

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

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Директор
МБУ «ЧГФЭИТ»

_____ В.В. Суховерхов
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»,
к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018 г.

М.П.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЧАСТИ
КОТЕЛЬНОЙ № 1 Г. КОПЕЙСКА С ЗАМЕНОЙ КОТЛА
ДКВР 20/13 НА КОТЕЛ ДЕ 16-14 ГМ**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»

ЮУрГУ–13.04.01.2018.244.04.ПЗ ВКР

Руководитель магистерской программы,
д.т.н., профессор

_____ Е.В. Торопов
« ____ » _____ 2018 г.

Научный руководитель,
к.т.н., доцент

_____ В.Ю. Шашкин
« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы,
магистрант группы П-289

_____ Г.Ю. Воробьев
« ____ » _____ 2018 г.

АННОТАЦИЯ

Воробьев Г.Ю. Реконструкция производственной части котельной № 1 г. Копейска с заменой котла ДКВР 20/13 на котел ДЕ 16-14 ГМ – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2018, 105 с., 11 ил., библиогр. список – 49 наим., 1 прил., 5 листов чертежей ф. А1, 2 демонстрационных листа ф. А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) магистранта предложен вариант реконструкция производственной части котельной №1 г. Копейска с заменой котла ДКВР 20/13 на котел ДЕ 16-14 ГМ.

Целью ВКР является увеличение мощности котельной и снижение затрат на выработку пара, путем замены морально устаревшего и изношенного парового котла ДКВР 20/13 на более современный и экономичный ДЕ 16-14 ГМ.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 10-ти глав, заключения, библиографического списка и приложения.

В первой главе приведено обоснование, и актуальность реконструкции производственной части котельной №1 г. Копейска с заменой котла ДКВР 20/13 на котел ДЕ 16-14 ГМ.

Во второй главе описаны нормативно-правовые акты Российской Федерации, учебно-методическая литература, а также интернет ресурсы, которые были использованы при написании работы.

В третьей главе приведено сравнение отечественных и зарубежных технологий в области котельных жаротрубных агрегатов.

В четвертой главе произведены расчет тепловых нагрузок, расчет температурного графика и расхода сетевой воды, поверочный тепловой расчет котельного агрегата, а также тепловой расчет котельного агрегата.

В пятой главе представлена научно-исследовательская работа.

В шестой главе рассмотрены вопросы энергосбережения в котельной.

В седьмой главе приведено описание схемы контроля и автоматики.

В восьмой главе рассмотрены вопросы экологии, был произведен расчет вредных выбросов и расчет минимальной высоты трубы.

В девятой главе рассмотрены вопросы безопасности производственных процессов и оборудования и выявлены опасные и вредные производственные факторы.

В десятой главе была обоснована экономическая эффективность проекта.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

ВВЕДЕНИЕ

Интенсивная эксплуатация – основная причина постепенного изнашивания оборудования в котельных. Дорогое содержание, морально устаревшее оборудование и изношенные сети ведут к большим эксплуатационным расходам.

Основные причины того, что фактический КПД котельных ниже регламентного, заключаются в том, что: невысокое качество теплоносителя; нарушение качества топлива; устаревшее оборудование и нарушение дисциплины его ремонтов или недостаточные ремонты; применение непрофильной автоматики. Существуют существенные возможности повышения КПД котельных как за счет усовершенствования газового оборудования, так и за счет повышения эффективности эксплуатации, а также автоматизации уже имеющегося оборудования.

Так же котельные загрязняют воздушный бассейн за счет выбросами дымовых газов, образующихся при сжигании топлива в котлах, неисправности горелочных устройств. В результате большая часть этих вредных газообразных выбросов поступает в атмосферу планеты и значительно загрязняет ее.

Для улучшения работы котельной, повышения КПД оборудования, уменьшения вредных выбросов в атмосферу производится реконструкция котельной с заменой основного или вспомогательного оборудования на более эффективное. Главной задачей реконструкции является использование накопленного опыта и более широкое применение новых технологий, благодаря которым можно поднять надежность и эффективность производства тепловой энергии на котельных.

За последние годы в России накоплен значительный опыт повышения эффективности работы систем теплоснабжения с использованием новейших технологий, который нужно максимально применять при реконструкции и строительстве котельных.

В данном дипломном проекте разрабатывается реконструкция производственно-отопительной котельной, которая принадлежит АО «Челябкоммунэнерго» г. Челябинска. В перспективе предусматривается замена физически изношенного, морально устаревшего и малоэкономичного парового котла ДКВР 20/13 ст.№1 на современный паровой котел ДЕ 16-14 ГМ.

В существующей котельной установлены два паровых котла ДКВР 20/13 ст.№№ 1,2 которые служат для снабжения паром предприятия для технических нужд, для производства горячей воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в специальных теплообменниках.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЧАСТИ КОТЕЛЬНОЙ №1 Г. КОПЕЙСКА С ЗАМЕНОЙ КОТЛА ДКВР 20/13 НА КОТЕЛ ДЕ-16-14 ГМ

Проектом предусматривается реконструкция котельной с целью замены физически изношенного, морально устаревшего и мало экономичного парового котла ДКВР 20/13.

Котлы ДКВР 20/13 в течение многих лет выпускались и до сих пор выпускаются Бийским котельным заводом и были основным типом промышленных паровых котлов, они могут работать и при давлении ниже атмосферного - под вакуумом, но при этом наблюдается унос котловой воды с паром, что приводит к ухудшению качества пара. Ухудшение качества пара приводит к зарастанию солями паровой арматуры, неустойчивому уровню в водоуказательных стеклах, а иногда и гидравлические удары в паропроводах. У котлов ДКВР 20/13 при повышенных нагрузках водный режим недостаточной устойчив. В связи с этим и другими недостатками возникла необходимость замены котла ДКВР.

Основной причиной выбора котла ДЕ-16-14 ГМ является более высокий КПД чем у котлов ДКВР при работе на газе, так же планируемое увеличение количества выпускаемой продукции повлечет за собой открытие новых складов и цехов, которые нужно будет обеспечить горячей производственной водой, паром для технологических нужд, горячим водоснабжением, отоплением и вентиляционной нагрузки.

В ходе изучения научно-технической литературы связанной с котлами и их эксплуатацией, а так же учитывая накопленный обслуживающим и управляющим персоналом котельной многолетний опыт эксплуатации ранее установленных котлов серии ДЕ, а так же простоту и скорость их монтажа, было принято решение об установке котла ДЕ 16-14 ГМО вместо изношенного практически дважды выработавшего свой ресурс котла ДКВР 20/13 ГМ.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

2 ОБЗОР И АНАЛИЗ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

В процессе создания выпускной квалификационной работы были использованы нормативные правовые акты Российской Федерации, учебно-методическая литература, а так же интернет-ресурсы.

Работа выполнена в целях выполнения стратегии «Социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 25 октября 2007 года, а так же соответствует требованиям Федерального закона №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Основой данных нормативных правовых актов является выполнение мероприятий, направленных на рациональное использование энергетических ресурсов и внедрение перспективных энергетических технологий.

При написании введения использовались материалы Стратегии развития теплоснабжения и когенерации в Российской Федерации на период до 2020 года.

Рассмотрение вопросов обоснования и актуальности разработки источника теплоснабжения произведено на основе государственной программы Челябинской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» на 2014 - 2020 гг., а так же интернет-публикация «В регионе продолжается работа по модернизации и замене неэффективных котельных» на сайте Правительства Челябинской области.

Сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий проведено с использованием материалов публикации А. Райтер «Котлы газовые промышленные: производство, устройство, срок эксплуатации».

Расчет тепловых нагрузок, построение температурных графиков и графиков расхода теплоносителя произведен с использованием учебника для вузов «Теплофикация и тепловые сети» под авторством Е.Я. Соколова, а также справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей» подготовленного коллективом авторов В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др.

Тепловой расчет парового котла ДЕ-16-14 произведен с использованием литературы «Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативного метод», разработанного Н.В.Кузнецов , В.В. Митор , И. Е. Дубовский.

При рассмотрении вопросов энергосбережения основным источником информации послужил Федеральный закон РФ № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Так же был использован учебник для вузов «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» под редакцией А.В. Клименко.

Вопросы экологии рассмотрены с использованием материалов методического пособия «Очистка дымовых газов. Часть 1» А.И. Грибанова. Расчет массовых выбросов загрязняющих веществ и высоты дымовой трубы проведен по методическому пособию «Расчет дымовой трубы» А.И. Грибанова.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

Системы автоматизации котельной рассмотрены с использованием технической документации на систему автоматики ЩКА-1-8 и учебного пособия А.Е. Булкина «Автоматическое регулирование энергоустановок».

Экономическая часть работы выполнена по материалам учебного пособия А.А. Алабугина «Экономико-управленческая часть дипломного проекта».

При рассмотрении вопросов безопасности жизнедеятельности ключевым нормативно-правовым актом послужил приказ Минтруда России от 17.08.2015 № 551н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок». Помимо него был использован ряд других нормативно-правовых актов, а так же учебник «Безопасность жизнедеятельности» коллектива авторов Э.А. Арустамова, А.Е. Волощенко, Г.В. Гуськова и др.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Котельное оборудование доступно покупателям в огромном ассортименте. Нынешние модели имеют огромное количество отличий между собой как в конструкции, так и в функциональном наполнении. Постоянно повышать уровень технических характеристик таких агрегатов позволяет внедрение новых технологических решений, а также использование материалов с улучшенными эксплуатационными показателями. Это подтверждают промышленные котлы отечественного производства.

Российские предприятия выпускают качественное оборудование данного сегмента, ориентируясь не только на опыт зарубежных коллег, но и на собственные разработки. Стоит отметить и экономическую выгоду серийного изготовления промышленных котлов. Этому характеризуется несколькими факторами. Во-первых, окупаемость продукции, которая стоит недешево. Во-вторых, востребованность качественных и эффективных агрегатов.

Такие характеристики, как надежность, безопасность и функциональность, обычно применяются по отношению к зарубежной продукции. Особенно это можно отнести к высокотехнологичному оборудованию. Однако примеры современных отечественных предприятий показывают, что и наши производители могут предложить не менее качественный продукт. Также стоит отметить, что производство промышленных газовых котлов в России, как правило, дополняется услугами по проектированию. Это значит, что уже на этапе сборки заказчик может рассчитывать на полное соответствие оборудования требованиям и характеристикам конкретной котельной. Это особенно важно, если учесть мощности, с которыми работают агрегаты промышленного и коммерческого назначения[49].

В большинстве своем промышленные модели предназначены для отопления производственных зданий, рабочих помещений и цехов. Этим задачам подчинена и конструкция котлов. Главным ее элементом являются стержневые горелочные устройства. Как правило, используется группа параллельно идущих стержней, в каждом из которых предусмотрены отверстия для отвода топливоздушная смеси.

Также устройство промышленного газового котла может предусматривать водотрубный теплообменник, который нагревается в результате сгорания газовой смеси. Существуют и более сложные агрегаты, которые оснащаются факельными газогорелочными элементами. Особенность таких моделей заключается в том, что вся базовая конструкция вместе с вентилятором устанавливается на фронтальной стороне корпуса. В самом же котле располагается сопло, которое, собственно, и выступает источником распространения пламени и тепла. На рынке котлы газовые промышленные с факельными горелками доступны в двухходовых или трехходовых версиях. Самые мощные из них способны обеспечивать нагрев воды до 115 °С, а также производить высокотемпературный пар. Практически на всех предприятиях, использующих в технологическом процессе пар, требуется

обеспечение высокого давления. Поэтому и производительность такого				Лист
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

оборудования складывается из показателей температуры и давления. В большинстве своем котлы газовые промышленные паровые – это агрегаты, которые посредством жаротрубных конструкций генерируют пар с производительностью не менее 0,25 т/ч. В зависимости от требований предприятия, можно выбрать и модели с большей мощностью. Как правило, максимум достигает 55 т/ч. Показатели давления, в свою очередь, могут составлять до 30 бар, а температурный режим – до 300 °С. Нынешние модели отличаются способностью работать на разных видах топлива.

На данный момент все же большая часть доступных на рынке моделей относится к зарубежным брендам. Например, агрегаты от немецкого производителя Bosch, который поставляет модели с возможностью работы как на газе, так и на жидких видах топлива. Также достойны внимания модели BabcockWanson с максимальной мощностью до 1757 кВт. Для крупных предприятий стоит отметить и продукцию бельгийской компании Prestige[22]. Она выпускает установки из нескольких водогрейных котлов, отличающихся высокой надежностью и рабочим ресурсом. В свою очередь, котлы газовые промышленные российского производства доступны в линейках компаний «Турбопар», «Горгаз» и «Агуна». Заводы данных предприятий занимаются серийным изготовлением, в том числе, агрегатов повышенной мощности до 3,6 МВт.

Большинство моделей от крупных российских изготовителей лишены главного достоинства нашей продукции – более низкой цены по отношению к импортным аналогам. Также к слабым местам представленных на рынке газовых котлов многие относят необходимость приобретения внешнего бойлера и проблемы с монтажом и эксплуатацией теплопары [49].

На российском рынке теплоэнергетического оборудования водотрубные паровые котлы зарубежного производства сталкиваются с некоторыми затруднениями, во многом – из-за советского наследия в виде десятков тысяч паровых и водогрейных котельных, преимущественно на базе промышленных водотрубных котлов.

Сравнение указанных выше котельных установок проведем в таблицы 3.1, в которой представим технические характеристики котлов.

Таблица 3.1– Сравнение ДЕ-16-14 ГМ и BoschUnimatUT-L50

Параметр	ДЕ-16-14 ГМ[44]	BoschUnimatUT-L50[46]
1	2	3
Топливо	природный газ, жидкое топливо	природный газ, легкое жидкое топливо

Окончание таблицы 3.1

1	2	3			
Номинальная тепловая	10000	11200			
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	8

мощность, кВт		
Максимальная температура воды, °С	115	110
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	70	70
КПД, %	93	91,7
Температура уходящих газов, °С	не менее 155	161-187
Масса, кг	20750	20900
Габариты, ДхШхВ, м	6,478х4,3х5,05	5,98х2,574х2,9
Система автоматики	ЩКА-1-8	Logamatic 4321
Стоимость, тыс. руб.	4 800	6 588

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЕЛЬНОЙ №1

4.1. Расчет нагрузок на отопление, вентиляцию и горячего водоснабжения

4.1.1. Расчет сезонных тепловых нагрузок

В выпускной квалификационной работе исследуется микрорайон города Копейска Челябинской области общей площадью $F = 955\,960\text{ м}^2$, число жителей микрорайона $z = 10120$, микрорайон снабжает энергоресурсами районная котельная г. Челябинска.

В котельной работают 2 паровых котла ДКВР-20/13-250 производительностью 20 т/ч, 2 водогрейных котла ПТВМ-30М производительностью 35 МВт и 1 водогрейный котел КВ-ГМ-23,26-150 производительностью 23,26 МВт.

Для расчета тепловой нагрузки района необходимы климатические данные по городу Копейску (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Климатические данные

Город	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха			
		<8°С		<10°С	
		Продолжительность	Средняя температура	Продолжительность	Средняя температура
Копейск	-34	162	-10,1	218	-6,5

4.1.2. Расчетная нагрузка системы отопления

Расход теплоты на отопление по площади застройки определяется по формуле (4.1):

$$Q_0' = q_f \cdot F \cdot (1 + k_1) \quad (4.1)$$

где q_f – отопительная характеристика или отпуск теплоты на 1 м^2 площади застройки, $q_f = 80\text{ Вт/м}^2$,

F – площадь застройки района, $F = 955960\text{ м}^2$,

k_1 – коэффициент, учитывающий отпуск теплоты на отопление зданий; $k_1 = 0,25$

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

$$Q_0' = 80 \cdot 835125 \cdot (1 + 0,25) = 83,5 \text{ МВт}$$

Расчетная нагрузка на отопление при температуре наружного воздуха $t_n=8^\circ\text{C}$ определяется по формуле (4.2):

$$Q_0^8 = Q_0' \cdot \frac{t_в - t_n}{t_n - t_{но}} \quad (4.2)$$

где t_n – температура наружного воздуха, $t_n = 8^\circ\text{C}$,
 $t_в$ – температура внутреннего воздуха, $t_в = 20^\circ\text{C}$,
 $t_{но}$ – температура воздуха наиболее холодных суток, $t_{но} = -34^\circ\text{C}$,

$$Q_0^8 = 95,59 \cdot \frac{20 - 8}{8 + 34} = 21,24 \text{ МВт.}$$

4.1.3. Расчетная нагрузка на вентиляцию

Расход теплоты на вентиляцию определяется по формуле (4.3):

$$Q_в' = q_в \cdot F \cdot k_1 \cdot k_2 \quad (4.3)$$

где k_2 – коэффициент, учитывающий отпуск теплоты на вентиляцию.

В зданиях без специальной приточной системы вентиляции расход теплоты на вентиляцию $Q_в' = 0$.

4.1.4. Расчетная нагрузка на ГВС

Средненедельный расход теплоты на гвс на зимний период определяется по формуле (4.4):

$$Q_{гвс}^{ср.н} = \frac{1,2 \cdot (a + b) \cdot z \cdot c_p \cdot (t_2 - t_x)}{\eta_c} \quad (4.4)$$

где a – норма расхода горячей воды на единицу измерения, $a = 100$ л/сутки;

b – норма расхода холодной воды на единицу измерения, $b = 25$ л/сутки;

c_p – теплоемкость воды, $c_p = 4,19$ кДж/кг \cdot °C;

t_2 – температура горячей воды, $t_2 = 55^\circ\text{C}$;

t_x – температура холодной воды, $t_{x,л} = 5^\circ\text{C}$ для летнего периода; $t_{x,з} = 15^\circ\text{C}$ для зимнего периода;

η_c – длительность подачи теплоты, для жилых зданий $\eta_c = 86400$ с/сутки

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				

$$(Q_{\text{звс}}^{\text{ср.н}})^3 = \frac{1,2 \cdot (100 + 25) \cdot 10120 \cdot 4,19 \cdot 10^3 \cdot (55 - 5)}{86400} = 3,68 \text{ МВт}$$

Значение средненедельного расхода ГВС для летнего периода определим по формуле (4.5):

$$(Q_{\text{звс}}^{\text{ср.н}})^{\text{л}} = \frac{0,8 \cdot Q_{\text{звс}}^{\text{ср.н}} \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{х}}^3)}{(t_{\text{г}} - t_{\text{х}}^{\text{л}})} \quad (4.5)$$

$$(Q_{\text{звс}}^{\text{ср.н}})^{\text{л}} = \frac{0,8 \cdot 3,68 \cdot 10^3 \cdot (55 - 5)}{(55 - 15)} = 2,36 \text{ МВт}$$

Значение расчетного расхода для зимнего периода определим по формуле (4.6):

$$(Q_{\text{звс}}^{\text{расч}})^3 = (Q_{\text{звс}}^{\text{ср.н}})^3 \cdot \kappa_{\text{н}} \cdot \kappa_{\text{с}} \quad (4.6)$$

где $\kappa_{\text{н}}$ – коэффициент недельной неравномерности для жилых и общественных зданий $\kappa_{\text{н}} = 1,2$;

$\kappa_{\text{с}}$ – коэффициент суточной неравномерности $\kappa_{\text{с}} = 2$;

$$(Q_{\text{звс}}^{\text{расч}})^3 = 3,68 \cdot 1,2 \cdot 2 = 8,84 \text{ МВт}$$

Значение расчетного расхода для летнего периода определяется по формуле (4.7):

$$(Q_{\text{звс}}^{\text{расч}})^{\text{л}} = (Q_{\text{звс}}^{\text{ср.н}})^{\text{л}} \cdot \kappa_{\text{н}} \cdot \kappa_{\text{с}} \quad (4.7)$$

$$(Q_{\text{звс}}^{\text{расч}})^{\text{л}} = 2,35 \cdot 1,2 \cdot 2 = 5,65 \text{ МВт}$$

4.1.5. Расчетная нагрузка на ГВС и отопление за год

Годовая нагрузка на отопление определяется по формуле (4.8):

$$Q_0^{\text{год}} = Q_0 \cdot \eta_0 \cdot \frac{t_{\text{г}} - t_{\text{н}}^{\text{ср.о}}}{t_{\text{н}} - t_{\text{н}0}} \quad (4.8)$$

где $t_{\text{н}}^{\text{ср.о}}$ – средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $< 8^{\circ}\text{C}$ из таблицы 4.8. $t_{\text{н}}^{\text{ср.о}} = -10,1^{\circ}\text{C}$.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

η_0 – продолжительность отопительного периода со средней суточной температурой воздуха $< 8^\circ\text{C}$ из таблицы 4.8, $\eta_0 = 162$ сут/год

$$Q_0^{zod} = 95,59 \cdot 10^6 \cdot 162 \cdot 86400 \cdot \frac{20 + 10,1}{20 + 34} = 745,83 \cdot 10^{12} \text{ ВТ}$$

Годовая нагрузка на гвс определяется по формуле (4.9):

$$Q_{zvc}^{zod} = (Q_{zvc}^{cp.n})^3 \cdot \left(\eta_0 + \beta \cdot \frac{t_z - t_x^1}{t_z - t_x^3} \cdot (\eta_z - \eta_0) \right) \quad (4.9)$$

где β – доля расхода на ГВС, забираемого из подающего трубопровода, $\beta = 0,8$,
 η_z – длительность работы системы ГВС, $\eta_z = 30,2 \cdot 10^6$ сек/год

$$Q_{zvc}^{zod} = 3,68 \cdot \left(162 \cdot 86400 + 0,8 \cdot \frac{55 - 5}{55 - 15} \cdot (30,2 \cdot 10^6 - 86400 \cdot 162) \right) = 111,16 \cdot 10^{12} \text{ ВТ}$$

На рисунке 4.1 изображен график тепловых нагрузок.

