} - 4,2 \cdot t'_{\partial})}{(i''_{poy} - i_{n.в}) \cdot \eta} = \frac{9,88 \cdot (437 - 4,2 \cdot 88,8)}{(2815 - 437) \cdot 0,98} = 0,272 \text{ м / ч} \quad (8.28)$$

Расход редуцированного пара на собственные нужды

$$D_{c.н}^{poy} = D_{\partial}^{n.в} + D_{c.в}^{nod} + D_{x.o.в} = 0,272 + 0,288 + 0,546 = 1,105 \text{ т/ч.} \quad (8.29)$$

Расход свежего пара на собственные нужды

$$D_{сн}' = \frac{D_{сн}^{poy} \cdot (i''_{poy} - i_{n.в})}{i'_{poy} - i'_{n.в}} = \frac{1,105 \cdot (2815 - 437)}{2934 - 437} = 1,053 \text{ м / ч} \quad (8.30)$$

Действительная паропроизводительность котельной с учетом расхода на собственные нужды и потери пара в котельной

$$D_{\kappa} = \frac{D_{вн} + D_{с.н}'}{1 - 0,01 \cdot K_{\kappa}} = \frac{6,42 + 1,053}{1 - 0,01 \cdot 3} = 7,704 \text{ м / ч} \quad (8.31)$$

Невязка с предварительно принятой паропроизводительностью котельной

$$\Delta D = \frac{D - D_{\kappa}}{D} \cdot 100 = \frac{(7,94 - 7,704)}{7,94} \cdot 100 = 2,97\% \quad (8.32)$$

12 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕССУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

12.1 Расчет годовой производительности котельной

Годовой отпуск теплоты на отопление [9,с.8]

$$Q_o^{zod} = 24 \cdot Q_o^{cp} \cdot \tau_0 \quad (12.1)$$

где Q_o^{cp} - средняя нагрузка на систему отопления, 3.5 Гкал/ч (из расчета количества тепла на нужды потребителей)

τ_0 - продолжительность работы системы отопления и вентиляции в году.

$$Q_o^{zod} = 24 \cdot 3.5 \cdot 234 = 19656 \text{ Гкал/год}$$

Годовой отпуск теплоты на горячее водоснабжение [9,с.8]

$$Q_{zg}^{zod} = 24 \cdot Q_{zg}^{cp} \cdot \tau_0 + 24 \cdot Q_{zg}^{cp} \cdot (350 - \tau_0), \text{ Гкал/год} \quad (12.2)$$

где Q_{zg}^{cp} - средняя нагрузка на систему горячего водоснабжения, 0,974 Гкал/ч (из расчета количества тепла на нужды потребителей),

τ_0 - продолжительность подачи горячей воды потребителям в году, принимаем 350 суток.

$$Q_{zg}^{zod} = 24 \cdot 0.974 \cdot 355 = 8298 \text{ Гкал/год} \quad (12.3)$$

Годовой отпуск теплоты от котельной [9,с.8]

$$Q_{omn}^{zod} = Q_o^{zod} + Q_{zg}^{zod}, \text{ Гкал/год}$$

$$Q_{omn}^{zod} = 19656 + 8298 = 27955 \text{ Гкал/год.}$$

Годовая выработка теплоты от котельной [9,с.8]

$$Q_{выр}^{zod} = \frac{Q_{omn}^{zod}}{\eta_{m.n}}, \text{ Гкал/год} \quad (12.4)$$

где $\eta_{m.n}$ - коэффициент теплового потока (принимаем 0,934) [9,с.8]

$$Q_{выр}^{zod} = \frac{27955}{0,934} = 29929.9 \text{ Гкал/год.}$$

В соответствии с отчетностью за 2012 год суммарная установленная мощность производственно-отопительной котельной «Казанское НГКМ»

составила 21,9 Гкал/ч (25,46МВт), в котельной установлено 3 паровых котла: два ДКВр-10-13, один ДКВр-10-13 с ограниченной производительностью 6,5 т/ч.(согласно режимной карте).