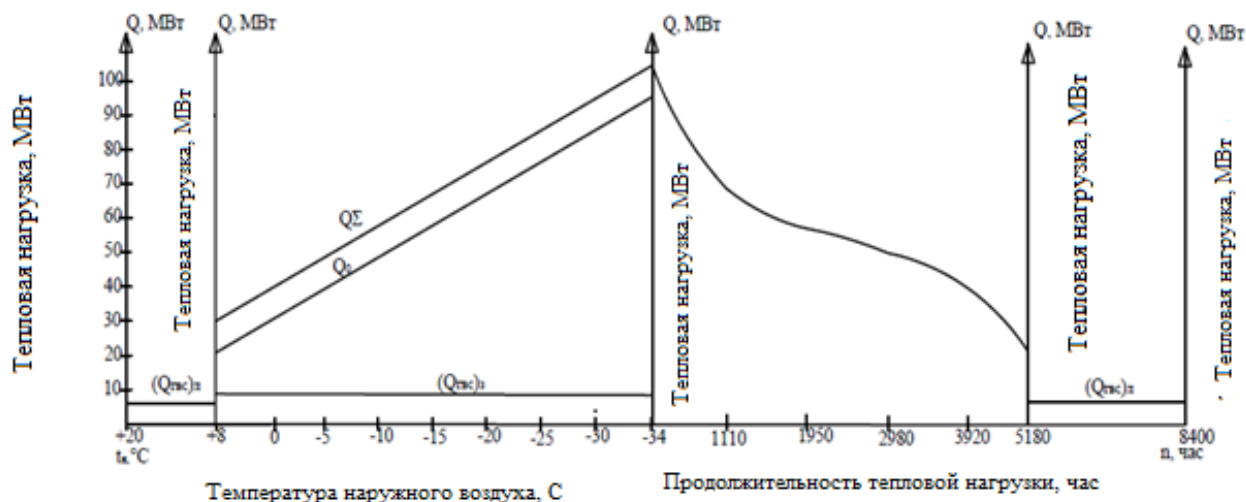


Рисунок 4.1 – График тепловых нагрузок

4.2. Расчет температур и расходов сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах

Качественное регулирование по отопительной нагрузке предполагает постоянство расчетного расхода в диапазоне температур наружного воздуха $t_{ни} - t_{но}$.

Температура излома температурного графика $t_{но}$ определяется графически.

Температура воды при температуре $t_{но}$ в подающей линии теплосети $\tau_{01} = 150^\circ\text{C}$.

Температура воды при температуре $t_{но}$ в обратной линии теплосети $\tau_{02} = 70^\circ\text{C}$.

Температура воды, поступающей в систему отопления $\tau_{03} = 95^\circ\text{C}$.

Температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе определяется по формулам (4.10), (4.11):

$$\tau_{01} = t_g + \Delta t_g' \cdot \bar{Q}_0^{0,8} + \bar{Q}_0 \cdot (\delta\tau_0' - 0,5 \cdot \theta_0') \quad (4.10)$$

$$\tau_{02} = t_g + \Delta t_g' \cdot \bar{Q}_0^{0,8} - 0,5 \cdot \bar{Q}_0 \cdot \theta_0' \quad (4.11)$$

Расчет величин, входящих в формулы определяется по формулам (4.12) – (4.16):

$\delta\tau_0'$ – перепад температур в тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха (4.12):

$$\delta\tau_0' = \tau_{01}' - \tau_{02}' \quad (4.12)$$

$$\delta\tau_0' = 150 - 70 = 80^\circ\text{C}$$

θ_0' – разность температур в системе отопления у потребителя и в обратном трубопроводе (4.13):

$$\theta_0' = \tau_{03}' - \tau_{02}' \quad (4.13)$$

$$\theta_0' = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}$$

$\Delta t_g'$ – температурный напор нагревательного прибора (4.14):

$$\Delta t_g' = \frac{\tau_{03}' + \tau_{02}'}{2} - t_g \quad (4.14)$$

$$\Delta t_g' = \frac{95 + 70}{2} - 20 = 62,5^\circ\text{C}$$

\bar{Q}_0 – относительная величина тепловой нагрузки (4.15):

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$\overline{Q_0} = \frac{Q_0}{Q_0'} \quad (4.15)$$

где Q_0 – тепловая нагрузка на систему отопления в диапазоне температур от $t_n = 8^\circ\text{C}$ до $t_{но} = -34^\circ\text{C}$ (4.16):

$$Q_0 = Q_0' \cdot \frac{t_г - t_n}{t_n - t_{но}} \quad (4.16)$$

где t_n – расчетная температура, $Q_0' = 95,59$ МВт.

Произведем расчет температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе при $t_n = 8^\circ\text{C}$.

Тепловая нагрузка на систему отопления найдем при заданной температуре $t_n = 8^\circ\text{C}$:

$$Q_0 = 95,59 \cdot \frac{20 - 8}{8 + 34} = 21,24 \text{ МВт.}$$

Относительная величина тепловой нагрузки на систему отопления:

$$\overline{Q_0} = \frac{21,24}{95,59} = 0,22$$

Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе при температуре $t_n = 8^\circ\text{C}$:

$$\tau_{01} = 20 + 62,5 \cdot 0,22^{0,8} + 0,22 \cdot (80 - 0,5 \cdot 25) = 53,76^\circ\text{C}$$

$$\tau_{02} = 20 + 62,5 \cdot 0,22^{0,8} - 0,5 \cdot 0,22 \cdot 25 = 35,98^\circ\text{C}$$

Полученные данные сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Нагрузка системы отопления, величины относительной нагрузки системы отопления, температуры сетевой воды и разность этих температур в подающем и обратном трубопроводах при качественном регулировании по отопительной нагрузке для закрытой системы

$t_n, ^\circ\text{C}$		$Q_0, \text{МВт}$	$\overline{Q_0}, \text{МВт}$	$\tau_{01}, ^\circ\text{C}$	$\tau_{02}, ^\circ\text{C}$	
	8	21,24	0,22	53,76	35,98	Лист
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

5	26,55	0,28	61,18	38,96
0	35,40	0,37	73,23	43,6
-5	44,26	0,46	85,00	47,96
-10	53,11	0,55	96,55	52,11
-15	61,96	0,65	107,93	56,08
-20	70,81	0,74	119,16	59,91
-25	79,66	0,83	130,27	63,6
-30	88,51	0,93	141,27	67,19
-34	95,59	1	150	70

На рисунке 4.2 изображены температуры теплоносителя при качественном регулировании по отопительной нагрузке в закрытой системе теплоснабжения.

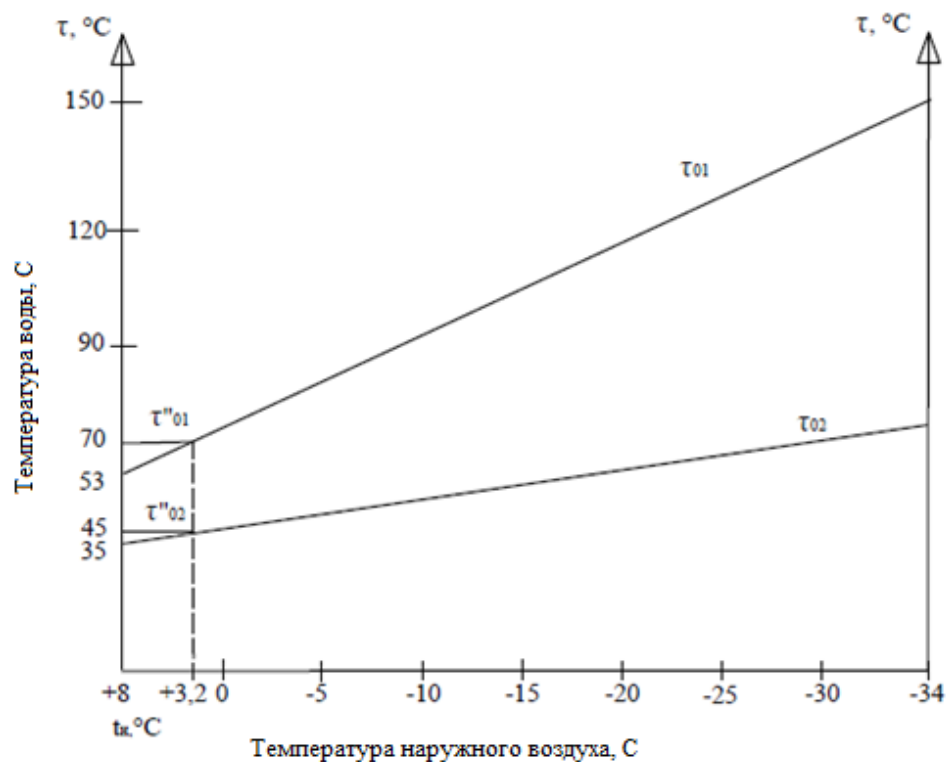


Рисунок 4.2 – Температуры теплоносителя при качественном регулировании по отопительной нагрузке в закрытой системе теплоснабжения

По графику определяем необходимые для проведения центрального регулирования температуры наружного воздуха и соответствующие им температуры срезки графика: $t_{ни} = 3,2$ °C, $\tau''_{01} = 70$ °C, $\tau''_{02} = 45$ °C, $t_{но} = -34$ °C.

Расход воды на отопление, G'_0 , будет неизменным при любой температуре в диапазоне температур от $t_{ни} = 3,2$ °C до $t_{но} = -34$ °C определяется по формуле (4.17):

$$G'_0 = \frac{Q'_0}{h'_{01} - h'_{02}} \quad (4.17)$$

Энтальпия сетевой воды при данных температурах:

– в подающем трубопроводе: $h_{01}' = 632,2$ кДж/кг;

– в обратном трубопроводе: $h_{02}' = 292,97$ кДж/кг;

$$G_0 = \frac{95,59 \cdot 10^3}{632,2 - 292,97} = 281,8 \text{ кг/с}$$

При $t_n > t_{ни}$ происходит смена регулирования на источнике теплоты с качественного регулирования на количественное. В этом диапазоне температур расход на отопление уменьшается от G_0' при $t_{ни}$ до G_0^{+8} при $t_n = +8^\circ\text{C}$.

При температуре больше чем $t_{ни}$ расход сетевой воды на отопление рассчитывается с учетом срезки температурного графика, определим расход для температуры $t_n = +8^\circ\text{C}$ по формуле (4.18):

$$G_0^{+8} = \frac{Q_0^{+8}}{c_p \cdot (\tau_{01}'' - \tau_{02}'')} \quad (4.18)$$

$$G_0 = \frac{21,24 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 45)} = 202,8 \text{ кг/с}$$

Потребность в горячем водоснабжении существует круглый год. В диапазоне температур наружного воздуха от $t_n = +8^\circ\text{C}$ до $t_{ни} = 3,2^\circ\text{C}$ расход воды на ГВС определяется по формуле (4.19):

$$G_{звс}^{+8} = \frac{(Q_{звс}^{расч})_з}{c_p \cdot (\tau_{01}'' - \tau_{02}'')} \quad (4.19)$$

$$G_{звс}^{+8} = \frac{8,84 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 45)} = 84,33 \text{ кг/с}$$

В диапазоне температур наружного воздуха от $t_{ни} = 3,2^\circ\text{C}$ до $t_{но}$ расход воды на ГВС определяется по формуле (4.20):

$$G_{звс} = \frac{(Q_{звс}^{расч})_з}{c_p \cdot (\tau_{01}'' - \tau_{02}'')} \quad (4.20)$$

Формула справедлива для любых температур сетевой воды с указанным диапазоне температур наружного воздуха. В этом случае рассчитаем расход на ГВС для $t_{но} = 0^\circ\text{C}$, остальные результаты сведем в таблицу 4.3.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$G_{26c} = \frac{8,83 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (73,23 - 43,6)} = 71,15 \text{ кг/с}$$

Таблица 4.3 – Сводная таблица расходов сетевой воды при центральном регулировании на источнике теплоты по отопительной нагрузке в закрытых системах теплоснабжения

$t_6, ^\circ\text{C}$	-34	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	3,2	5	8
$G_0, \text{кг/с}$	281,8	281,8	281,8	281,8	281,8	281,8	281,8	281,8	281,8	253,5	202,8
$G_{ГВС}, \text{кг/с}$	26,35	28,46	31,62	35,58	40,66	47,43	56,9	71,15	84,33	84,33	84,33
$G_\Sigma, \text{кг/с}$	307,8	310,3	313,4	317,4	322,5	329,2	338,7	352,9	366,1	337,8	287,1

На рисунке 4.3 изображен график расходов для качественного регулирования по отопительной нагрузке в закрытой системе теплоснабжения.

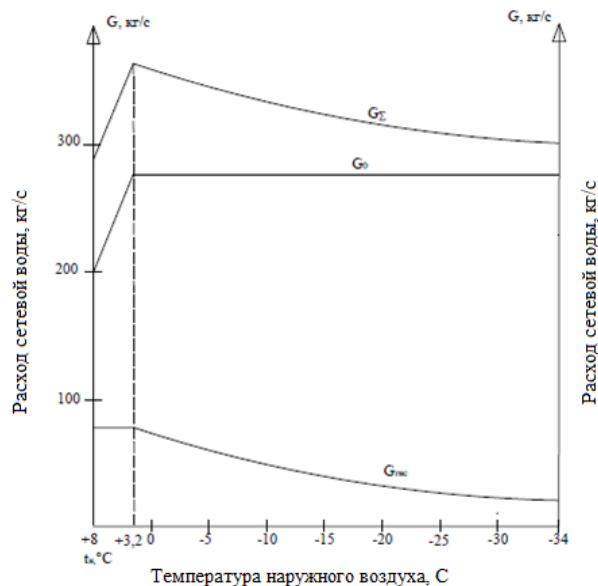


Рисунок 4.3 – График расходов для качественного регулирования по отопительной нагрузке в закрытой системе теплоснабжения

4.3. Тепловой расчет парового котла ДЕ-16-14 ГМ

Тепловой поверочный расчет выполняют для существующего котельного агрегата по уже существующим конструктивным характеристикам. По результату поверочного расчета получают исходные данные, которые необходимы для выбора вспомогательного оборудования.

Котёл ДЕ-16-14 паропроизводительностью 16 т/ч вырабатывает насыщенный пар с рабочим абсолютным давлением $P = 1,4$ МПа. Питательная вода поступает при температуре $t_{ПВ} = 104^\circ\text{C}$. Котёл оборудован индивидуальным экономайзером системы ВТИ БВЭС-IV-I. Непрерывная продувка котла составляет 5%. Основное топливо - природный газ.

Характеристика топлива:

	CH_4 - 94,9%										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР						18

C_2H_6 -3,2%
 C_3H_8 - 0,4%
 C_4H_{10} -0,1%
 C_5H_{12} (и более тяжёлые) - 0,1%
 N_2 -0,9%
 CO_2 -0,4%

Теплота сгорания низшая сухого газа:

$$Q_n^p = 36700 \text{ кДж/м}^3$$

Плотность газа при 0°C и 760 мм.рт.

$$\rho_g = 0,758 \text{ кг/м}^3$$

Влажесодержание на 1 м³ сухого газа при $t = 10^\circ\text{C}$ принимаем $d_{г.тп} = 10\text{г/м}^3$

4.4. Определение присосов воздуха

Расчет парогенератора выполняем по нормативному методу расчета.

По данным расчетным характеристикам камерных топков и нормативных значений присосов воздуха в газоходах выбираем коэффициент избытка воздуха на выходе из топки и находим расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α'' . Результаты расчетов сводим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Присосы воздуха по газоходам Да и расчетные значения коэффициентов избытка воздуха в газоходах

Участки газового тракта	$\Delta\alpha$	α''
Топка	0,05	1,1
Конвективный пучок	0,05	1,15
Экономайзер	0,08	1,23

4.5. Расчёт горения топлива

Выполняем расчет горения топливной смеси по нормативной методике расчета[9]. Данные расчета энтальпии в зависимости от температуры продуктов сгорания заносим в таблицу 5.2.

Рассчитываем теоретический объем воздуха, необходимый для 1 кг топлива по формуле (4.21):

$$V^0 = 0.0476[0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum (m + 0,25n)C_mH_n - O_2] \quad (4.21)$$

где m – число атомов углерода;

n – число атомов водорода.

$$V^0 = 0.0476(2 \cdot 94,9 + 3,5 \cdot 3,2 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 4) = 9,732 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Определяем теоретические объемы продуктов сгорания топлива по формулам (4.22) – (4.24):

1. Объем двухатомных газов (4.22).

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + 0,01N^P \quad (4.22)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,732 + 0,01 \cdot 0,9 = 7,697$$

теоретический объём двухатомных газов равен теоретическому объёму азота.

2. Объем трехатомных газов (4.23).

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum_m C_m H_n) \quad (4.23)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,4 + 94,9 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1) = 1,038 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

3. Объем водяных паров (4.24).

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{г.тл}) + 0,0161 \cdot V^0 \quad (4.24)$$

где $d_{г.тл}$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа (г/м³);

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (0,5 \cdot 4 \cdot 94,9 + 0,5 \cdot 6 \cdot 3,2 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,4 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,1 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,732 = 2,184 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Найдем реальные объемы продуктов сгорания топлива по формулам (4.25) – (4.27):

1. Объем двухатомных газов (для топки $\alpha = 1,1$) (4.25).

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (4.25)$$

$$V_{N_2} = 7,697 + (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 8,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Объем водяных паров (для топки $\alpha = 1,1$) (4.26).

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,016 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (4.26)$$

$$V_{H_2O} = 2,184 + 0,016 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 2,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

3. Общий объем продуктов сгорания (для топки $\alpha = 1,1$) (4.27)

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

20

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \quad (4.27)$$

$$V_{\Gamma} = 1,038 + 8,7 + 2,2 = 11,938 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим объемные доли трехатомных газов по формулам (4.28) – (4.30):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}} \quad (4.28)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,038}{11,938} = 0,087$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}} \quad (4.29)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,2}{11,938} = 0,184$$

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O} \quad (4.30)$$

$$r_n = 0,087 + 0,184 = 0,271$$

Найдем реальные объемы продуктов сгорания для остальных участков котла и сведем полученные данные в таблицу 4.5

Таблица 4.5– Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева

Величина	Единица	Газоходы		
		Топка	Конвективный пучок	Экономайзер
Расчетный коэффициент избытка воздуха в газоходе	-	1,1	1,125	1,19
1	2	3	4	5
V_{RO_2}	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1,038	1,038	1,038
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,016 \cdot (\alpha - 1) \cdot$	-//-	8,7	8,91	9,5
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,016 \cdot (\alpha - 1) \cdot$	-//-	2,2	2,203	2,213
$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	-//-	11,938	12,151	12,751

Лист

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

21

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

$r_{RO2} = \frac{V_{RO2}}{V_{\Gamma}}$	-//-	0,087	0,085	0,081
$r_{H2O} = \frac{V_{H2O}}{V_{\Gamma}}$	-//-	0,184	0,181	0,174
$r_n = r_{RO2} + r_{H2O}$	-//-	0,271	0,266	0,254

4.6. Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпии продуктов сгорания определяем по формулам (4.31) – (4.34):

$$I_B^0 = V^0 \cdot (ct)_B \quad (4.31)$$

$$I_{RO2}^0 = V_{RO2}^0 \cdot (ct)_{RO2} \quad (4.32)$$

$$I_{N2}^0 = V_{N2}^0 \cdot (ct)_{N2} \quad (4.33)$$

$$I_{H2O}^0 = V_{H2O}^0 \cdot (ct)_{H2O} \quad (4.34)$$

Поле удельные энтальпии воздуха $(ct)_B$, трехатомных газов $(ct)_{RO2}$, азота $(ct)_{N2}$ и водяных паров $(ct)_{H2O}$ определяем в интервале температур от 100 до 2200°C[40].

Результаты расчетов энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива сведем в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива

Температура, °C	$V^0 = 9,732$ М ³ /М ³	$V_{RO2} = 1,038$ М ³ /М ³	$V_{N2} = 8,7$ М ³ /М ³	$V_{H2O} = 2,2$ М ³ /М ³	$I_{\Gamma}^0 = I_{RO2}^0 + I_{N2}^0 + I_{H2O}^0$ КДж/М ³
	$I_B^0 = V^0 \cdot (ct)_B$ КДж/М ³	$I_{RO2}^0 = V_{RO2}^0 \cdot (ct)_{RO2}$ КДж/М ³	$I_{N2}^0 = V_{N2}^0 \cdot (ct)_{N2}$ КДж/М ³	$I_{H2O}^0 = V_{H2O}^0 \cdot (ct)_{H2O}$ КДж/М ³	
30	380	-	-	-	-
100	1285	175	1000	329	1504
200	2589	371	2001	664	3036
300	3922	580	3017	1011	4608
400	5275	801	4056	1367	6224
500	6657	1034	5111	1734	7879
600	8078	1268	6188	2112	9568
700	9528	1517	7281	2505	11303
800	10997	1769	8413	2916	13098
900	12467	2025	9567	3328	14920
1000	13975	2286	10730	3767	16783
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	22

1100	15523	2550	11892	4206	18648
1200	17070	2820	13046	4654	20520
1400	20204	3363	15463	5587	24413

Результаты расчетов энтальпии продуктов сгорания в газоходах сведем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Энтальпия продуктов сгорания в газоходах

$t, ^\circ\text{C}$	I_B^0	I_G^0	Участки газового тракта					
			Топка ($\alpha = 1,1$)		Конвективный пучок ($\alpha = 1,15$)		Экономайзер ($\alpha = 1,23$)	
			I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI
1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	1285	1504					1800	1831
200	2589	3036					3631	1879
300	3922	4608					5510	1927
400	5275	6224			7015	1861	7437	1973

Окончание таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
500	6657	7879			8876	1904	9410	
600	8078	9568			10780	1952		
700	9528	11303			12732	2016		
800	10997	13098	14198	1969	14748	2042		
900	12467	14920	16167	2014	16790	2089		
1000	13975	16783	18181	2019	18879	2097		
1100	15523	18648	20200	2027	20976	2105		
1200	17070	20520	22227	4206	23081			
1400	20204	24413	26433	4250				
1600	23386	28344	30683	4327				
1800	26559	32354	35010	4387				
2000	29819	36415	39397	4433				
2200	33079	40522	43830					

4.7. Тепловой баланс котла и расход топлива

После определения необходимого количества воздуха, состава и объемов продуктов сгорания, энтальпии дымовых газов проводится расчет теплового баланса парогенератора [40]. Он выражает количественное отношение между

									Лист
									23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				

поступившей в агрегат, называемой располагаемой теплотой топлива и суммой полезно использованной теплоты q_1 и тепловых потерь q_2, q_3, q_4, q_5, q_6

Целью теплового расчета является определение всех потерь теплоты и на основании этого вычисление КПД котельного агрегата и расхода топлива (табл. 4.8).

Таблица 4.8 – Расчет теплового баланса парогенератора и расход топлива

Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота топлива	Q_p^p	$Q_n^p = Q_p^n$	кДж/м ³	36700
Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива	q_3	По табл. 4-5 [40]	%	0,5

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5
Потеря от механической неполноты сгорания топлива	q_4	По табл. 4-5	%	0
Температура уходящих газов	t_{yx}	По паспортным данным парогенератора	°С	150
Энтальпия уходящих газов	I_{yx}	По 1t- таблице	кДж/м ³	2270
Температура воздуха	$t_{x.в.}$	Из условий работы котельной	°С	30
Энтальпия воздуха в котельной	$I_{x.в.}^0$	По 1t - таблице	кДж/м ³	380
Потеря теплоты с уходящими газами	q_2	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x.в.}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(2270 - 1,23 \cdot 380) \cdot 100}{36700} = 4,9$
Потери теплоты от наружного охлаждения	q_5	По рис.3-1	%	0,8
Сумма тепловых потерь	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	%	4,9 + 0,5 + 0,8 = 6,2
КПД парогенератора	$\eta_{пг}$	$100 - \sum q$	%	100 - 6,2 = 93,8

Лист

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

24

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Коэффициент сохранения теплоты	φ	$1 - \frac{q_5}{\eta_{n2} + q_5}$	-	$1 - \frac{0,8}{93,8 + 0,8} = 0,99$
Паропроизводительность агрегата	D	По паспортным данным парогенератора	кг/с	4,44
Давление пара в барабане	P_6	По паспортным данным парогенератора	МПа	1,4
Температура насыщенного пара	$t_{n.n.}$	По паспортным данным парогенератора	°С	195
Температура питательной воды	$t_{n.в.}$	По паспортным данным парогенератора	°С	80
Удельная энтальпия насыщенного пара	$I_{n.n.}$	По табл. VI-8	кДж/м ³	2788

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4	5
Удельная энтальпия питательной воды	$I_{n.в.}$	По табл. VI-6	кДж/м ³	336,1
Значение продувки	P	По выбору	%	3
Полезно используемая теплота в агрегате	$Q_{n.з.}$	$D(i_{n.n.} - i_{n.в.}) + D \cdot \frac{P}{100} (I_{кшп} - i_{n.в.})$	кВт	$4,44 \cdot (2788 - 336,1) + 4,44 \cdot \frac{3}{100} \cdot (830,1 - 336,1) = 10 \cdot 10^3$
Полный расход топлива	B	$\frac{Q_{n.з.} \cdot 100}{Q_p \eta \cdot n_2}$	кг/с	$\frac{10 \cdot 10^3 \cdot 100}{36700 \cdot 93,8} = 0,3$
Расчетный расход топлива	B_p	$B \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	кг/с	$0,3 \cdot \frac{100}{100} = 0,3$

4.8. Тепловой расчет топки

Определяем активный объем и тепловое напряжение объема топки q_v . Расчетное q_v не должно превышать допустимого значения. Полученные результаты укажем в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Расчет конструктивных характеристик копки

Величина					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Таблица	Расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				25

Наименование	Обозначение	Расчетная формула		
1	2	3	4	5
Активный объем топочной камеры	V_T	По конструктивным размерам	м ³	24
Расчетное тепловое напряжение объема топки	q_v	$\frac{B \cdot Q_H^P}{V_T}$	кВт/м ³	458
Допустимое тепловое напряжение объема топки	q_v	По табл.4-5	кВт/м ³	460
Количество горелок	n	По конструктивным данным	шт	1
Теплопроизводительность горелки	Q_{Γ}	$\frac{1,25 \cdot B \cdot Q_H^P \cdot 10^{-3}}{n}$	МВт	14

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4	5
Тип горелки	ГМ 10	По паспорту	-	-

Топка котла ДЕ-16-14 полностью экранирована трубами диаметром 51 мм с толщиной стенки 2,5 мм и шагом 55 мм [42]. По конструктивным размерам топки рассчитываем полную площадь ее стен и площадь лучевоспринимающей поверхности топки. Результаты расчета сводим в таблицу 4.10.

Полученная в результате расчета температура газов на выходе из топки отличается от предварительно принятой менее чем на $\pm 100^{\circ}\text{C}$.

Следовательно, пересчета теплообмена не требует.

Таблица 4.10– Расчет полной площади поверхности стен топки F_{CT} и площади лучевоспринимающей поверхности топки H_{Γ} .

Величина	наименование	обозначение	единица	Стены топки				Суммарная площадь
				фронтная	задняя	левая	правая, свод, потолок	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Общая площадь стены и выходного окна	F_{CT}	м ²	4,3	4,3	11	33	53	
Расстояние между осями крайних труб	b	м	1,43	1,43	4,51	5,39		
Освещенная длина труб	l_{OCK}	м	3,3	2,175	2,1	5,35		

Площадь, занятая лучевоспринимающей поверхностью	F	м ²	4,7	3,4	9	28,84	46,6
Наружный диаметр экранных труб	d	мм	51	51	51	51	
Шаг экранных труб	s	мм	477	75	55	55	
Расстояние от оси экранных труб до кладки (стены)	l	мм	40	40	40	40	
Отношение	$\frac{s}{d}$	-	9,35	1,47	1,08	1,08	
Отношение	$\frac{l}{d}$	-	0,78	0,78	0,78	0,78	
Угловой коэффициент экрана	X	-	0,01	0,95	0,99	0,99	

Окончание таблицы 4.10

1	2	3	4	5	6	7	8
Площадь лучевоспринимающей поверхности экрана	$H_{л}$	м ²	0,05	3,37	8,6	28,6	40,62

По конструктивным размерам и характеристикам топки выполняем поверочный расчет теплообмена в топке. Расчет производится методом последовательных приближений. Расчеты сводим в таблицу 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет теплообмена в топке.

Величина			Единица	Расчет
Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения		
1	2	3	4	5
Суммарная площадь лучевоспринимающей поверхности	$H_{л}$	По конструктивным размерам	м ²	40,62
Полная площадь стен топочной камеры	$F_{ст}$	По конструктивным размерам	м ²	53

Коэффициент тепловой эффективности лучевоспринимающей поверхности	ψ_{CP}	$\frac{\zeta \cdot H_L}{F_{cm}}$	-	$\frac{0,55 \cdot 40,62}{53} = 0,42$
Эффективная толщина излучающего слоя пламени	S	$3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{cm}}$	м	$3,6 \cdot \frac{24}{53} = 1,63$
Полная высота топки	H_T	По конструктивным размерам	м	2,4
Высота расположения горелок	H_G	По конструктивным размерам	м	1,2
Относительный уровень расположения горелок	X_m	$\frac{H_G}{H_T}$	-	0,5

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке	M	$0,54 - 0,2 \cdot X_m$	-	$0,54 - 0,2 \cdot 0,5 = 0,44$
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	α_m	По табл. 4-5	-	1,1
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_m$	По табл. 2-2	-	0,5
Температура горячего воздуха	$t_{Г.В.}$	По предварительному выбору	°С	30
Энтальпия горячего воздуха	$I_{Г.В.}^0$	По It-таблице	кДж/ м ³	380
Энтальпия присосов воздуха	$I_{ПРС}^0$	По It-таблице	кДж/ м ³	380
Количество теплоты, вносимое в топку воздухом	Q_B	$(\alpha_m - \Delta\alpha_m) \cdot I_{Г.В.}^0 + \Delta\alpha_m \cdot I_{ПРС}^0$	кДж/ м ³	$(1,1 - 0,5) \cdot 380 + 0,5 \cdot 380 = 418$
Полезное тепловыделение в топке	Q_T	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4} + Q_B$	кДж/ м ³	$36700 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 418 = 36935$
Адиабатическая температура горения	ϑ_a	По It-таблице	°С	1844
Температура газов на выходе из топки	ϑ_T	По предварительному выбору	°С	1000
Энтальпия газов на выходе из топки	I_T''	По It-таблице	кДж/ м ³	18181

Лист

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

28

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	$V_{c_{cp}}$	$\frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m}$	кДж/ кг К	$\frac{36935 - 18181}{1844 - 1000} = 22$
Объемная доля: Водяных паров	r_{H_2O}	По табл.2	-	0,184
Трехатомных газов	r_{RO_2}	По табл.2	-	0,087
Суммарная, объемная доля трехатомных газов	r_n	$r_{H_2O} + r_{RO_2}$	-	0,271
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$n \cdot r_n \cdot s$	$n \cdot r_n \cdot s$	М МПа	0,044

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	По рис. 5-5	$\frac{1}{m \cdot МПа}$	3,8
Коэффициент ослабления лучей несветящимися газами	k_{HC}	$r_n \cdot k_r$	$\frac{1}{m \cdot МПа}$	$0,271 \cdot 3,8 = 1,03$
Содержание углерода и водорода в топливе	$\frac{C^p}{H^p}$	$0,12 \cdot \sum \frac{m}{n \cdot C_m \cdot H_n}$	-	1,08
Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами	$k_{саж}$	$0,3 \cdot (2\alpha_m) \cdot (\frac{1,6 \cdot T''}{1000} - 0,5) C^p$	-	$0,3 \cdot (21,1) \cdot (\frac{1,6 \cdot 1273}{1000} - 0,5) \cdot 1,08 = 0,77$
Коэффициент ослабления лучей светящимися газами	$k_{св}$	$k_{HC} \cdot k_{саж}$	-	$1,03 + 0,77 = 1,8$
Степень черноты свет. части пламени	$a_{св}$	$1 - e^{-k_{св} \cdot PS}$	-	$12^{1,8 \cdot 0,1 \cdot 1,63} = 0,23$
Степень черноты несвет. части пламени	$a_{Г}$	$1 - e^{-k_{HC} \cdot PS}$	-	$12^{1,03 \cdot 0,1 \cdot 1,63} = 0,12$
Степень черноты факела	a_{ψ}	$m \cdot a_{св} + (1 - m) \cdot a_{Г}$	-	$0,1 \cdot 0,23 + (1 - 0,1) \cdot 0,12 = 0,138$
Степень черноты топки	a_m	$\frac{a_{\psi}}{(a_{\psi} + (1 - a_{\psi}) \cdot \psi_{CP})}$	-	$\frac{0,138}{(0,138 + (1 - 0,138) \cdot 0,42)} = 0,23$
Тепловая нагрузка стен топки	q_F	$\frac{B_p Q_m}{F_{cm}}$	кВт/м ²	$\frac{0,3 \cdot 36935}{53} = 209$

Лист

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

29

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Температура газов на выходе из топки	g_m''	$\frac{T_a}{M \left(\frac{5,67 \psi_{cp} F_{cm} a_m T_a^3}{10^{11} \varphi B_p V_{c_{cp}}} \right)^{0,6} + 1}$	°С	$\frac{2117}{0,44 \left(\frac{5,67 \cdot 0,42 \cdot 53 \cdot 0,28 \cdot 2117^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,3 \cdot 22} \right)^{0,6} - 273 = 1055}$
Энтальпия газов на выходе из топки	I_m''	По I9-таблице	кДж/ м ³	19291
Общее тепловосприятие топки	Q_m^l	$\phi(Q_m - I_m'')$	кДж/ м ³	$0,99 \cdot (36935 - 19291) = 18566$

Окончание таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Средняя удельная тепловая нагрузка лучевоспринимающих поверхностей топки	$q_{л}^{cp}$	$\frac{B_p Q_m^l}{H_{л}}$	кВт/м ²	$\frac{0,3 \cdot 18566}{4062} = 137$

4.9. Расчет конвективного пучка

Проведем расчет конвективного пучка и сведем результаты в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Поверочный расчет камеры догорания

наименование	Величина		Единица	Расчет
	обозначение	расчетная формула, способ определения		
1	2	3	4	5
Полная площадь поверхности нагрева	H	По Конструктивным размерам	м ²	156
Площадь боковых экранов, находящихся в топке	$H_{доп}$	По Конструктивным размерам	м ²	14
Диаметр труб	d	По Конструктивным размерам	мм	51x2,5

Относительный шаг труб: поперечный продольный	$\frac{S_1}{d}$	По Конструктивным размерам	-	$\frac{110}{51} = 2,16$
	$\frac{S_2}{d}$	По Конструктивным размерам	-	$\frac{90}{51} = 1,75$
Количество рядов труб	Z_1	По Конструктивным размерам	шт	9
Количество труб в ряду	Z_2	По Конструктивным размерам	шт	16
Площадь живого сечения	F	$A \cdot B - Z_1 \cdot d \cdot l$	м ²	$1,89 \cdot 0,96 - 9 \cdot 1,89 \cdot 0,051 = 0,95$

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4	5
Эффективная толщина излучаемого слоя	S	$0,9 \left(\frac{4S_1 S_2}{\pi d^2} - 1 \right) d$	м	$0,9 \left(\frac{4 \cdot 2,16 \cdot 1,75}{3,14 \cdot 0,051} - 1 \right) \cdot 0,051 = 0,18$
Температура газов перед камерой догорания	g'	Из расчета топки	°C	1055
Энтальпия газов перед камерой догорания	I'	Из расчета топки	кДж/м ³	19291
Температура газов на выходе из камеры догорания	g''	По предварительному выбору	°C	415
Энтальпия газов на выходе из камеры догорания	I''	По It-таблице	кДж/м ³	7301
Количество теплоты, отданное камере догорания	Q_G	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/м ³	$0,99 \cdot (19291 - 7301) = 11870$
Температура кипения при давлении в барабане	$t_{кип}$	По табл. VI-7	°C	195
Средняя температура газов	g_{CP}	$0,5 \cdot (g' - g'')$	°C	$0,5 \cdot (1055 - 415) = 735$
Средний температурный	Δt	$g_{CP} - t_{кип}$	°C	$735 - 195 = 540$

набор										Лист	
										13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							31