После реконструкции установленная мощность котельной составляет

$$\sum Q_{уст} = Q_{в.к.ДКВр10-13} + Q_{п.к.ДКВр10-13} + Q_{п.к.ДКВр-6,5-13} \quad (12.5)$$

$$Q_{в.к.ДКВр10-13} = 11,34 \text{ МВт (9,75 Гкал/ч);}$$

$$Q_{п.к.ДКВр-10-13} = 9,89 \text{ МВт (8,5 Гкал/ч);}$$

$$Q_{п.к.ДКВр-6,5-13} = 6,3 \text{ МВт (5,47 Гкал/ч)}$$

$$\sum Q_{уст} = 11,34 + 9,89 + 6,3 = 27,53 \text{ МВт (23,51 Гкал/ч)}$$

Число часов использования установленной мощности котельной в году [9,с.9]

$$h_{уст} = \frac{Q_{выр}^{год}}{Q_{уст}}, \text{ час/год} \quad (12.6)$$

Число часов использования установленной мощности котельной до реконструкции:

$$h_{уст} = \frac{29929.9}{21.9} = 1365.7 \text{ час/год.}$$

Число часов использования установленной мощности котельной после реконструкции:

$$h_{уст} = \frac{29929.9}{25.31} = 1182.5 \text{ час/год.}$$

12.2 Расчет капитальных затрат на реконструкцию котельной

В процессе реконструкции, связанной с переводом одного из трех имеющихся паровых котлов в водогрейный режим, сохраняется основное вспомогательное оборудование котлов и котельной (дымососы, вентиляторы, сетевые насосы, дымовые трубы, водоподготовка, и тд.).

Дополнительно устанавливаются рециркуляционные насосы, регулирующая и запорная арматура, осуществляется переобвязка котлов с созданием циркуляционной системы сетевой воды.

Расчет капитальных затрат на реконструкцию приведен в таблице 15

Таблица 15 Смета капитальных затрат на реконструкцию котельной.

(Данные отдела главного энергетика площадки «Казанское НГКМ»).

Наименование приобретаемого оборудования, материалов, СМР и прочие затраты	Ед. изм. кол-во	Стоимость одной единицы Тыс.руб	Полная стоимость Тыс.руб
Затраты на приобретения оборудования и материалов в том числе: -насосы рециркуляционные	шт./2	74,4	148,8
-арматура запорная	шт./6	20,4	122,4
-арматура регулирующая	шт./6	34,8	208,8
-трубопроводы .			
-025х2,5 ГОСТ 8732-78	м.п./60	0,08	4,8
-057х3,5 ГОСТ 9567-75	м.п./100	0,144	14,4
-089х5,0 ГОСТ 550-75	м.п./70	0,291	20,4
-01 08х5,8 ГОСТ 550-75	м.п./200	0,372	74,4
-02 19х7,0 ГОСТ 550-75	м.п./120	1,04	124,8
приборы КИП и А	шт./1	70	70
Деаэратор питательной воды	шт./1	120	120
Затраты на строительные и монтажные работы (СМР) с учетом демонтажа	-	-	204
Прочие затраты	-	-	40,8

4. Разработка технических предложений. Выполнение рабочего проекта	-	-	500
5. Пуско-наладочные работы	-	-	150
Полная сметная стоимость			1803,6

12.3 Определение издержек на производство тепловой энергии и ее себестоимость (после реконструкции)

Годовые эксплуатационные затраты ($I_{\text{год}}$) включают в себя: издержки на топливо ($I_{\text{т}}$), амортизационные отчисления ($I_{\text{а}}$), затраты на воду ($I_{\text{в}}$), затраты на электроэнергию для собственных нужд ($I_{\text{э}}$), затраты на заработную плату обслуживающего персонала ($I_{\text{зп}}$), издержки на текущий ремонт ($I_{\text{т.р.}}$) и прочие расходы ($I_{\text{пр}}$).

$$I_{\text{год}} = I_{\text{м}} + I_{\text{а}} + I_{\text{в}} + I_{\text{э}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{пр}} \quad (12.7)$$