Средняя скорость газов	w	$\frac{B_p V_z (g_{cp} + 273)}{273F}$	м/с	$\frac{0,3 \cdot 12,151 \cdot (735 + 273)}{273 \cdot 0,95} = 7$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_K	По рис. 6-6	Вт/м ² К	$55 \cdot 0,95 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 51$
Суммарная поглощающая способность трехатомными газами	$n \cdot r_n \cdot s$	$n \cdot r_n \cdot s$	м МПа	$0,1 \cdot 0,217 \cdot 0,18 = 0,004$

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4	5
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	По рис. 5-5	$\frac{1}{m \cdot MPa}$	5,3
Оптическая толщина газового потока	k_{PS}	$n \cdot r_n \cdot s \cdot k_r$	-	$5,3 \cdot 0,004 = 0,02$
Степень черноты излучающей среды	a	$1 - e^{-k_{cs} \cdot PS}$	-	$1 - 2,7^{-0,02} = 0,02$
Температура загрязнения стенки трубы	t_{cm}	$t_{кип} + \Delta t$	°С	$195 + 60 = 255$
Коэффициент теплоотдачи излучением	α_L	По рис. 6-12	Вт/м ² К	$38 \cdot 0,95 \cdot 0,02 = 0,72$
Коэффициент использования поверхности нагрева	ζ	По рекомендации	-	0,95
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\zeta \cdot (\alpha_K + \alpha_L)$	Вт/м ² К	$0,95 \cdot (51 + 0,72) = 49$
Коэффициент тепловой эффективности	ψ	По табл. 6-2	-	0,8
Коэффициент теплопередачи	k	$\psi \cdot \alpha_1$	Вт/м ² К	$0,8 \cdot 49 = 39$

Тепловосприятие камеры догорания по уравнению теплопередачи	Q_a	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м ³	$\frac{39 \cdot 156 \cdot 540}{0,3 \cdot 10^3} = 10951$
Тепловосприятие настенных труб	Q_{LJG}	$\frac{kH_{дон} \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м ³	$\frac{39 \cdot 14 \cdot 540}{0,3 \cdot 10^3} = 982$
Суммарное тепловосприятие газохода камеры догорания	Q_T	Qф+ Qдоп	кДж/м ³	10951+982 = 11934

Окончание таблицы 4.12

1	2	3	4	5
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	$\frac{11934 - 11870}{11934} \cdot 100 = 0,5$

4.10. Расчет водяного экономайзера

В таблице 4.13 приведем конструктивные размеры и характеристики экономайзера

Таблица 4.13 – Конструктивные размеры и характеристики экономайзера

Наименование	Обозначение	Единица	Расчет
1	2	3	4
Диаметр труб:			
наружный	d	мм	76
внутренний	d_{BH}	мм	70
Количество труб в горизонтальном ряду	Z_1	шт	6
Количество горизонтальных рядов труб	Z_2	шт	16
Шаг труб:			
поперек потока газов (по ширине);	S_1	мм	150
вдоль потока газов	S_2	мм	114
Относительный шаг труб:			
поперечный	$\frac{S_1}{d}$	-	2,0
продольный	$\frac{S_2}{d}$	-	1,5

Лист

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

33

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Площадь поверхности нагрева	H	m^2	302,4
Размеры сечения газохода поперек движения газов	A B	m m	1,9 1,2
Площадь живого сечения для прохода газов	F	m^2	1,8
Количество параллельно включенных труб(по воде)	Z_0	шт	12

Окончание таблицы 4.13

1	2	3	4
Площадь живого сечения для прохода воды	f	m^2	0,4

Проведем расчет водяного экономайзера и результаты сведем в таблицу 4.14

Таблица 4.14 – Поверочный расчет водяного экономайзера

Величина			Единица	Расчет
Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения		
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева	H	По конструктивным размерам	m^2	302,4
Площадь живого сечения для прохода газов	F_r	То же	m^2	1,8
Площадь живого сечения для прохода воды	f	То же	m^2	0,4
Температура газов на входе в экономайзер	g'	Из расчета камеры догорания	$^{\circ}C$	415
Энтальпия газов на входе в экономайзер	I'	Из расчета камеры догорания	кДж/ m^3	7301

Лист

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

34

Температура газов на выходе из экономайзера	g''	По предварительному выбору	°С	150
Энтальпия газов на выходе из экономайзера	I''	По It-таблице	кДж/м ³	2716
Тепловосприятие экономайзера	Q_{Γ}	$\varphi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha_{ЭК} \cdot I_{ПРС}^0)$	кДж/м ³	$0,99 \cdot (7301 - 2716 + 0,08 \cdot 380) = 4569$

Продолжение таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Температура воды на входе в экономайзер	t'	По заданию	°С	80
Удельная энтальпия воды на входе в экономайзер	i'	По табл. VI-6	кДж/м ³	336,1
Удельная энтальпия воды на выходе из экономайзера	i''	$i' + \frac{Q_{\Gamma} \cdot B_p}{D}$	кДж/м ³	$336,1 + \frac{4569 \cdot 0,3}{4,44} = 634$
Температура воды на выходе из экономайзера	t''	По табл. VI-6	°С	150
Средняя температура воды	t_{CP}	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$0,5 \cdot (80 + 150) = 115$
Скорость воды в трубах	w_B	$\frac{D_{ЭК} \cdot v_B}{0,785 \cdot d_{BH}^2 \cdot Z_0}$	м/с	$\frac{4,6 \cdot 0,001055}{0,785 \cdot (0,07)^2 \cdot 12} = 0,1$
Средняя температура газов	g	$0,5 \cdot (g' + g'')$	°С	$0,5 \cdot (415 + 150) = 282,5$
Средняя скорость газов	w_{Γ}	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (g + 273)}{273 \cdot f}$	м/с	$\frac{0,3 \cdot 12,751 \cdot (273 + 282,5)}{273 \cdot 1,8} = 5$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_K	По рис. 6-5	Вт/м ² К	$43 \cdot 0,71 \cdot 0,8 \cdot 1,1 = 26,9$
Эффективная толщина излучающего слоя	S	$0,9 \cdot \left(\frac{4S_1 S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	$0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot 0,15 \cdot 0,114}{3,14 \cdot (0,076)^2} - 1 \right) \cdot 0,076 = 0,19$

Суммарная поглощающая способность трехатомными газами	$pr_n s$	$r_n \cdot s \cdot p$	м МПа	$0,245 \cdot 0,1 \cdot 0,19 = 0,005$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_r	По рис. 5-5	1/мМПа	5

Продолжение таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	pks	$n \cdot r_n \cdot s \cdot p$	-	$5 \cdot 0,245 \cdot 0,1 \cdot 0,19 = 0,02$
Степень черноты газов	a	$1 - e^{-k_{cs} \cdot PS}$	-	$1 - 2,7^{-0,02} = 0,02$
Температура загрязнения стенки трубы	t_{cm}	$t_{CP} + \Delta t$	°С	$115 + 25 = 140$
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_{л}$	По рис. 6-12	Вт/м ² К	$30 \cdot 0,02 \cdot 0,9 = 0,54$
Температура в объеме камеры перед экономайзером	g'	Из расчета камеры догорание	°С	415
Коэффициент	A	По рекомендациям	-	0,3
Глубина по ходу газов: экономайзера объема перед экономайзером	l_n $l_{об}$	По конструктивным размерам	м	1,8
			м	3,0
Коэффициент теплоотдачи излучением с учетом излучения газового объема перед экономайзером	$\alpha'_{л}$	$\alpha_{л} \left[1 + A \left(\frac{T_k}{1000} \right)^{0,25} \left(\frac{l_{об}}{l_n} \right)^{0,07} \right]$	Вт/м ² К	$0,36 \cdot \left[1 + 0,3 \cdot \left(\frac{688 \cdot (415 + 273)}{1000} \right)^{0,2} \cdot \left(\frac{3}{1,8} \right)^{0,07} = 0,4 \right]$
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\zeta \cdot (\alpha_K + \alpha_{л})$	Вт/м ² К	$0,95 \cdot (26,9 + 0,54) = 27,4$
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \alpha_1}$	Вт/м ² К	$\frac{27,4}{1 + 27,4} = 27,4$

Разность температур между средами: наибольшая наименьшая	Δt_{δ}	$\vartheta' - t''$	°C	415 – 150 = 265
	$\Delta t_{\text{м}}$	$\vartheta'' - t'$	°C	150 – 80 = 70

Окончание таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Отношение	$\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}$	$\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}$	-	$\frac{265}{70} = 3,8$
Температурный напор	Δt	$0,5 \cdot (\Delta t_{\delta} + \Delta t_{\text{м}})$	°C	$0,5 \cdot (265 + 70) = 167,5$
Тепловосприятие экономайзера по уравнению теплообмена	Q_T	$\frac{kH\Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м ³	$\frac{27,4 \cdot 302,4 \cdot 167,5}{0,3 \cdot 10^3} = 4559$
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_T - Q}{Q_T} \cdot 100$	%	$\frac{4559 - 4569}{4559} \cdot 100 = 0,2$

Расхождение между тепловосприятием Q_T экономайзера и количеством теплоты, отданным газами Q_G не превышает 2 % [40].

4.11. Расчёт невязки теплового баланса

Произведем расчет невязки теплового баланса и сведем полученные данные в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Расчет невязки теплового баланса

Величина			Единица	Расчет
Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения		
1	2	3	4	5
Расчетная температура горячего воздуха	$t_{\text{г.в.}}$		°C	30

Энтальпия горячего воздуха при расчетной температуре	$I_{z.в.}^0$		кДж/м ³	380
Количество теплоты, вносимое в топку воздухом	Q_B	$(\alpha_m - \Delta\alpha_m) \cdot I_{Г.В.}^0 + \Delta\alpha_m \cdot I_{ПРС}^0$	кДж/м ³	$(1,1 - 0,5) \cdot 380 + 0,5 \cdot 380 = 418$

Окончание таблицы 4.15

1	2	3	4	5
Полезное тепловыделение	Q_T	$Q_P^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4} + Q_B$	кДж/м ³	$36700 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 418 = 36935$
Лучистое тепловосприятие топки	Q_m^l	$\phi(Q_m - I_m^n)$	кДж/м ³	$0,99 \cdot (36935 - 19291) = 18566$
Потеря теплоты с уходящими газами	q_2	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x.в.}^0)(100 - q_4)}{Q_P^p}$	%	$\frac{(2270 - 1,23 \cdot 380) \cdot 100}{36700} = 4,9$
КПД парогенератора	$\eta_{ПГ}$	$100 - \sum q$	%	$100 - 6,2 = 93,8$
Расчетная невязка теплового баланса	ΔQ	$Q_P^p \cdot \eta_{ПГ} - (Q_T + Q_{ЭК} + Q_{к.л.}) \cdot (1 - \frac{q_4}{100})$	кДж/м ³	$36700 \cdot 0,938 - (18566 + 10951 + 4569) \cdot (1 - \frac{0}{100}) = 322$
Невязка		$\frac{\Delta Q}{Q_P^p} \cdot 100$	%	$\frac{322}{36700} \cdot 100 = 0,2$

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен верно поскольку значение невязки теплового баланса не превышает 0,5 % от Q_P^p .

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

5 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА

Возврат конденсата в котельную для возможности его использования в воспроизводстве пара, является важной задачей, решение которой позволяет экономить значительные средства. Конденсат является ценным продуктом, который можно использовать в качестве питательной воды, а также использовать его теплоту в других целях. В случаях, когда собственного давления конденсата недостаточно, чтобы дойти до котельной, а также когда по техническим условиям требуется гидравлически разделить потребителя и конденсатную линию, применяются системы для промежуточного сбора и возврата конденсата с применением специализированных конденсатных насосов.

Конденсат - ценный теплоноситель, который содержит в себе от 15 до 25% первоначальной энергии пара, поэтому сбор и возврат конденсата, а также полноценная утилизация его тепла – одно из первоочередных мероприятий для современного промышленного предприятия. Если сбор и возврат конденсата в системе не осуществляются, потери конденсата можно компенсировать, лишь подачей в деаэрактор холодной питательной воды. Но это приводит к дополнительным затратам на химическую обработку воды и на топливо, для её нагрева до температуры приемлемой для подачи в деаэрактор. В тоже время сам конденсат обладает достаточно высоким потенциалом тепловой энергии, т.е. удельной энтальпией. Чем больше конденсата вы возвращаете в котёл в качестве питательной воды, тем меньше необходимость в продувке, а значит, ниже теплотери.

Системы сбора и возврата конденсата позволяют:

- снизить затраты на покупку сырой подпиточной воды;
- уменьшить потребность в химической обработке воды;
- сократить затраты на оплату за сточные воды и штрафы;
- сократить затраты на топливо;
- обеспечить работу котла с максимальной производительностью;
- сократить число продувок котлов, и, соответственно, потери тепла.

5.1. Гидравлический расчет паропровода

По паропроводу транспортируется насыщенный пар в количестве $G = 8,28$ т/ч (2,3 кг/с), причем количество пара рассчитано заранее (задано) с учетом нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС для цеха. Цеху № 1 необходим пар в количестве $G_1 = 0,5G = 4,14$ т/ч (1,15 кг/с). Для компенсации сконденсировавшегося пара на каждом участке потребуется дополнительное его количество, определяемое по формуле (5.1):

$$G_{K(i)} = \frac{3,6ql(\tau_{cp} - t_{cp.zod})}{r} \quad (5.1)$$

где q - удельная потеря теплоты изолированным трубопроводом при разности температур пара и окружающей среды в $^{\circ}\text{C}$, Вт/($\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}$);

				13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

l - длина трубопровода, м
 τ_{cp} - средняя температура пара, °С;
 $t_{cp.год}$ - средняя годовая температура наружного воздуха при наземной прокладке трубопровода, °С;
 r - теплота парообразования, Дж/кг.

Расчетный расход пара на отдельном участке рассчитывается по формуле (5.2):

$$G_{уч(i)}^{расч} = G_{уч(i)} + 0,5G_{к(i)} + \sum_{уч(i+1)}^{уч(i=n)} G_{к(i)} \quad (5.2)$$

где $G_{уч(i)}$ - расход пара на i -том участке без учета его компенсации;

$G_{к(i)}$ - расход пара на компенсацию сконденсировавшегося пара на i -том участке;

$\sum_{уч(i+1)}^{уч(i=n)} G_{к(i)}$ - расход пара на возмещение его конденсации на последующих участках, т/ч (кг/с);

Рассмотрим расчетную схему трассировки паропроводов на рис.6.1.

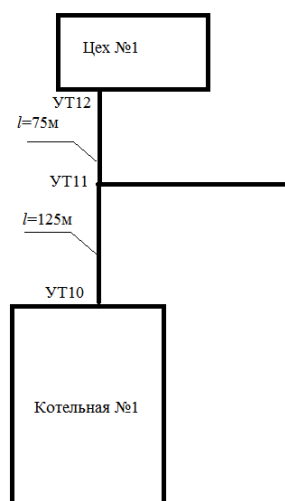


Рис. 6.1 – Схема расположения паропроводов

Начальное давление пара (в паровом коллекторе после РОУ) примем $p_n = 0.6$ МПа, давление у потребителей $p_k = 0.5$ МПа. Паропровод проложен надземно. Расчетной магистралью выберем паропровод от котельной до наиболее удаленного потребителя. В данном случае — это Цех №1, расстояние между тепловыми узлами УТ10 и УТ11 -125м, УТ11 и УТ12 – 75м.

Рассчитаем длину магистрали по формуле (5.3):

$$l_{УТ10-УТ12} = l_{УТ10-УТ11} + l_{УТ11-УТ12} \quad (5.3)$$

$$l_{УТ10-УТ12} = 125 + 75 = 200 \text{ м}$$

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Расход пара на участках магистрали: $G_{УТ10-УТ11} = 8,28$ т/ч, $G_{УТ11-УТ12} = 4,14$ т/ч.

Найдем коэффициенты местных потерь давления на участках магистрали по формуле (5.4):

$$\alpha_{уч(i)} = z \cdot \sqrt{G_{уч(i)}} \quad (5.4)$$

где z - коэффициент, принимаемый для паровых сетей 0,07, $G_{уч(i)}$ подставляется в формулу в т/ч.

Рассчитаем $\alpha_{уч(i)}$ для участка УТ10-УТ11 по формуле (5.5):

$$\alpha_{уч(i)} = 0.7 \cdot \sqrt{8.28} = 0.2$$

Рассчитаем средний коэффициент местных потерь давления α_{cp} для магистрали по формулам (6.5) – (6.6):

$$\alpha_{cp} = \frac{\sum a_{уч(i)} \cdot l_{уч(i)}}{\sum l_{уч(i)}} \quad (5.5)$$

$$\alpha_{cp} = \frac{\alpha_{УТ10-УТ11} \cdot l_{УТ10-УТ11}}{l_{УТ10-УТ12}} \quad (5.6)$$

$$\alpha_{cp} = \frac{0,2 \cdot 125}{200} = 0,125$$

Потери давления в паропроводе по условию найдем по формулам (5.7) – (5.8):

$$\Delta p = p_n - p_k \quad (5.7)$$

$$\Delta p = p_{н(УТ10)} - p_{к(УТ12)} \quad (5.8)$$

$$\Delta p = 0,6 - 0,5 = 0,1 \text{ МПа}$$

Плотность и температуру насыщения пара в начале трубопровода определим по [4,5]: $\rho_{н(УТ10)} = 3,169$ кг/м³, $\tau_{н(УТ10)} = 158,84$ °С. Также по [36] определим арифметическое значение: $\rho_{н(УТ12)} = 2,668$ кг/м³, $\tau_{н(УТ12)} = 151,85$ °С

При данных значениях плотности найдем ее среднеарифметическое значение, которое определяется по формуле (5.9):

$$\rho_{cp(УТ10-УТ12)} = 0,5 \cdot (\rho_{н(УТ10)} + \rho_{к(УТ12)}) \quad (5.9)$$

		$\rho_{cp(УТ10-УТ12)} = 0,5 \cdot (3,169 + 2,668) = 2,919$ кг/м ³			Лист
				13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	41

Для расчетного направления трубопровода определим среднее значение удельного падения давления при табличном значении плотности $\rho_m = 1 \text{ кг/м}^3$ и определим по формуле (5.10):

$$R_{cp(UT10-UT12)m} = \frac{(p_{н(UT10)} - p_{к(UT12)}) \cdot 10^6}{(1 + \alpha_{cp}) \cdot l_{UT10-UT12}} \cdot \frac{\rho_{cp(UT10-UT12)}}{\rho_m} \quad (5.10)$$

$$R_{cp(UT10-UT12)m} = \frac{(0,6 - 0,5) \cdot 10^6}{(1 + 0,125) \cdot 200} \cdot \frac{2,919}{1} = 1297,3 \text{ Па/м}$$

По расходу пара на участках $G_{UT10-UT11} = 8,28 \text{ т/ч}$ и среднем значении удельного падения давления $R_{cp(UT10-UT12)m} = 1297,3 \text{ Па/м}$ по номограммам по рис.7 [38] определяем диаметры паропроводов на соответствующих участках при коэффициенте $k_s = 0,2 \text{ мм}$: $d_{(UT10-UT11)} = 191 \times 7 \text{ мм}$. Кроме того, из номограммы [39] получим табличные значения скорости пара: $\omega_{m(UT10-UT11)} = 32 \text{ м/с}$. Эти скорости надо понимать как теоретические при постоянном удельном падении давления на всех участках магистрали.