Затраты на топливо определяются как произведение его расхода $\sum B_{\text{м}}$, числа часов использования установленной мощности τ и цены топлива $Ц_{\text{м}}$ [9,с.12].

$$I_{\text{м}} = \sum B_{\text{м}} \cdot \tau \cdot Ц_{\text{м}}, \quad (12.8)$$

$$I_{\text{м}} = (1216 \cdot 1 + 1319 \cdot 2) \cdot 10^{-3} \cdot 1182.5 \cdot 4580 \cdot 10^{-3} = 13729.179 \text{ тыс. руб / год},$$

где $\sum B_{\text{м}}$ -теоретический расход топлива водогрейного котла и расход топлива двух паровых котлов (расчетные данные);

$Ц_{\text{т}}$ - цена за топливо (данные отдела главного энергетика «Казанское НГКМ»).

Годовые амортизационные отчисления

Издержки на амортизацию основных фондов определим как произведение средне - взвешенной (укрупненной) нормы $\alpha_{\text{ам}}$ на полное

восстановление и среднегодовой восстановительной стоимости производственных фондов котельной.

$$I_{ам} = \alpha_{ам} \cdot \Phi = 0,07 \cdot 85642772 = 599499 \text{ руб/год.} \quad (12.9)$$

где Φ -стоимость основных производственных фондов .

Стоимость основных производственных фондов после реконструкции составит:

$$\Phi = \Phi_0 + \Delta K = 6231277 + 1803600 = 8034877 \text{ руб/год.} \quad (12.10)$$

где Φ_0 -стоимость основных производственных фондов до реконструкции.

Годовые затраты на используемую воду (питание котлов, наполнение и подпитка тепло потребляющих систем, собственные нужды химводоочистки, горячее водоснабжение

$$I_в = G_{вод}^{св} \cdot C_в, \text{ руб/год} \quad (12.11)$$

где $G_{вод}^{св}$ - годовой расход сырой воды в котельной т/год;

$C_в$ - цена 1 тонны сырой воды, руб/т.=34,14 руб./т. (данные отдела главного энергетика «Казанское НГКМ»).

$$I_в = 374880 \cdot 34.14 = 12798403 \text{ руб/год.}$$

Годовые затраты на электроэнергию

Определяется расход электроэнергии на собственные нужды котельной (привод дутьевых вентиляторов, дымососов, подпиточных и сетевых насосов)

$$I_э = Z_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot h_{уст} \cdot K_{эл} \cdot C_э, \text{ руб/год;} \quad (12.12)$$

где $Z_{уд}$ - удельная установленная мощность электродвигателей, кВт/Гкал/час;

$$Z_{уд} = \frac{\sum N_{эл.дв}}{Q_{уст}} \text{ кВт} \cdot \text{ч/Гкал;} \quad (12.13)$$

Суммарная мощность $N_{эл.дв}$ определена по характеристикам электрических двигателей и других потребителей в форме таблицы 17

Таблица 16 Характеристики электрических двигателей

Тип основных двигателей и др. потребителей эл. энергии	Кол шт.	Назначение	Установленная мощность кВт.
A3-355 S-6	1	Насос сетевой	160
A-72-2	1	Насосы подпиточные	40
A-81-6	2	Дымосос	28
A-61-2	1	Насосы подпиточные и рециркуляционные	14
A-71-8	1	Вентиляторы дутьевые	10
A-51-2	1	Насос раствора соли	7
A-42-2	1	Насосы рециркуляционные	5,5
Эл. Светильники	-	Освещение	15
КИП и А		Контроль и регулирование параметров	20
Итого		Суммарная мощность	312,5

$$З_{уд} = \frac{\sum N_{эл.дв}}{Q_{уст}} = \frac{312,5}{25,31} = 12,35 \text{ кВт} \cdot \text{ч/Гкал} \quad (12.14)$$

где $K_{эл}$ - коэффициент использования мощности электродвигателей (принимается 0,6);

$Ц_{э}$ - цена (тариф) одного кВт·час энергии, принимаем 2,05 руб/кВт·ч [9]

$$И_{э} = 12,35 \cdot 25,31 \cdot 1183 \cdot 0,6 \cdot 2,05 = 454829 \text{ руб/год.}$$

Годовые затраты на заработную плату

$$И_{зп} = З_{пл} \cdot n \cdot 12, \text{ руб/год} \quad (12.15)$$

$З_{пл}$ - заработная плата(составляет 21000 руб./месяц.)