Реальные значения среднего постоянного удельного линейного падения давления на участках магистрали $R_{cp(UT10-UT12)m} = 1297,3$ найдем по формуле (5.11):

$$R_{cp(UT10-UT12)} = R_{cp(UT10-UT12)m} \cdot \frac{\rho_m}{\rho_{cp(UT10-UT12)}} \quad (5.11)$$

$$R_{cp(UT10-UT12)} = 1297,3 \cdot \frac{1}{2,919} = 444,4 \text{ Па/м}$$

Найдем ориентировочное падение давления пара на участке УТ10-УТ11 по формулам (5.12) – (5.13):

$$\Delta p_{уч(i)} = p_{н(UT10)} - p_{к(UT12)} \quad (5.12)$$

$$\Delta p_{UT10-UT11} = R_{cp(UT10-UT12)} \cdot l_{уч(i)} \quad (5.13)$$

$$\Delta p_{UT10-UT11} = 444,4 \cdot 125 = 55550 \text{ Па} = 55,55 \cdot 10^3 \text{ Па}$$

При таком значении падения давления на участке определим конечное значение давления пара на участке УТ10-УТ11 по формуле (5.14):

$$p_{к(UT11)} = p_{н(UT10)} - \Delta p_{UT10-UT11} \quad (5.14)$$

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР					

$$p_{к(УТ11)} = (600 - 55,55) \cdot 10^3 = 544,5 \text{ Па}$$

Определим по [4] плотность и температуру насыщения пара в конце участка УТ10-УТ11: $\rho_{н(УТ11)} = 3,069 \text{ кг/м}^3$, $\tau_{н(УТ11)} = 157,52 \text{ }^\circ\text{C}$.

Таким образом, можно рассчитать среднюю плотность и температуру на участке УТ10-УТ11 по формулам (5.15) и (5.16):

$$\rho_{ср(УТ10-УТ11)} = 0,5 \cdot (\rho_{н(УТ10)} + \rho_{к(УТ11)}) \quad (5.15)$$

$$\rho_{ср(УТ10-УТ11)} = 0,5 \cdot (3,169 + 3,069) = 3,119 \text{ кг/м}^3$$

$$\tau_{ср(УТ10-УТ11)} = 0,5 \cdot (\tau_{н(УТ10)} + \tau_{к(УТ11)}) \quad (5.16)$$

$$\tau_{ср(УТ10-УТ11)} = 0,5 \cdot (158,84 + 157,52) = 158,18 \text{ }^\circ\text{C}$$

Поскольку диаметры участков магистрали известны: $d_{(УТ10-УТ11)} = 191 \times 7 \text{ мм}$, определим по [6] удельные потери в окружающую среду при наземной прокладке трубопроводов: $q_{l(УТ10-УТ11)} = 70 \text{ Вт/м}$.

Количество пара, необходимого для компенсации его конденсации на участке УТ10-УТ11 по формуле (5.17):

$$G_{к(УТ10-УТ11)} = \frac{q_{l(УТ10-УТ11)} \cdot l_{(УТ10-УТ11)}}{r_{ср((УТ10-УТ11))}} \quad (5.17)$$

Среднюю величину теплоты парообразования $r_{ср((УТ10-УТ11))}$ определим по [4] при среднем давлении на участке по формуле (5.18):

$$P_{ср(УТ10-УТ11)} = 0,5 \cdot (p_{н(УТ10)} + p_{к(УТ11)}) \quad (5.18)$$

$$P_{ср(УТ10-УТ11)} = 0,5 \cdot (600 + 544,5) \cdot 10^3 = 572,25 \cdot 10^3 \text{ Па}$$

$$r_{ср((УТ10-УТ11))} = 2091,5 \text{ кДж/кг}$$

$$G_{к(УТ10-УТ11)} = \frac{70 \cdot 125}{2091,5 \cdot 10^3} = 0,00418 \text{ кг/с} = 0,015 \text{ т/ч}$$

Перейдем к расчету участка УТ11-УТ12. Начальное давление для этого участка это конечное давление для участка УТ11-УТ12: $p_{к(УТ11)} = 544,5 \cdot 10^3 \text{ Па}$. При

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

этом давлении плотность и температура известны: $\rho_{н(УТ11)} = 3,069 \text{ кг/м}^3$, $\tau_{н(УТ11)} = 157,52^\circ\text{С}$.

Определим по [36] плотность и температуру насыщения пара в конце участка УТ11-УТ12 при давлении $p_{к(УТ12)} = 500 \cdot 10^3 \text{ Па}$: $\rho_{н(УТ12)} = 2,668 \text{ кг/м}^3$, $\tau_{н(УТ12)} = 151,85^\circ\text{С}$.

Таким образом, можно рассчитать средние плотность и температуру на участке УТ11-УТ12 по формулам (5.19) и (5.20):

$$\rho_{ср(УТ11-УТ12)} = 0,5 \cdot (\rho_{н(УТ11)} + \rho_{к(УТ12)}) \quad (5.19)$$

$$\rho_{ср(УТ11-УТ12)} = 0,5 \cdot (3,069 + 2,668) = 2,869 \text{ кг/м}^3$$

$$\tau_{ср(УТ11-УТ12)} = 0,5 \cdot (\tau_{н(УТ11)} + \tau_{к(УТ12)}) \quad (5.20)$$

$$\tau_{ср(УТ11-УТ12)} = 0,5 \cdot (157,52 + 151,85) = 154,69^\circ\text{С}$$

Коэффициент местных потерь давления на участке УТ11-УТ12 определим по формуле (5.21):

$$\alpha_{уч(i)} = z \cdot \sqrt{G_{уч(i)}} \quad (5.21)$$

$$\alpha_{УТ11-УТ12} = 0,07 \cdot \sqrt{4,14} = 0,14$$

При этом значении $\alpha_{УТ11-УТ12}$ найдем среднее значение удельного падения давления при табличном значении плотности $\rho_m = 1 \text{ кг/м}^3$ по формуле (5.22):

$$R_{ср(УТ11-УТ12)m} = \frac{(p_{н(УТ11)} - p_{к(УТ12)}) \cdot 10^6}{(1 + \alpha_{ср}) \cdot l_{УТ11-УТ12}} \cdot \frac{\rho_{ср(УТ11-УТ12)}}{\rho_m} \quad (5.22)$$

$$R_{ср(УТ11-УТ12)m} = \frac{(0,5445 - 0,5) \cdot 10^6}{(1 + 0,14) \cdot 75} \cdot \frac{2,869}{1} = 1493,2 \text{ Па/м}$$

По номограмме на [5] определяем диаметр трубопровода на участке УТ11-УТ12: $d_{(УТ11-УТ12)} = 103 \times 4,5 \text{ мм}$. Теоретическая скорость пара [5] $\omega_{м(УТ10-УТ11)} = 100 \text{ м/с}$.

Определим по [37] удельные потери в окружающую среду при наземной прокладке паропроводов по формуле (5.23):

$$G_{к(УТ11-УТ12)} = \frac{q_{l(УТ11-УТ12)} \cdot l_{(УТ11-УТ12)}}{r_{ср((УТ11-УТ12))}} \quad (5.23)$$

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Среднюю величину теплоты парообразования $r_{cp((VT10-VT11))}$ определим по [36] при среднем давлении на участке по формуле (5.24):

$$P_{cp((VT11-VT12))} = 0,5 \cdot (p_{н(VT11)} + p_{к(VT12)}) \quad (5.24)$$

$$P_{cp((VT11-VT12))} = 0,5 \cdot (500 + 544,5) \cdot 10^3 = 522,25 \cdot 10^3 \text{ Па}$$

$$r_{cp((VT11-VT12))} = 2421,5 \text{ кДж/кг}$$

$$G_{к(VT10-VT11)} = \frac{52 \cdot 75}{2421,5 \cdot 10^3} = 0,00161 \text{ кг/с} = 0,057 \text{ т/ч}$$

После предварительного проведем окончательный расчет паропровода. Для участка УТ10-УТ11 расчетный расход пара определим по формуле (5.25):

$$G_{(VT10-VT11)}^{расч} = G_{(VT10-VT11)} + 0,5G_{к(VT10-VT11)} + G_{к(VT11-VT12)} \quad (5.25)$$

$$G_{(VT10-VT11)}^{расч} = 8,28 + 0,5 \cdot 0,015 + 0,057 = 8,35 \text{ т/ч}$$

Расход изменился незначительно. Диаметр трубопровода на этом участке оставляем $d_{(VT10-VT11)} = 191 \times 7 \text{ мм}$.

Для остальных участков расчетный расход практически не изменился по формуле (5.26):

$$G_{(VT11-VT12)}^{расч} = G_{(VT11-VT12)} + 0,5 \cdot G_{к(VT11-VT12)} \quad (5.26)$$

$$G_{(VT11-VT12)}^{расч} = 4,14 + 0,5 \cdot 0,057 = 4,168 \text{ т/ч}$$

Оставляем те же диаметры трубопроводов: $d_{(VT11-VT12)} = 103 \times 4,5 \text{ мм}$, отталкиваясь от этих диаметров, уточняем значения теоретической скорости и удельного падения давления по номограмме на рис. 7 [35]:

$$R_{cp((VT10-VT11))m} = 987 \text{ Па/м}$$

$$\omega_{m(VT10-VT11)} = 93 \text{ м/с}$$

$$R_{cp((VT11-VT12))m} = 2660 \text{ Па/м}$$

$$\omega_{m(VT10-VT11)} = 130 \text{ м/с}$$

Найдем действительные значения удельного падения по формулам (5.27), (5.28):

$$R_{cp((VT10-VT11))} = R_{cp((VT10-VT11))m} \cdot \frac{\rho_m}{\rho_{cp((VT10-VT11))}} \quad (5.27)$$

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$R_{cp(UT10-UT11)} = 987 \cdot \frac{1}{3,119} = 316,44 \text{ Па/м}$$

$$R_{cp(UT11-UT12)} = R_{cp(UT11-UT12)m} \cdot \frac{\rho_m}{\rho_{cp(UT11-UT12)}} \quad (5.28)$$

$$R_{cp(UT11-UT12)} = 2660 \cdot \frac{1}{2,869} = 927,15 \text{ Па/м}$$

Действительные скорости пара на участке найдем по формулам (5.29) и (5.30):

$$\omega_{(UT10-UT11)} = \omega_{(UT10-UT11)m} \cdot \frac{\rho_m}{\rho_{cp(UT10-UT11)}} \quad (5.29)$$

$$\omega_{(UT10-UT11)} = 93 \cdot \frac{1}{3,119} = 29,81 \text{ м/с}$$

$$\omega_{(UT11-UT12)} = \omega_{(UT11-UT12)m} \cdot \frac{\rho_m}{\rho_{cp(UT11-UT12)}} \quad (5.30)$$

$$\omega_{(UT11-UT12)} = 130 \cdot \frac{1}{2,869} = 45,51 \text{ м/с}$$

Все скорости являются допустимыми рекомендуемыми для трубопроводов насыщенного пара [33]. Для удобства все расчеты и результаты гидравлического расчета сведем в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Результаты гидравлического расчета паропровода

	$l_{уч(i)}$, м	$R_{cp.уч(i)m}$ Па/м	$R_{cp.уч(i)}$ Па/м	$\omega_{m.уч(i)}$ м/с	$\omega_{уч(i)}$ м/с	$\rho_{cp.уч(i)}$ кг/м ³	$\tau_{cp.уч(i)}$ °С	$G_{уч(i)}^{расч}$ т/ч	$d_{уч(i)}$ мм
УТ10- УТ11	125	987	316,44	93	28,81	3,119	158,18	8,35	191×7
УТ11- УТ12	75	2660	927,15	130	45,51	2,869	154,69	4,168	103×4,5

Пьезометрический график паропровода, построенный на основе полученных данных, представлен на рисунке 6.2.

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР					

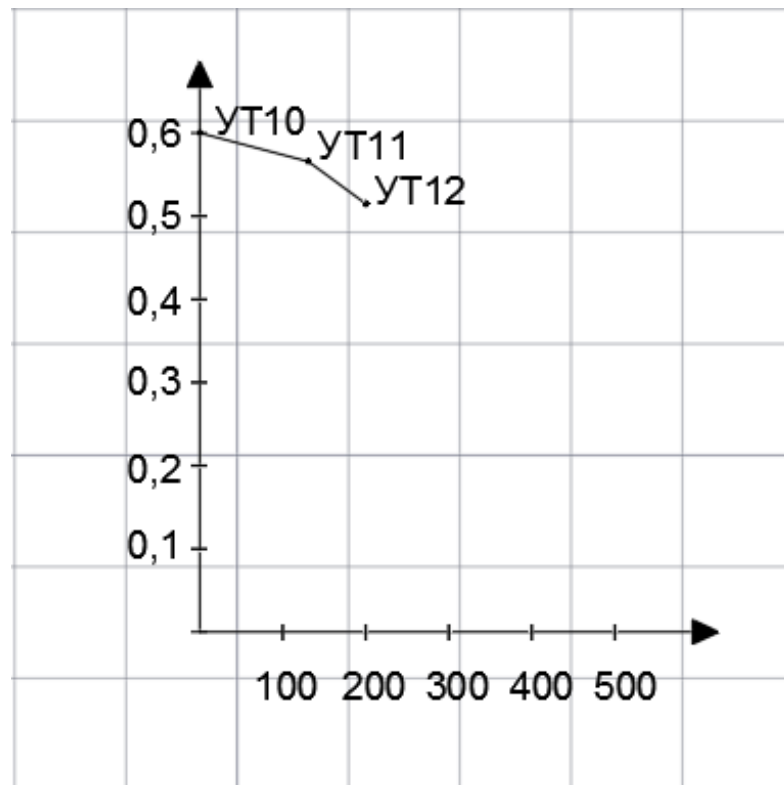


Рисунок 6.2 - Пьезометрический график паропровода

5.2. Тепловой расчет и выбор толщины изоляции паропровода

Рассмотрим участок паропровода УТ10-УТ11.

Материал изоляции выберем по таблице Б.1 [38]: вата из супертонкого базальтового волокна без связующего с коэффициентом теплопроводности, вычисляемым по формулам (5.31), (5.32):

$$\lambda_{из} = 0,032 + 0,00019t_{cp} \quad (5.31)$$

$$t_{cp} = \tau_{cp(УТ10-УТ11)} \quad (5.32)$$

$$t_{cp} = 158,18 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\lambda_{из} = 0,032 + 0,00019 \cdot 158,18 = 0,0621 \text{ Вт/(м}\cdot\text{}^\circ\text{C)}$$

Рассчитаем толщину изоляции, для этого воспользуемся рекомендациями [38]. Определяется линейная плотность теплового потока по формуле (5.33):

$$q_l = \frac{\pi \cdot (\tau_{cp(УТ10-УТ11)} - t_{cp,зод}) \cdot k}{\frac{1}{2\lambda_{из}} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\alpha_H d_3}} \quad (5.33)$$

Термическое сопротивление теплоотдаче, второе слагаемое в знаменателе формулы (5.33), рассчитывается по формуле (5.34):

$$R_l'' = \frac{1}{\alpha_H d_3} \quad (5.34)$$

$k = 1.15$ - коэффициент, учитывающий дополнительные потери, принимается по таблице В. 1 [38].

Кроме того для упрощения расчетов вводится дополнительный параметр B , который представляет собой отношение и находится по формуле (5.35):

$$\ln B = \ln \frac{d_3}{d_2} \quad (5.35)$$

Значение R_l'' принимается по таблице В.3 [8]: $R_l'' = 0.03 (\text{м} \cdot \text{°C}) / \text{Вт}$

С учетом формул (5.4), (5.5) преобразуем формулу (5.33) и вычислим значение параметра B и толщину изоляции определим по формулам (5.36) – (6.58):

$$q_l = \frac{\pi \cdot (\tau_{cp(\text{ВП10-ВП1})} - t_{cp.зод}) \cdot k}{\frac{1}{2\lambda_{из}} \ln B + R_l''} \quad (5.36)$$

$$\ln B = 2\pi\lambda_{из} \left[\frac{(\tau_{cp(\text{ВП10-ВП1})} - t_{cp.зод}) \cdot k}{q_l} - R_l'' \right] \quad (5.37)$$

$$\ln B = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.0621 \left[\frac{(158.18 - 5.4) \cdot 1.15}{82} - 0.03 \right] = 0.823$$

$$B = e^{0.823} = 2.277$$

$$\delta_{из} = \frac{d_2 \cdot (B - 1)}{2} \text{ с} \quad (5.38)$$

$$\delta_{из} = \frac{273 \cdot (2.277 - 1)}{2} = 174 \text{ мм}$$

Аналогично проводим расчет для других участков паропровода и вычисляем

толщину изоляции	результат	сводим в таблицу 5.2.	Лист
		13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Дата

Таблица 5.2 - Результаты теплового расчета паропровода

	$d_{уч(i)}$ мм	$\delta_{из}$ мм (расчетная)	$\delta_{из}$ мм (по выбору [8])
УТ10-УТ11	191×7	174	180
УТ11-УТ12	103×4,5	102	120

5.3. Гидравлический расчет конденсатопровода

Расчет сборных конденсатопроводов проведем по методике [37]. Расположение и протяженность участков конденсатопроводов примем такими же, как и в предыдущем расчете паропроводов по аналогии с расположением и протяженностью паропроводов.

Расход пароводяной смеси на участках примем в соответствии с заданием на проектирование.

Систему сбора конденсата принимаем закрытую, согласно рисунку 5.3.

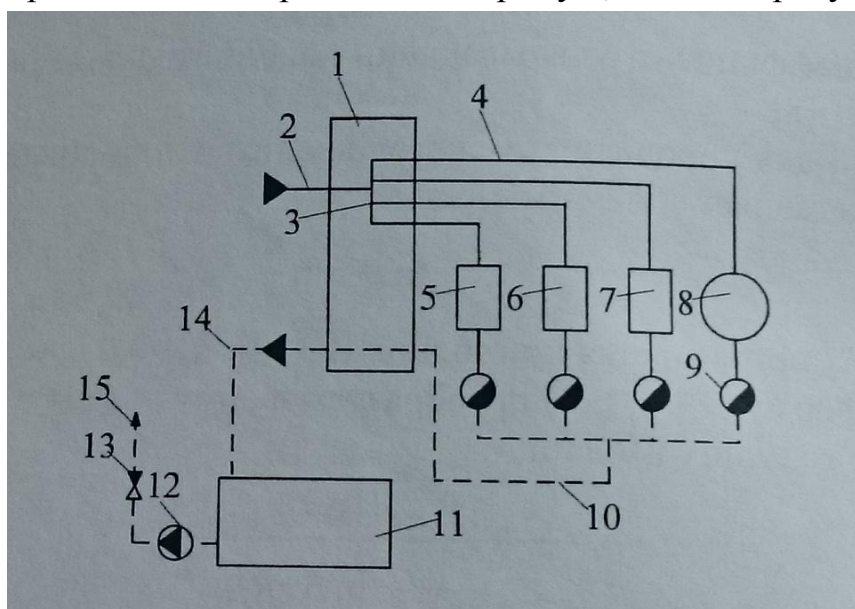


Рисунок 5.3 - Система сбора конденсата: 1 - УТ, 2 - паропровод от котельной до цеха; 3 - распределительное устройство, 4 - паропроводы внутрицеховые, 5, 6, 7 - системы вентиляции, отопления, г.в.с. цеха, 8 - теплоиспользующий агрегат, 9 - конденсатоотводчик, 10 - конденсатопровод внутрицеховой, 11 - бак сбора конденсата, 12 - конденсатный насос, 13 - обратный клапан

На рисунке 5.4 представлен бак для сбора конденсата.