где n - численность обслуживающего персонала котельной, определяемая с учетом многосменного режима работы и состава смены.

- начальник котельной	1 чел.
-старший мастер	1 чел.
-мастер (нач. смены)	4 чел.
-машинисты	8 чел.
-химик лаборант	4 чел.
-слесарь КИП и А	2 чел.
-уборщица	2 чел.
аппаратчик водоподготовки	4 чел.
-электромонтер	2 чел.
-дежурный слесарь	4 чел.
итого	32 чел.

$$I_{zn} = 21000 \cdot 32 \cdot 12 = 8064000 \text{ руб/год.}$$

Годовые затраты на текущий ремонт

Принимаем равной 20% от затрат на амортизацию оборудования;

$$I_{т.р.} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 599499 = 119899 \text{ руб/год.} \quad (12.16)$$

Прочие расходы [9]

$$I_{np} = 0.05 \cdot (I_m + I_a + I_{\epsilon} + I_{\gamma} + I_{zn} + I_{м.р.}), \text{ руб/год} \quad (12.17)$$

$$I_{np} = 0.05 \cdot (13729179 + 599499 + 12798403 + 454829 + 8064000 + 119899) = 1788290 \text{ руб/г.}$$

$$I_{\text{зод}} = 13729179 + 599499 + 1641696 + 620011 + 5760000 + 119899 + 1241740 = 37554099 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Себестоимость единицы продукции (1Гкал отпущенной теплоты) водогрейной котельной - $S_{\text{вк}}$ «после реконструкции»

$$S_{\text{в.к}} = \frac{I_{\text{зод}}}{Q_{\text{отп}}}, \text{ руб/Гкал.} \quad (12.18)$$

$$S_{\text{в.к}} = \frac{37554099}{29909.9} = 1356 \text{ руб/Гкал.}$$

Аналогичным образом проводим расчет составляющих годовых издержек до реконструкции котельной

$$I_{\text{зод}} = I_m + I_a + I_{\epsilon} + I_{\gamma} + I_{zn} + I_{м.р.} + I_{np} \quad (12.19)$$

Затраты на топливо определяются как произведение его расхода ΣB_m , числа часов использования установленной мощности τ и цены топлива $Ц_m$ [9,с.12]

$$I_m = \Sigma B_m \cdot \tau \cdot Ц_m, \quad (12.20)$$

где $I_m = 3854 \cdot 10^{-3} \cdot 1365 \cdot 4580 \cdot 10^{-3} = 24107270 \text{ руб} / \text{год}$,

ΣB_m -расход топлива трёх паровых котлов.

Годовые амортизационные отчисления

Издержки на амортизацию основных фондов определим как произведение средне - взвешенной (укрупненной) нормы $\alpha_{ам}$ на полное восстановление и среднегодовой восстановительной стоимости производственных фондов котельной.

$$I_{ам} = \alpha_{ам} \cdot \Phi = 0,07 \cdot 6231277 = 436189 \text{ руб/год}. \quad (12.21)$$

где Φ -стоимость основных производственных фондов.

Годовые затраты на используемую воду (питание котлов, наполнение и подпитка тепло потребляющих систем, собственные нужды химводоочистки, горячее водоснабжение [9,с.12]

$$I_г = G_{год}^{св} \cdot Ц_г, \text{ руб/год} \quad (12.22)$$

где $G_{год}^{св}$ - годовой расход сырой воды в котельной т/год;

$Ц_г$ - цена 1 тонны сырой воды, руб/т.

$$I_г = 374880 \cdot 34.14 = 12798403 \text{ руб/год}.$$

Годовые затраты на электроэнергию [9,с.13]