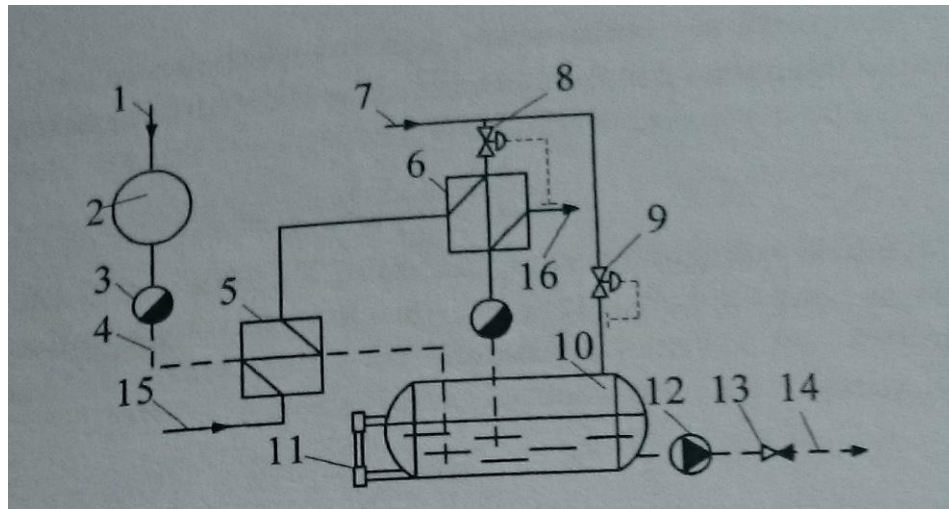


Рисунок 5.4 - Бак сбора конденсата: 11 паропровод внутрицеховой, 2 - теплоиспользующий агрегат (в том числе, системы отопления, вентиляции и г.в.с.), 3 - конденсатоотводчик, 4 I конденсатопровод до котельной, 5 — теплообменный аппарат (пароводяная смесь - химочищенная вода), 6 — теплообменный аппарат (нагретая химочищенная вода - пар котельной), 8 - регулятор температуры, 9 - регулятор давления «до себя», 10 - конденсатный бак, 11 - водомерное стекло, 12 - конденсатный насос, 13 - обратный клапан
Все исходные и расчетные данные сведем в таблицу 5.3

Таблица 5.3 - Сводная таблица исходных и расчетных данных (по условиям таблицетеоретических параметров для конденсата [7])

	$l_{уч(i)}$, м	$G_{уч(i)}^{расч}$ Т/ч	$l_{уч(i)}$ мм	ω м/с	Δh Па/м	$P_1 \cdot 10^{-5}$ Па	$P_2 \cdot 10^{-5}$ Па	$\gamma_{см}$ кг/м ³	φ
УТ10-УТ11	125	$8,28 \cdot 0,5 + 0,07 = 4,21$	133x4	0,12	0,85	5,4982	1,2	7,08	135,75
УТ11-УТ12	75	$4,14 \cdot 0,5 + 0,004 = 2,074$	89x3,5	0,17	0,7	5,2195	1,2	7,41	129

Величины ω и Δh — скорость и потери на трение по длине при условии $\rho = 958,4 \text{ кг/м}^3$ и $k_s = 1 \text{ мм}$.

Пересчет на действительные значения скорости и потерь на трение по длине необходимо проводить по соответствующим формулам (5.39) и (5.40):

$$\Delta h_{см} = \Delta h \varphi \quad (5.39)$$

$$\omega_{см} = \omega \varphi \quad (5.40)$$

где φ — коэффициент увеличения потери давления на трение и скорости в конденсатопроводе при транспортировке пароводяной смеси [37], рассчитываемый по формуле (5.41):

$$\varphi = 958,4 \cdot \gamma_{см}^{-1} \quad (5.41)$$

где 958,4 - удельный вес конденсата, при котором составлены таблицы для расчета напорных конденсатопроводов [7], $\gamma_{см}$ - удельный вес пароводяной смеси кг/м³ [37] по формуле (5.42):

$$\gamma_{см} = \frac{\gamma' \gamma''}{x \cdot (\gamma' \cdot \gamma'') + \gamma''} \quad (5.42)$$

где γ' - плотность конденсата при давлении P_2 , кг/м³, γ'' - плотность насыщенного пара при давлении P_2 , кг/м³, x - количество пара вторичного вскипания, получающегося при вскипании конденсата в результате падения давления от P_1 до P_2 , кг/кг, которое рассчитывается по формуле (5.43):

$$x = \frac{i_1' - i_2'}{r_2} \quad (5.43)$$

i_1' i_2' - энтальпия конденсата при давлениях P_1 и P_2 соответственно, кДж/кг, r_2 - скрытая теплота парообразования при давлении P_2 , кДж/кг, P_1 - давление перед конденсатоотводчиком, Па, принимаемое по давлению пара в местной системе потребителя или по давлению в паропроводе, P_2 — давление в конце расчетного участка трубопровода пароводяной смеси (в сборном баке конденсата). Занесем полученные данные в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 - Сводная таблица расчетных данных

	$l_{уч(i)}$, м	ω м/с	Δh Па/м	φ	$\omega_{см}$ м/с	$\Delta h_{см}$ Па/м
УТ10-УТ11	125	0,12	0,85	135,75	33,94	115,38
УТ11-УТ12	75	0,17	0,7	129	21,93	90,3

Удельные потери давления на трение при гидравлическом расчете сборных конденсатопроводов определим по формулам (6.44), (6.45):

$$\Delta h_p = H_p \cdot l_{np}^1 \quad (6.44)$$

$$H_p = (P_1 - P_2) - 10^{-5} \cdot (h_2' - h_2'') \quad (6.45)$$

где P_1' - давление после конденсатоотводчика, определяемое по формуле (5.46):

				$P_1' = a(P_1 - 1) + 1$	(5.46)	Лист
				13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Где a - коэффициент, учитывающий потери давления в конденсатоотводчике, принимается равным $a = 0,6$.

Диаметр трубопровода определим по формуле (5.47):

$$d_{вн.см} = d_{вн} \cdot \varphi^{-5.25} \quad (5.47)$$

где $d_{вн}$ - внутренний диаметр для напорного трубопровода по таблице.

Итоговые данные занесем в таблицу 5.5

Таблица 5.5 – Итоговые расчеты конденсатопровода

	$l_{уч(i)}, \text{ м}$	$P_1 \cdot 10^{-5}$ Па	$P_2 \cdot 10^{-5}$ Па	$P'_1 \cdot 10^{-5}$ Па	$h'_2 \text{ м}$	$h''_2 \text{ м}$	$(h'_2 - h''_2)$ м	$H_p \text{ Па}$
УТ10- УТ11	125	5,4982	1,2	3,6989	144	143	1	2,4989
УТ11- УТ12	75	5,2195	1,2	3,5317	143	142	1	2,2317

Пьезометрический график паропровода представлен на рисунке 6.5.

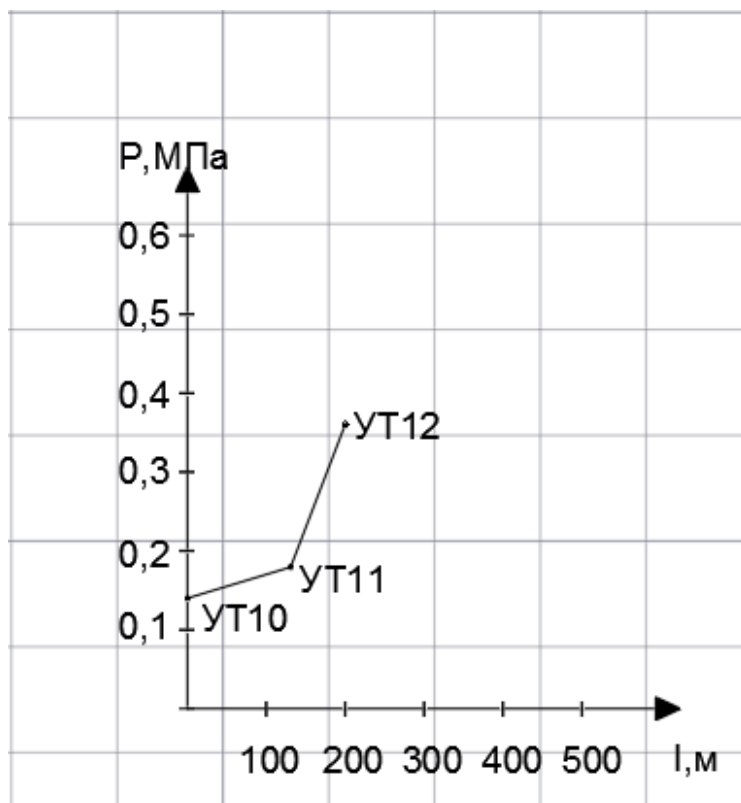


Рисунок 6.5 - Пьезометрический график конденсатопровода

5.4. Тепловой расчет и выбор толщины изоляции конденсатопровода

Рассмотрим участок паропровода УТ10-УТ11.				Лист
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Материал изоляции выберем по таблице Б.1 [38]: вата из супертонкого базальтового волокна без связующего с коэффициентом теплопроводности, вычисляемым по формулам (5.48), (5.49):

$$\lambda_{уз} = 0,032 + 0,00019t_{cp} \quad (5.48)$$

$$t_{cp} = t_{max} \quad (5.49)$$

$$t_{cp} = 100^{\circ}\text{C}$$

$$\lambda_{уз} = 0,032 + 0,00019 \cdot 100 = 0,051 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$$

Рассчитаем толщину изоляции, для этого воспользуемся рекомендациями [38]. Определяется линейная плотность теплового потока по формуле (5.50):

$$q_l = \frac{\pi \cdot (\tau_{cp(УП10-УП1)} - t_{cp.зод}) \cdot k}{\frac{1}{2\lambda_{уз}} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\alpha_H d_3}} \quad (5.50)$$

Термическое сопротивление теплоотдаче, второе слагаемое в знаменателе формулы (6.50), рассчитывается по формуле (5.51):

$$R_l'' = \frac{1}{\alpha_H d_3} \quad (5.51)$$

$k = 1.15$ - коэффициент, учитывающий дополнительные потери, принимается по таблице В. 1 [8].

Кроме того для упрощения расчетов вводится дополнительный параметр B , который представляет собой отношение по формуле (5.52):

$$\ln B = \ln \frac{d_3}{d_2} \quad (5.52)$$

Значение R_l'' принимается по таблице В.3 [8]: $R_l'' = 0.02 \text{ (м} \cdot ^{\circ}\text{C)}/\text{Вт}$

С учетом формул (5.51), (5.52) преобразуем формулу (5.50) и вычислим значение параметра B и толщину изоляции по формулам (5.53) – (5.55):

$$q_l = \frac{\pi \cdot (\tau_{cp(УП10-УП1)} - t_{cp.зод}) \cdot k}{\frac{1}{2\lambda_{уз}} \ln B + R_l''} \quad (5.53)$$

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				

$$\ln B = 2\pi\lambda_{uz} \left[\frac{(\tau_{cp(UT10-UT11)} - t_{cp.zod}) \cdot k}{q_l} - R_l^H \right] \quad (5.54)$$

$$\ln B = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.051 \left[\frac{(100 - 5.4) \cdot 1.15}{52} - 0.02 \right] = 0.663$$

$$B = e^{0.663} = 1.941$$

$$\delta_{uz} = \frac{d_2 \cdot (B - 1)}{2} \quad (5.55)$$

$$\delta_{uz} = \frac{325 \cdot (1.941 - 1)}{2} = 153 \text{ мм}$$

Аналогично проводим расчет для других участков паропровода и вычисляем толщину изоляции, результаты сводим в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 - Результаты теплового расчета конденсатопровода

	$d_{уч(i)}$ мм	δ_{uz} мм (расчетная)	δ_{uz} мм (по выбору [8])
УТ10-УТ11	325×8	153	160
УТ11-УТ12	219×7	103	100

В научно-исследовательской работе была разобрана система сбора и возврата конденсата.

Проведено сравнение способов отвода конденсата. Произведены гидравлические расчеты паропроводов и конденсатопроводов. На основании расчета можно сделать вывод, что в котельной целесообразно произвести модернизацию с целью увеличения возврата конденсата.

Модернизация может быть основана на следующих работах:

1. Установка современного оборудования по паропроводу и конденсатопроводу;

2. Применение погозависимой арматуры, что позволит регулировать расход пара на цех для подогрева мазута, в зависимости от температуры наружного воздуха.

6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Законодательство РФ об энергосбережении состоит из Федерального закона от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"[1] и принимаемых в соответствии с ним других федеральных законов, иных нормативных правовых актов РФ по вопросам энергосбережения [8].

Объектом государственного регулирования в области энергосбережения являются отношения, возникающие в процессе деятельности, направленной на:

- эффективное использование энергоресурсов при их добыче;
- производстве, транспортировке, хранении и потреблении;
- осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергоресурсов;
- развитие добычи и производства альтернативных видов топлива, способных заменить энергоресурсы более дорогих и дефицитных видов;
- создание и использование энергоэффективных технологий, топливо-, энергопотребляющего и диагностического оборудования, конструкционных и изоляционных материалов, приборов для учета расхода энергоресурсов и для контроля за их использованием, систем автоматического управления энергопотреблением;
- обеспечение точности, достоверности и единства измерения в части учета отпускаемых и потребляемых энергоресурсов.

Энергосберегающая политика государства основана на следующих принципах:

- Приоритет эффективного использования энергоресурсов;
- Осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергоресурсов;
- Обязательность учета юридическими лицами производимых или расходуемых ими энергоресурсов, а также учета физическими лицами получаемых ими энергетических ресурсов;
- Включение в государственные стандарты на оборудование, материалы и конструкции, транспортные средства показателей их энергоэффективности;
- Сертификация топливо-, энергопотребляющего, энергосберегающего и диагностического оборудования, материалов, конструкций, транспортных средств, а также энергоресурсов;
- Сочетание интересов потребителей, поставщиков и производителей энергоресурсов;
- Заинтересованность юридических лиц- производителей и поставщиков энергоресурсов в эффективном использовании энергоресурсов [1].

Основным направлением энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной в ходе ее эксплуатации [35]. Можно выделить следующие факторы, которые увеличивают расход топлива в котельных:

- Физический и моральный износ основного и вспомогательного

оборудования;

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- Отсутствие систем автоматики;
- Несовершенство газогорелочных устройств;
- Отложения на поверхностях нагрева;
- Недостаточная теплоизоляция;
- Потеря теплоты с утечками теплоносителя;
- Неплотности газоходов;
- Неоптимальная тепловая схема.

Выбираются котельные агрегаты фирмы ДЕ 16-14 ГМ. Данные котельные агрегаты работают на газообразном топливе, а в качестве резервного топлива используют мазут. КПД котельных агрегатов на природном газе составляет 93%. Температура уходящих газов 155°С [33].

При эксплуатации энергосбережению способствует рациональное распределение нагрузки между несколькими одновременно работающими котлами.

Неправильно выбранные горелки могут увеличить потери с уходящими газами. Выбираются горелки фирмы CibUnigas. горелки оснащаются системой электронного управления, что гарантирует высокую точность настройки и регулирования [35].

В котельной предусматривается установка двух пластинчатых теплообменников «Ридан» НН№47 для разделения контура котельной от контура теплосети. Это обеспечивает защиту котельного оборудования от гидроударов и позволяет исключить возможность заноса загрязнений из внутренних систем потребителя и тепловых сетей в котлы. Они имеют ряд преимуществ по сравнению с другими типами теплообменного оборудования:

- Турбулентный поток обеспечивает более интенсивный теплообмен;
- пластинчатые теплообменники более компактны;
- простое обслуживание теплообменных аппаратов (возможна замена отдельных пластин);
- в качестве пластин используется нержавеющая сталь, что позволяет избежать коррозии;
- имеют более высокий КПД по сравнению с трубчатыми теплообменниками.

В качестве насосного оборудования выбраны установки фирмы Wilo (Германия). Они имеют ряд преимуществ:

- Малая металлоемкость;
- простота регулирования и обслуживания;
- высокий КПД;
- высокая степень защиты от коррозии.
- При передаче теплоносителя по тепловым сетям возникают потери энергии, которые связаны;
- применяемыми теплоизоляционными материалами;
- состоянием трубопроводов и сроком их эксплуатации;
- выбором температурного режима и продолжительностью функционирования тепловой сети в течение года;

• параметрами окружающей среды.

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

56

Так как большинство трубопроводов было проложено еще в прошлом столетии, теплоизоляционные материалы так же являются не совсем современными. Основным теплоизоляционным материалом, используемым сегодня является минеральная вата. Существуют различные альтернативные варианты. Например, скорлупа из пенополиуретана. Данный вид теплоизоляции применяется как при надземном, так и при подземном канальном способах прокладки трубопровода. Скорлупы изготавливаются в виде полых цилиндров, полуцилиндров и сегментов с обработкой в четверть по периметру [8].

К мероприятиям по снижению утечек теплоносителя можно отнести: своевременное обследование трубопроводов в целях выявления и устранения утечек и последующая замена поврежденных участков.

Также возможно применение следующих мероприятий по энергосбережению:

- Удаление отложений (накипи) со стенок котлов и теплообменников, эта процедура позволяет снизить перерасход топлива;
- применение регуляторов температуры в системе ГВС, а также установка регуляторов температуры теплоносителя на отопление;
- установка более эффективной водозапорной арматуры;
- применение современных теплоизоляционных материалов.

К одним из мероприятий по энергосбережению на данной котельной можно отнести замену оставшихся котлов ДКВР 20/13. Данные котлы имеют паспортный КПД 70%. В то же время устанавливаемые котлы ДЕ 16-14-ГМ имеют КПД не ниже 93%.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

7 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

7.1. Общие сведения

Для регулирования и оптимизации функционирования котловых агрегатов технические средства стали применяться еще на начальных этапах автоматизации промышленности и производства. Сегодняшний уровень развития этого направления позволяет значительно повысить рентабельность и надежность котельного оборудования, обеспечить безопасность и интеллектуализацию труда обслуживающего персонала [25].

Современные системы автоматизации котельных способны гарантировать безаварийную и эффективную работу оборудования без непосредственного вмешательства операторов. Функции человека сводятся к дистанционному онлайн-мониторингу работоспособности и параметров всего комплекса устройств. Автоматизация котельных решает следующие задачи:

- Автоматический запуск и остановку котлоагрегатов.
- Регулирование мощности котлов.
- Управление подпитывающими насосами, осуществление контроля уровней теплоносителя в рабочем и потребительском контурах.
- Аварийный останов и включение сигнализирующих устройств, в случае выхода рабочих значений системы за установленные пределы.

Котельное оборудование пиковой водогрейной котельно города Копейска как объект регулирования является сложной динамической системой со множеством взаимосвязанных входных и выходных параметров. Автоматизация котельных осложняется тем, что в паровых агрегатах очень велики скорости протекания технологических процессов. К основным регулируемым величинам относят:

- Расход и давление теплоносителя (воды или пара);
- Разряжение в топке;
- Уровень в питательном резервуаре;
- В последние годы повышенные экологические требования предъявляются к качеству приготавливаемой топливной смеси и, как следствие, к температуре и составу продуктов дымоудаления.

Степень автоматизации задается при проектировании котельной или при капитальном ремонте/замене оборудования. Может лежать в диапазоне от ручного регулирования по показаниям контрольно-измерительных приборов до полностью автоматического управления по погодозависимым алгоритмам. Уровень автоматизации в первую очередь определяется назначением, мощностью и функциональными особенностями эксплуатации оборудования [26].