Определяется расход электроэнергии на собственные нужды котельной (привод дутьевых вентиляторов, дымососов, подпиточных и сетевых насосов)

$$I_э = Z_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot h_{уст} \cdot K_{эл} \cdot Ц_э, \text{ руб/год} \quad (12.23)$$

где $Z_{уд}$ - удельная установленная мощность электродвигателей, кВт/Гкал/час;

$$Z_{уд} = \frac{\sum N_{эл.дв}}{Q_{уст}} \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{Гкал}; \quad (12.24)$$

Суммарная мощность $N_{эл.дв}$ определена по характеристикам электрических двигателей и других потребителей в форме таблицы 17

Таблица 17 Суммарная мощность электрических двигателей

Тип основных двигателей и др. потребителей эл. энергии	Кол шт.	Назначение	Установленная мощность кВт.
A3-355 S-6	1	Насос сетевой	160
A-82-4	2	Насос питательный	55
A-72-2	1	Насосы подпиточные	40
A-81-6	1	Дымосос	28
A-61-2	1	Насосы подпиточные и рециркуляционные	14
A-71-8	3	Вентиляторы дутьевые	10
A-51-2	1	Насос раствора соли	7
A-02-32-2	2	Насосы конденсатные	2,7
Эл. Светильники	-	Освещение	15
КИП и А	-	Контроль и регулирование параметров	20
Итого		Суммарная мощность	435,4

$$z_{уд} = \frac{\sum N_{эл.дв}}{Q_{уст}} = \frac{435,4}{21.9} = 19.88 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{Гкал}$$

где $K_{эл}$ - коэффициент использования мощности электродвигателей (принимается 0.6),

$Ц_э$ - цена (тариф) одного кВт·час энергии, принимаем 2,05 руб/кВт·ч [9]

$$I_{\text{э}} = 19.88 \cdot 21.9 \cdot 1365 \cdot 0,6 \cdot 2.05 = 731014 \text{ руб/год.}$$

Годовые затраты на заработную плату [9,с.13]

$$I_{\text{зп}} = Z_{\text{пл}} \cdot n \cdot 12, \text{ руб/год} \quad (12.25)$$

где $Z_{\text{пл}}$ - заработная плата(составляет 21000 руб./месяц.)

n - численность обслуживающего персонала котельной, определяемая с учетом многосменного режима работы и состава смены.

- начальник котельной	1 чел.
-старший мастер	1 чел.
-мастер (нач. смены)	4 чел.
-машинисты	8 чел.
-химик лаборант	4 чел.
-слесарь КИП и А	2 чел.
-уборщица	2 чел.
-аппаратчик водоподготовки	4 чел.
-электромонтер	2 чел.
-дежурный слесарь	4 чел.
итого	32 чел.

$$I_{\text{зп}} = 21000 \cdot 32 \cdot 12 = 8064000 \text{ руб/год}$$

Годовые затраты на текущий ремонт [9,с.13]

Принимаем равной 20% от затрат на амортизацию оборудования;

$$I_{\text{т.р.}} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 436189,39 = 87237 \text{ руб/год.}$$

Прочие расходы

$$I_{\text{пр}} = 0.05 \cdot (I_m + I_a + I_{\text{е}} + I_{\text{э}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т.р.}}), \text{ руб/год} \quad (12.26)$$

$$I_{\text{пр}} = 0.05 \cdot (24107270 + 436189 + 12798403 + 731014 + 8064000 + 87237) = 2311205 \text{ руб/год.}$$

$$I_{\text{год}} = 24107270 + 436189 + 12798403 + 731014 + 8064000 + 87237 + 2311205 = 48535318 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}$$

Себестоимость единицы продукции (1Гкал отпущенной теплоты)
[9,с.14] паровой котельной $S_{\text{пк}}$ « до реконструкции».

$$S_{п.к} = \frac{I_{зод}}{Q_{отп}}, \text{ руб/Гкал.} \quad (12.27)$$

$$S_{п.к} = \frac{48353318}{29909.9} = 1523 \text{ руб/Гкал.}$$

Экономия:

$$\mathcal{E} = (S_{п.к} - S_{в.к}) \cdot Q_{отп} \text{ руб/год} \quad (12.28)$$

$$\mathcal{E} = (1523 - 1356) \cdot 29909.9 = 3794953 \text{ руб/год}$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\mathcal{E}} \text{ год;} \quad (12.29)$$

$$T_{ок} = \frac{1803600}{4994953} = 0.5 \text{ года} \sim 6 \text{ мес.}$$

Технико-экономические показатели предлагаемого варианта реконструкции котельной и показатели до реконструкции представлены на листе 8 графической части работы.