Современная автоматизация работы котельной подразумевает комплексный подход - подсистемы контроля и регулирования отдельных технологических процессов объединяются в единую сеть с функционально-групповым управлением.

Автоматизация котельной выстраивается по двухуровневой схеме управления.

К	нижнему (полевому) уровню	относятся приборы локальной автоматики на	Сайт
		13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Дата
			58

программируемых микроконтроллеров, реализующим блокировку, регулировку и изменение параметров, первичные преобразователи физических величин. Сюда же причисляют и оборудование, предназначенное для преобразования, кодирования и передачи информационных данных. Верхний уровень может быть представлен в виде графического терминала встроенного в шкаф управления или автоматизированного рабочего места оператора на базе персонального компьютера. Здесь отображается вся информация, поступающая от микроконтроллеров нижнего уровня и датчиков системы, и производится ввод оперативных команд, регулировок и уставок. Кроме диспетчеризации процесса решаются задачи оптимизации режимов, диагностики технического состояния, анализа экономических показателей, архивирования и хранения данных. При необходимости информация передается в общую систему управления предприятием (MRP/ERP) или населенным пунктом [27].

7.2. Обоснование необходимости контроля, регулирования и сигнализации технологических параметров

Регулирование питания котельных агрегатов и регулирование давления в барабане котла главным образом сводится к поддержанию материального баланса между отводом пара и подачей воды. Параметром, характеризующим баланс, является уровень воды в барабане котла. Надежность работы котельного агрегата во многом определяется качеством регулирования уровня. При повышении давления, снижение уровня ниже допустимых пределов может привести к нарушению циркуляции в экранных трубах, в результате чего произойдет повышение температуры стенок, обогреваемых труб, и их пережог.

Повышение уровня также ведет к аварийным последствиям, так как возможен заброс воды в пароперегреватель, что вызовет выход его из строя. В связи с этим, к точности поддержания заданного уровня предъявляются очень высокие требования. Качество регулирования питания также определяется равенством подачи питательной воды. Необходимо обеспечить равномерное питание котла водой, так как частые и глубокие изменения расхода питательной воды могут вызвать значительные температурные напряжения в металле экономайзера.

Барабанам котла с естественной циркуляцией присуща значительная аккумулялирующая способность, которая проявляется в переходных режимах. Если в стационарном режиме положение уровня воды в барабане котла определяется состоянием материального баланса, то в переходных режимах на положение уровня влияет большое количество возмущений. Основными из них являются изменение расхода питательной воды, изменение паросъема котла при изменении нагрузки потребителя, изменение паропроизводительности при изменении нагрузки топки, изменение температуры питательной воды.

Регулирование соотношения газ-воздух необходимо как чисто физически, так и экономически. Известно, что одним из важнейших процессов, происходящих в котельной установке, является процесс горения топлива. Химическая сторона

горения	топлива	представляет	собой реакцию окисления горючих элементов		100%
			13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	59

молекулами кислорода. Для горения используется кислород, находящийся в атмосфере. Воздух в топку подается в определенном соотношении с газом посредством дутьевого вентилятора. Соотношение газ-воздух примерно составляет 1:10 [27]. При недостатке воздуха в топочной камере происходит неполное сгорание топлива. Не сгоревший газ будет выбрасываться в атмосферу, что экономически и экологически не допустимо. При избытке воздуха в топочной камере будет происходить охлаждение топки, хотя газ будет сгорать полностью, но в этом случае остатки воздуха будут образовывать двуокись азота, что экологически недопустимо, так как это соединение вредно для человека и окружающей среды.

Система автоматического регулирования разряжения в топке котла сделана для поддержания топки под наддувом, то есть, чтобы поддерживать постоянство разряжения (примерно 4 мм вод.ст.). При отсутствии разряжения пламя факела будет прижиматься, что приведет к обгоранию горелок и нижней части топки. Дымовые газы при этом пойдут в помещение цеха, что делает невозможным работу обслуживающего персонала.

В питательной воде растворены соли, допустимое количество которых определяется нормами. В процессе парообразования эти соли остаются в котловой воде и постепенно накапливаются. Некоторые соли образуют шлам – твердое вещество, кристаллизующееся в котловой воде. Более тяжелая часть шлама скапливается в нижних частях барабана и коллекторов.

Повышение концентрации солей в котловой воде выше допустимых величин может привести к вспениванию и образованию накипи. Поэтому соли, скопившиеся в котловой воде, удаляются непрерывной продувкой, которая в данном случае автоматически не регулируется. Расчетное значение продувки парогенераторов при установившемся режиме определяется из уравнений баланса примесей к воде в парогенераторе. Таким образом, доля продувки зависит от отношения концентрации примесей в воде продувочной и питательной. Чем лучше качество питательной воды и выше допустимая концентрация примесей в воде, тем доля продувки меньше. А концентрация примесей, в свою очередь, зависит от доли добавочной воды, в которую входит, в частности, доля теряемой продувочной воды.

Сигнализация параметров и защиты, действующие на останов котла, физически необходимы, так как машинист котла не в силах уследить за всеми параметрами функционирующего котла. Вследствие этого может возникнуть аварийная ситуация. Например, при пуске воды из барабана, уровень воды в нём понижается, вследствие этого может быть нарушена циркуляция и вызван, пережог труб донных экранов. Сработавшая без промедления защита, предотвратит выход из строя парогенератора. При уменьшении нагрузки парогенератора, интенсивность горения в топке снижается. Горение становится неустойчивым и может прекратиться [26]. В связи с этим предусматривается защита по погашению факела.

Надежность защиты в значительной мере определяется количеством, схемой включения и надежностью используемых в ней приборов. По своему действию

защиты подразделяются:					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист 60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- на действующие, на останов парогенератора;
- снижение нагрузки парогенератора;
- выполняющие локальные операции.

7.3. Контрольно-измерительные приборы (КИП)

В котельной теплотехнический контроль за работой оборудования осуществляется при помощи различных контрольно-измерительных приборов. По показаниям этих приборов ведут оптимальный эксплуатационный режим работы котельного агрегата, его испытание и наладку, а также следят за надёжностью и экономичностью работы установки.

Приборы, используемые в котельной, в зависимости от определяемых параметров, можно разделить на четыре группы:

- для измерения температуры;
- давления и разрежения;
- расхода жидкостей, водяного пара и газа;
- для анализа газов.

В зависимости от способов фиксирования результатов измерения приборы разделяют:

- на показывающие;
- регистрирующие (самопишущие);
- суммирующие (интегрирующие).

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются на видном месте, удобном для наблюдения за их показаниями. Показывающие приборы, не требующие постоянного и непрерывного наблюдения за их показаниями, устанавливают «по месту», т.е. вблизи точек замера. Эти приборы используются для периодического контроля за работой котельного агрегата. Приборы, по которым ведётся непрерывный контроль за режимом работы котельной установки, устанавливают на тепловом щите, который располагают перед фронтом котельного агрегата [28]. На этот же щит выносятся приборы автоматики и кнопки дистанционного управления вспомогательными механизмами котельной установки. Все самопишущие и суммирующие приборы, а также приборы сигнализации располагают на тепловом щите.

Объём автоматизации принимается в соответствии с СНиП – 2 –35-76 и требованиями заводов-изготовителей тепломеханического оборудования. В котельной установлены следующие приборы: манометры, термометры, расходомеры, газоанализаторы. Кроме приборов КИП в котельной действуют системы автоматического регулирования тепловых процессов, а также система сигнализации и автоматика безопасности.

7.4. Автоматика безопасности

Все котельные агрегаты оборудуются автоматикой безопасности.

Предусматривается прекращение подачи топлива к горелкам в случаях:

- снижения или повышения уровня воды против допустимых пределов;

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

61

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
------	------	----------	---------	------	--

- повышения давления пара в барабане котла;
- понижения давления воздуха;
- уменьшения разрежения или погасания факела в топке;
- понижения давления газа перед горелками;
- прекращения работы вентилятора или дымососа;
- неисправности автоматики безопасности;

Основным прибором автоматики безопасности является клапан-отсекатель, который при всех указанных нарушениях режима работы котельного агрегата автоматически прекращает подачу топлива к горелкам.

7.5. Описание схемы автоматизации

Функциональная схема систем автоматизации технологических процессов является основным техническим документом, определяющим структуру и характер систем автоматизации технологических процессов, а также оснащения их приборами и средствами автоматизации [28]. На функциональной схеме дано упрощенное изображение агрегата ДЕ-16-14 ГМ, устанавливаемого в котельной №1 г. Копейск на месте демонтируемого котла ДКВР 20/13 ст. №1. Проектом предусматривается оснащение приборами теплового контроля, управления, защиты и сигнализации.

Функциональная схема автоматизации парового котла ДЕ-16-14 ГМ выполнена согласно ГОСТа 21.404-85. В таблице 7.1 предоставлен перечень оборудования автоматизации.

Котел ДЕ-16-14 ГМ оснащается комплектным устройством управления САУ «Котел-М2», осуществляющим следующие функции:

- автоматическое выполнение технических операций в требуемой последовательности при пуске и останове котла;
- автоматический розжиг горелки котла, включая защиту и блокировку в процессе розжига;
- защита котлоагрегата (отсечка топлива и последующие блокировки) в рабочем режиме.
- технологическая сигнализация при отклонении параметров от нормы;
- автоматическое регулирование процесса работы котлоагрегата, включая:

1 регулирование нагрузки котлоагрегата: по импульсу изменения давления в барабане котла, с воздействием на регулируемую заслонку на газопроводе к котлу (в блоке БГЗ);

2 регулирование соотношения «топливо-воздух»: по импульсу изменения давления газа и воздуха, с воздействием на направляющий аппарат вентилятора;

3 регулирование разрежения в топке: по импульсу изменения разрежения, с воздействием на направляющий аппарат дымососа;

4 автоматическое регулирование уровня в барабане котла: по импульсу изменения уровня в барабане котла, с воздействием на регулирующий клапан на подводе питательной воды к котлу.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- цифровая индикация на пульте управления следующих параметров работы котлоагрегата:

- 1 температура пара после котла;
- 2 давление в паропроводе от котла;
- 3 уровень в барабане котла;
- 4 давление газа и воздуха перед горелкой котла;
- 5 разрежение в топке котла;
- 6 температура дымовых газов до и после экономайзера.

Исполнительные устройства автоматики:

- блок газовый БГЗ (ЗАО «Амакс»), установленный на газопроводе к котлу и включающий в себя:

- 1 отсечные клапаны (М1, УА5+М2, УА6);
- 2 клапан опрессовки электромагнитный (УА1);
- 3 клапаны электромагнитные на линии подвода газа к запальнику (УА2...УА4);

- 4 дроссельную заслонку с электроприводом (ИМ1);
- 5 манометры и датчики-реле давления.

- механизмы электрические однооборотные типа МЭО, для управления направляющими аппаратами вентилятора, дымососа и регулирующим клапаном на питательной воде (ИМ2...ИМ4);

- электроприводы дымососа, вентилятора и задвижки на паропроводе от котла (М3...М5).

Для регистрации в архивах некоторых параметров работы котлоагрегата используется теплоэнергоконтроллер ТЭКОН-10, на который выводятся:

- давление в барабане котла;
- уровень в барабане котла;
- расход пара от котла;
- расход газа на котел.

Для оперативного контроля за работой котлоагрегата предусмотрена установка по фронту котла «Щит напоромеров», с приборами:

- давление воздуха перед горелкой;
- давление газа перед горелкой;
- разрежение в топке;
- разрежение перед дымососом.

Газопровод котельной оборудуется:

- счетчиком газа СГ 16М, для измерения расхода газа на ГРУ (с подсоединением к ТЭКОН-10);

- термометром ТСМ для измерения температуры газа на ГРУ (с подсоединением к ТЭКОН-10);

- датчиком давления МЕТРАН-43ДИ для измерения давления газа на ГРУ (с подсоединением к ТЭКОН-10);

- датчиком-реле давления ДН-40 для сигнализации отклонения давления газа после ГРУ;

- манометром МП4-Уи термометром ТБ-2 для контроля давления

и температуры газа до ГРУ;

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

63

- мановакуумметром МВП4-У для контроля давления газа после ГРУ.

Помещение котельной в зоне размещения котла ДЕ-16-14 ГМ и новой ГРУ оборудуется:

- сигнализатором загазованности по СН4 (по утечке природного газа).

Сигнализатор СТМ 10 устанавливается на щите учета. К нему подключены 4 датчика по СН4, установленные в зоне ГРУ (2шт.), в зоне газопровода к котлу (1 шт.), в зоне установки щитов КИПиА (1шт.). Сигнализатор имеет два порога сигнализации – предупредительный и аварийный).

- сигнализаторами загазованности по СО (по утечке газов из газохода).

Сигнализаторы типа СОУ-1 устанавливаются в зоне газохода котла (1шт.) и в зоне установки щитов КИПиА (1шт.). Каждый СОУ-1 имеет два порога сигнализации – предупредительный и аварийный).

При поступлении предупредительного сигнала от любого из вышеперечисленных сигнализаторов на щите учета звенит звонок и загорается соответствующее табло [28].

При поступлении аварийного сигнала от любого из вышеперечисленных сигнализаторов звучит сирена, производится отсечка газа на ГРУ, загорается красный сигнал у входа в котельную.

Таблица 7.1 - Перечень оборудования автоматики

Позиция	Наименование	Количество	Примечание
1	2	3	4
1	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-0193-01	1	Температура пара на выходе из котла. Контроль

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4
2-1, 2-2	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-0193-01 ТУ 311-00226253.037-93	2	Температура уходящих газов до и после экономайзера. Контроль. Сигнализация.
3	Манометр показывающий, сигнализирующий	1	Давление в барабане котла.
			Лист
			13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Дата
			64

	ДМ-2005 Сг ТУ 25-7329.004-90		Контроль. Защита.
4	Манометр показывающий, сигнализирующий ДМ-2010 Сг ТУ 311-0225591.006-90	1	Давление газа на входе в котел. Сигнализация.
5	Напоромер мембранный показывающий НПМ-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Давление воздуха перед горелкой. Контроль.
6	Напоромер мембранный показывающий НПМ-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Давление газа перед горелкой. Контроль.
7	Тягонапоромер мембранный показывающий НПМ-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Разрежение в топке. Контроль.
8	Датчик-реле напора ДН-2,5 ТУ 25-02.160217-83	1	Давление воздуха перед горелкой. Защита.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4
9-1, 9-2	Датчик-реле напора ДН-40 ТУ 25-02.160217-83	2	Давление газа перед горелкой. Защита.
10	Датчик-реле напора и тяги ДНТ-1 ТУ 25-02.160217-83	1	Разрежение в топке. Контроль. Защита.
11	Датчик давления- разреженияМетран-45-ДИВ	1	Разрежение в топке. Регулирование.
12	Датчик избыточного давленияМетран-45-ДИ	1	Давление воздуха перед горелкой.

						13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			65

			Регулирование.
13	Датчик избыточного давления Метран-43-ДИ	1	Давление газа перед горелкой.
			Регулирование.
14	Датчик избыточного давления Метран-43-ДИ	1	Давление в барабане котла.
			Регулирование.
15а-1, 15а-2	Сосуд уравнивающий конденсационный СКУР-10-а	2	Уровень в барабане котла.
			Контроль.
15-1(2)	Датчик перепада давлений Метран-43-ДД	2	Защита.
17а	Сосуд разделительный СКУР-10-а	1	Давление мазута на котел.
17	Манометр показывающий Дм-2010 Сг	1	Защита.
			Контроль.
18	Тягомер мембранный показывающий ТММП-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Разрежение перед дымососом.
			Контроль.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4
19	Термометр показывающий биметаллический ТБ-2	2	Температура. питательной воды до и после экономайзера.
20	ТУ 25-7310-0070-87		Контроль.
21	Термометр показывающий биметаллический ТБ-2	1	Температура воздуха на котел.
	ТУ 25-7310-0070-87		Контроль.
22	Фотодатчик частотный ФДЧ	1	Погасание факела. Защита.

23	Мановакуумметр показывающий МВПЗ-У ТУ 25-02-180335-84	3	Давление на всосе питательных насосов.
			Контроль.
24	Манометр показывающий МПЗ-У ТУ 25.02.180335-84	3	Давление на напоре питательных насосов.
			Контроль.
25, 26	Манометр показывающий МПЗ-У ТУ 25.02.180335-84	2	Давление питательной воды до и после регулирующего клапана.
			Контроль.
27	Манометр показывающий МП4-У ТУ 25.02.180335-84	1	Давление в барабане котла.
			Контроль.
28а,29а	Сосуд разделительный СР-25-БТУ 25-7439.0018-90	2	Давление прямого и обратного мазута на котел.
			Контроль.

Окончание таблицы 7.1

1	2	3	4
28 29	Манометр показывающий МПЗ-У ТУ 25.02.180335-84	2	Давление пара на распыл мазута.
30	Манометр показывающий МПЗ-У ТУ 25.02.180335-84	1	Контроль.
31а	Диафрагма камерная ДКС 0,6-150- А/Б-1 ГОСТ 26969	1	Расход газа на котел. Контроль.
			Регистрация.
31б	Датчик давлений МЕТРАН-43-ДД	1	Расход газа на котел.
32а	Диафрагма камерная ДКС 2,5-200- А/Б-1	1	Расход пара от котла. Контроль.
			Контроль.

										13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							67

32б	Сосуд уравнильный конденсационный СКУР-10-а	2	Регистрация.
33	Датчик перепада давлений МЕТРАН-43-ДИ	1	Уровень в барабане котла.
			Контроль.
			Регистрация.
34	Датчик избыточного давления МЕТРАН-43-ДИ	1	Давление после котла.
			Контроль.
			Регистрация
35	Комплект оборудования для газовых анализов КГА-1-1ТУ 92.891.006-90	1	Состав уходящих газов от котла.

8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

8.1. Выбросы загрязняющих и токсичных веществ с дымовыми газами в атмосферу

При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O , N_2), в атмосферу поступают загрязняющие твёрдые (зола и сажа), а также газообразные, токсичные вещества, а именно: сернистый и серный ангидриды (SO_2 и SO_3), окислы азота (NO и NO_2), фтористые соединения и соединения ванадия. В случае недостаточно полного сгорания топлива в топках уходящие газы могут содержать окись углерода CO , углеводороды CH_4 , C_2H_4 , а также канцерогенные углеводороды, например бензопирен и др[37].

Все продукты неполного сгорания являются вредными, однако при современной технике сжигания топлива их образование можно предотвратить или свести к минимуму; то же относится и к содержанию окислов азота в уходящих газах. Из всех окислов азота наиболее часто в дымовых газах содержится окись NO и двуокись NO_2 , причём двуокись является наиболее стойким продуктом. Высшие окислы – N_2O_2 , N_2O_4 и N_2O_5 – существуют в атмосферных условиях только при низких температурах.

Суммарный выброс сернистых соединений (SO_2+SO_3) определяется исходной величиной содержания серы в топливе и не может быть исключён за счёт каких-либо мероприятий в организации топочного процесса. Таким образом, добиваться предельно допустимых концентраций сернистых и других соединений в атмосфере можно только выбором необходимой высоты дымовой трубы, обеспечивающей рассеивание оставшихся твёрдых частиц и вредных газов в атмосфере.