Предложенная реконструкция не требует значительных капитальных затрат, так как используются существующие поверхности нагрева котлов, имеющиеся паропроводы, линии рециркуляции имеют малую длину. В результате перевода парового котлов в водогрейный режим уменьшатся затраты на топливо и электроэнергию. Себестоимость вырабатываемой тепловой энергии снизится на 167 руб./Гкал. Таким образом, срок окупаемости реконструкции котельной составляет 6 месяцев. Следовательно, реконструкция является эффективной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. Москва, 1994г.
2. Щеккин Р.В., Кориневский С.М., Беем Г.Е., Скороходько Ф.И., Артюшенко М.А. /Справочник по теплоснабжению и вентиляции. Часть 1. Киев: Будівельник. 1968.
3. Ривкин С.Л., Вукалович М.П. Таблицы теплофизических свойств воды и пара. – М.: Издательство стандартов, 1969 г. - 408 с.
4. Роддатис К.Ф. Котельные установки М.: Энергия, 1977 г.
5. Водяные тепловые сети: Справочное пособие /И.В. Белянкина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 376 с.:ил.
6. Гидравлический расчет котельных агрегатов: (нормативный метод)/ Под ред. Могана С.И. изд. 3-е – Л.:Энергия, 1978.–256с.
7. Глущенко Л.Ф., Щевцов Д.С., Кунцевич Б.Ф. Перевод промышленно-отопительных котлов в водогрейный режим. – Киев: Будевильник, 1982.-56с.
8. Зах Р.Г. Котельные установки. М.: «Энергия», 1968 г. 352 с.
9. Коршунов Л.А., Неелова Л.Е. Методические указания по выполнению технико-экономического обоснования дипломных проектов и работ для студентов всех форм обучения энергетических специальностей. – Томск; изд. ТПУ, 1993. - 37с.
10. Тепловой расчёт котельных агрегатов. Нормативный метод. Под редакцией Н.В. Кузнецова, В.В. Митора и т.д. – М.: Энергия, 1973 г.- 296 с.
11. Аэродинамический расчёт котельных установок (нормативный метод). Под ред. С.И. Мочана, Л., «Энергия», 1977 г.
12. Эстеркин Р. И. «Котельные установки». Курсовое и дипломное проектирование: Учебное пособие для техникумов – Л: Энергоатомиздат, 1989–280с.
13. Роддатис К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергоатомиздат, 1989 г. – 488 с.

14. Васильев А.В., Антропов Г.В., Анимов Ю.И. Способ перевода парового котла ДКВр в водогрейный режим. Патент Р.Ф. №2055091, Б.И., №6, 1996.
15. Бузников Е.Ф. и др. Производственные и отопительные котельные М.: Энергия, 1974 г.
16. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г.М. Кноринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992г. – 448 с.
17. Соколов Н. А., Бреннер А. Н. Перевод паровых котлов ДКВр на водогрейный режим работы // Промышленная энергетика. 1981. № 10. С. 7-8.
18. СНиП 2.04.05. – 91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
19. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для ВУЗов. С.В. Белов, А.В. Ильницкая – М.: Высшая школа, 2004 г. – 606 с.
20. Лифшиц О.В. Справочник по водоподготовке котельных установок. – М.: Энергоатомиздат, 1976 г. – 287с.
21. Проектирование систем автоматизации технических процессов: Справочное пособие/Под ред. А.С. Кноева.-М.:Энергоатомиздат. 1990-404с.