Критерием санитарной оценки является предельно допустимая концентрация (ПДК) вредного вещества в воздухе. Под ПДК следует понимать такую концентрацию различных веществ и химических соединений, которая при ежедневном воздействии в течение длительного времени на организм человека не вызывает каких-либо патологических изменений или заболеваний. Предельно допустимые концентрации атмосферных загрязнений устанавливаются в двух показателях: как максимально-разовые (за 20 мин) и среднесуточные (за 24 ч).

Из всех широко используемых видов топлива наиболее экологически чистым является природный газ. При сжигании в топках котлов природного газа наиболее вредными являются образующиеся при этом окислы азота. Существуют промышленные способы, позволяющие существенно снизить количество образующихся при сжигании топлива окислов азота. Кроме того, как и в других случаях, рассчитывается высота дымовой трубы, которая может рассеивать в слоях атмосферы эти вредные выбросы и, тем самым, не допускает превышение ПДК. Предельно допустимые концентрации атмосферных загрязнений устанавливаются в двух показателях: как максимально-разовые (за 20 мин) и среднесуточные (за 24 ч).

Таким образом, добиваться предельно допустимых концентраций сернистых и

других соединений в атмосфере.

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

69

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

8.2. Методы подавления образования окислов азота в топках котлов

Окислы азота вредно действуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьёзных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют образованию смога и ухудшению видимости. Окислы азота чрезвычайно токсичны. Так, максимально-разовая предельно допустимая концентрация двуокиси азота почти в 6 раз ниже, чем ПДК для сернистого ангидрида, и в 30 раз меньше, чем для окиси углерода. (ПДК двуокиси азота: максимально-разовая $0,085 \text{ мг/м}^3$ и среднесуточная $0,04 \text{ мг/м}^3$).

Окислы азота образуются за счёт окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха и содержатся в продуктах сгорания всех топлив – углей, мазутов и природного газа. Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода воздуха под действием высоких температур в топке ($1900\text{-}2000^\circ\text{C}$). В результате реакций в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95 %) [37]. Образование двуокиси азота NO₂ за счёт до окисления NO требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе.

Образование окислов азота в процессе горения топлива уменьшается при снижении температуры горения, при сокращении времени пребывания азота и кислорода в высокотемпературной части факела, а также при уменьшении количества свободного кислорода в факеле. Анализ основных факторов, влияющих на образование окислов азота, позволяет наметить методы их подавления в топке.

Радикальным способом снижения образования окислов азота является организация двухстадийного сжигания топлива, т.е. применение двухступенчатых горелочных устройств. По этому методу в первичную зону горения подаётся 50-70% необходимого для горения воздуха, остальная часть воздуха (50-30%) поступает во вторую зону, где происходит дожигание продуктов неполного сгорания. Отвод теплоты из первичной зоны горения должен быть достаточно большим, чтобы заключительная стадия процесса горения происходила при более низкой температуре. Примерно тот же эффект происходит при получении растянутого по длине топочной камеры факела, что должно обеспечивать значительное снижение температурного уровня в топке и соответственно уменьшение образования окислов азота. Отчасти этот эффект применён в котлах типа ДЕ, особенно в котлах с паропроизводительностью 16 и 25 т/ч, которые отличаются растянутой по длине топочной камерой.

Вторым методом подавления образования окислов азота в топке является рециркуляция дымовых газов в топочную камеру. В этом случае дымовые газы при температуре $300\text{-}400^\circ\text{C}$ забираются из конвективной шахты котла и подаются в топочную камеру. Ввод газов в топочную камеру может осуществляться через щели под горелками, через кольцевой канал вокруг горелок или путём подмешивания газов в воздух перед горелками.

Как показали исследования, наиболее эффективным оказался второй способ, при котором происходит наибольшее снижение температуры в ядре факела

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

70

Подмешивая до 20-25% дымовых газов, удаётся снизить содержание окислов азота на 40-50%. Рециркуляция газа, наряду с уменьшением температуры горения, приводит к снижению концентрации кислорода, т.е. уменьшению скорости горения, растягиванию зоны горения и более эффективному охлаждению этой зоны топочными экранами.

Подача воды и пара в зону горения также приводит к снижению образования окислов азота. Ввод воды или водяного пара в количестве 5-10% всего количества воздуха снижает температурный уровень в топке, так же как и при вводе рециркулирующего газа. Снижение температуры подогрева и уменьшение избытка воздуха в топке тоже несколько уменьшает образование окислов азота как за счёт снижения температурного уровня в топке, так и за счёт уменьшения концентрации свободного кислорода.

Перечисленные способы при комплексном их использовании могут существенно снизить образование окислов азота в топке. В таблице 8.1 приведены возможные пределы снижения образования NO_2 в топках котлов для разных видов топлив, %.

Таблица 8.1 – Пределы снижения образования NO_2 в топках котлов для разных видов топлив

МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ NO_2	ТОПЛИВО		
	ГАЗ	МАЗУТ	УГОЛЬ
Малые значения α_T	33	33	25
Двухступенчатое горение	50	40	35
Двухступенчатое горение при малых значениях α_T	90	73	60
Рециркуляция дымовых газов	33	33	33
Рециркуляция дымовых газов при малых значениях α_T	80	70	50
Впрыск воды или пара	10	10	10

8.3. Проверка соответствия существующей дымовой трубы для реконструированной котельной

В современных производственных и отопительных котельных дымовая труба служит не столько для создания тяги, сколько для отвода продуктов сгорания на определённую высоту, при которой обеспечивается рассеивание вредных примесей до допустимых санитарными нормами концентраций в зоне нахождения людей.

В настоящее время в котельной установлено 2 паровых котла ДКВР 20/13 ст. №№ 1,2.

Котел ДЕ-16-14ГМ устанавливается на место демонтируемого котла ДКВР 20/13 ст.№1. Дымовые газы отводятся наземными боровами в кирпичную дымовую трубу $D = 1,2 \text{ м}$, $H = 30 \text{ м}$. В эту же трубу отводятся дымовые газы от

еще одного котла ДКВР 20/13 ст. № 2.				13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	71

Основным топливом является природный газ.

8.4. Поверочный расчет дымовой трубы $H=30$ м; $D_y=1,2$ м

Данные необходимые для расчета

Характеристика котла ДКВР 20/13:

$D = 20$ т/ч – тепловая мощность одного котла;

$\eta = 92\%$ – КПД котельного агрегата;

количество котлов – 1 шт.

Характеристика котла ДЕ-16-14ГМ:

$D = 16$ т/ч – тепловая мощность одного котла;

$\eta = 92\%$ – КПД котельного агрегата;

количество котлов – 1 шт.

$\alpha = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха при работе котла на газе;

$t_{yx} = 150^\circ\text{C}$ (423К) – температура дымовых газов на выходе из котла (трубы);

$P_{атм} = 735$ мм.рт.ст. – атмосферное давление;

$P_{нр} = 760$ мм.рт.ст. – атмосферное давление при нормальных условиях;

Концентрация оксида азота в дымовых газах C_{NO_2} (при н.у.)=215 мг/м³ (по проекту ПДВ).

Расход газа на котел ДЕ-16-14 ГМ берем из теплового расчета котла:

$V = 1074$ м³/ч = 0,3 м³/с.

Рассчитаем объемы продуктов сгорания и воздуха необходимые для сжигания 1 м сухого газообразного топлива (природного газа) [29]:

Теоретический объем воздуха, необходимый для 1 м³ топлива определим по формуле (8.1):

$$V^0 = 0.0476[0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum (m + 0,25n)C_m H_n - O_2] \quad (8.1)$$

$$V^0 = 0.0476(2 \cdot 94,9 + 3,5 \cdot 3,2 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 4) = 9,732 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретические объемы продуктов сгорания топлива определим по формулам (8.2) – (8.4):

1. Объем двухатомных газов (8.2).

$$V^0_{N_2} = 0,79V_B^0 + 0,01N^P \quad (8.2)$$

$$V^0_{N_2} = 0,79 \cdot 9,732 + 0,01 \cdot 0,9 = 7,697 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Объем трехатомных газов (8.3).

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum_m C_m H_n) \quad (8.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,4 + 94,9 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1) = 1,038 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

3. Объем водяных паров (8.4).

$$V^0_{H_2O} = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{Г.ТЛ}) + 0,0161 \cdot V^0 \quad (8.4)$$

$$V^0_{H_2O} = 0,01 \cdot (0,5 \cdot 4 \cdot 94,9 + 0,5 \cdot 6 \cdot 3,2 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,4 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,1 + \\ + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,732 = 2,184 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем дымовых газов при нормальных условиях определим по формуле (8.5):

$$V_{Г} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \quad (8.5)$$

$$V_{Г} = 1,038 + 8,7 + 2,2 = 11,938 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем продуктов сгорания, выбрасываемых из котлов за 1 секунду определим по формуле (8.6):

$$V_{HV} = V_{Г} \cdot B \quad (8.6)$$

$$V_{HV} = 11,938 \cdot 0,3 = 3,58 \text{ м}^3/\text{с}$$

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами определим по формуле (8.7):

$$M_{NO_2} = C_{NO_2} \cdot B \cdot V_{г} \quad (8.7)$$

$$M_{NO_2} = 0,215 \cdot 0,3 \cdot 11,938 = 0,77 \text{ г/с}$$

Задаем скорость дымовых газов 10 м/с и определим диаметр дымовой трубы.

На котельной установлена кирпичная дымовая труба, которая имеет длину 30 м и диаметр 1,2 м. Определим максимальную приземную концентрацию вредных веществ для существующей дымовой трубы по формулам (8.8) – (8.13) [29]:

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$A = 160$ – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (характер изменения температуры с высотой) для неблагоприятных метеорологических условий;

$M = 0,77$ г/с – суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу

$F = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе

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

z – число дымовых труб

Разность температур ΔT_b (8.8):

$$\Delta T = t_{y.x.r} - t_b \quad (8.8)$$

$$\Delta T = 150 - 20 = 130 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Рассчитаем скорость ω (8.9):

$$w = \frac{4V_p}{\pi D_o^2} \quad (8.9)$$

$$w = \frac{4 \cdot 3,58}{3,14 \cdot 1,2^2} = 4,497 \text{ м/с}$$

Коэффициент f (8.10):

$$f = \frac{10^3 * \omega^2 * D_0}{h_z^2 * \Delta T} \quad (8.10)$$

$$f = \frac{10^3 * 4,497^2 * 1,2}{30^2 * 130} = 0,2$$

Коэффициент m (8.11):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{f} + 0,34 * \sqrt[3]{f}} \quad (8.11)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{0,2} + 0,34 * \sqrt[3]{0,2}} = 1,117$$

Опасная скорость ветра по формуле (8.12)

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$v_m = 0.65 * \sqrt{\frac{V * \Delta T}{h_3}} \quad (8.12)$$

$$v_m = 0.65 * \sqrt{\frac{3,58 * 130}{30}} = 2,56 \text{ м/с} > 2 \Rightarrow n = 1$$

Определим максимальную приземную концентрацию вредных веществ по формуле (8.13):

$$c_m = \frac{A * M * F * m * n}{h^2 * \sqrt[3]{V * \Delta T}} \quad (8.13)$$

$$c_m = \frac{160 * 0,77 * 1 * 1,117 * 1}{30^2 * \sqrt[3]{3,58 * 130}} = 0,0197 \text{ мг/м}^3$$

Дымовая труба соответствует требованиям предельно допустимой концентрации (ПДК).

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1. Анализ опасных и вредных факторов, воздействующих на оператора котельной

Объектом дипломного проектирования является производственно-отопительная котельная. Основным топливом для котельной служит природный газ (по ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия») среднего давления, не более 0,4 кгс/см .

Котельная предназначена для теплоснабжения города Копейск.

Система теплоснабжения - закрытая, двухтрубная (подающий и обратный трубопроводы сетевой воды).

Здание котельной расположено отдельно от других зданий.

К эксплуатационному персоналу котельной относятся восемь дежурных операторов, которые работают по четырех сменному графику по 12 часов.

Дежурный оператор на протяжении смены проводит осмотр оборудования как минимум два раза (при приеме и сдачи смены).

В обязанности дежурного оператора котельной также входит:

- слежение за ходом технологического процесса, а именно, фиксация или при необходимости регулирование параметров для поддержания заданных характеристик;
- ведение рабочих журналов;
- охранная функция наблюдение, т.е. дежурный оператор, несет как административную, так и уголовную ответственность.

Рабочее место оператора оборудовано: столом, стулом, ящиком для хранения технической документации, телефоном.

В помещении котельной расположены 2 водогрейных котлов (1 существующий котел ДКВР 20\13 плюс 1 новый ДЕ16-14 ГМ, устанавливаемый), газовые горелки, циркуляционные насосы, теплообменное оборудование, дымососы, трубопроводы с повышенной температурой. Основное топливо – природный газ.

Котельная работает при постоянном присутствии обслуживающего персонала.

При эксплуатации котлоагрегатов оператором основными вредными производственными факторами являются:

1. Физические (ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ.«Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху санитарной зоны»):

- температура, влажность, скорость, движение воздуха, тепловое излучение, основными источниками которого являются поверхности котлов и трубопроводов, излучающие энергию инфракрасного спектра;
- недостаточное естественное освещение;
- шум, источниками которого являются работающее основное и вспомогательное оборудование;
- вибрация (общая), источниками которого являются насосы, вентиляторы,

ДБ МОС СО СЫ.

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

76

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

2. Химические:

- загазованность от выбросов оксида азота и окиси углерода.

3. Психофизиологические:

- монотонность производственной обстановки 81-90 % продолжительности смены;
- сезонные нагрузки 50-75 % смены – длительность сосредоточенного наблюдения за экранами;
- режим работы – 12 часов;
- небольшие регламентирующие перерывы – до 3% рабочего времени;
- более 50 % рабочего времени нахождение в фиксированной позе;
- общее число стереотипных рабочих движений.

4. Травмоопасные:

- движущиеся и вращающиеся части механизмов, установленные в котельной (насосы, вентиляторы, дымососы);
- повышенное давление, под которым находятся трубопроводы с водой;
- возможность поражений электрическим током;
- возможность падения с высоты падающих деталей и предметов;
- аварии вследствие разрушения, повреждения и выхода из строя оборудования.

9.2. Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты

9.2.1. Воздух рабочей зоны

Микроклимат рабочей среды оказывает воздействие на процесс теплообмена и характер работы. Микроклимат характеризуется температурой воздуха, его влажностью и скоростью движения, а также интенсивностью теплового излучения. Длительность воздействия на человека неблагоприятных метеорологических условий, может резко ухудшить его самочувствие, снижает производительность труда и привести к заболеваниям. В таблице 9.1 приведены допустимые значения микроклимата в котельной.

Работа оператора котельной происходит сидя, стоя и ходьбой, но не требует систематических напряжений или поднятия тяжестей с энергозатратами организма до 140 Вт, следовательно, категория выполняемых работ Ia в операторской и Ib при обходах технологического оборудования.

В ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» указаны оптимальные и допустимые показатели в производственных помещениях. Оптимальные показатели распространяются на всю рабочую зону, а допустимые устанавливаются отдельно для постоянных и непостоянных рабочих мест в тех случаях, когда по технологическим, техническим или экономическим причинам невозможно обеспечить оптимальные условия. Длительность воздействия на человека неблагоприятных метеорологических условий, может резко ухудшить его самочувствие, снижает производительность труда и привести к заболеваниям.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				

Таблица 9.1 - Микроклимат в котельной

Период года	Категория работ	Температура, °С				Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с		
		оптимальная	допустимая		оптимальная	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных, не более	оптимальная, не более	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных		
			верхняя граница	нижняя граница						
			на рабочих местах							
постоянных	непостоянных	постоянных	непостоянных							
Холодный	Легкая - Ia	22-24	25	26	21	18	40-60	75	0,1	Не более 0,1
	Легкая - Ib	21-23	24	25	20	17	40-60	75	0,1	Не более 0,2
Теплый	Легкая - Ia	23-25	28	30	22	20	40-60	55 (при 28°С)	0,1	0,1-0,2
	Легкая - Ib	22-24	28	30	21	19	40-60	60 (при 27°С)	0,2	0,1-0,3

Интенсивность теплового облучения оператора котельной от нагретых поверхностей технологического оборудования не должна превышать 100 Вт/м² – при облучении не более 25% поверхности тела. Интенсивность теплового облучения оператора от открытых источников (нагретый металл, «открытое пламя и др.) не должна превышать 140 Вт/м², при этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств лица и глаз.

Для профилактики тепловых травм температура наружных поверхностей технологического оборудования или ограждающих его устройств не должна превышать 45 °С.

С целью защиты оператора котельной от воздействия теплового излучения необходимо использовать теплоизоляцию горячих поверхностей.

Для нормирования количества вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) для каждого вещества, которые приведены в ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

В нормативном документе ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ И – 01.12.81; 02.06.90. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» устанавливаются степени воздействия на организм вредных веществ, а так же требования безопасности. Наличие в котельной вентиляции и отопления обеспечивают удаление излишков влаги, вредных газов, пыли. Данную тему

регулирует СП 60.13330.2016	«Отопление, вентиляция и кондиционирование»				13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Изм
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

воздуха». В нем описаны основные позиции в области отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

9.2.2. Световая среда

По типу источника производственное освещение бывает:

- естественное - за счет солнечного излучения;
- искусственное - за счет источников света;
- совмещенное.

Недостаточное освещение вызывает постоянное напряжение зрения. При выполнении любых работ недостаточная естественная и искусственная освещенность приводит к ослаблению, а иногда и потери зрения и возрастанию вероятности травматизма.

Основные требования, предъявляемые к производственному освещению - это соответствие освещенности характеру зрительной работы, постоянство освещенности во времени, обеспечение электро-, взрыво- и пожаробезопасности. Эти требования могут быть соблюдены при правильном выборе типа и системы производственного освещения.

В соответствии со СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» помещение котельной должно быть обеспечено достаточным естественным светом, а в ночное время — искусственным освещением.

Для дежурного оператора котельной установки освещение рабочей зоны определяется по СП 52.13330.2016.

Помимо рабочего освещения в котельной предусматривается аварийное освещение от источников питания, независимых от общей электроосветительной системы котельной.

9.2.3. Виброакустические факторы

Шум является одним из факторов, сопровождающих практически любой производственный процесс, и оказывает воздействие на окружающую среду.

Неблагоприятные воздействия шума определяют комплекс мер, направленные на снижение шума, которые предпринимают разработчики конструкций и технологий, специалисты в области безопасности и комфортности труда. К данным мерам относят различные рода конструктивные приемы, технологические и защитные мероприятия.

Работа оборудования котельной сопровождается механическими, аэродинамическими и гидравлическими шумами. Поэтому оно должно быть спроектировано так, чтобы шум при любых режимах эксплуатации не превышал установленных стандартами допустимых уровней.

Однако большое распространение в промышленности получили методы, основанные на поглощении шума на пути его распространения, такие как звукоизоляция, звукопоглощение. А также достигается снижение шума благодаря применению следующих средств: звукоизолирующих кожухов, рациональным

размещением оборудования, дистанционным управлением оборудованием.				Лист
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В качестве индивидуальных средств защиты используют вкладыши и наушники.

Источниками повышенного уровня шума в помещении котельной являются следующие оборудования:

- котлы;
- электродвигатели;
- горелки;
- трубопроводы.

Производственный шум оказывает вредное воздействие на организм человека: нарушает работу сердечно-сосудистой системы, некоторых внутренних органов, способствует возникновению гипертонических болезней, ослабляет слуховую способность.

Согласно нормативным значениям уровней шумов (ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности») на щитах дистанционного управления и наблюдения с речевой связью по телефону, уровень звука должен составлять не более 65 дБА.

Меры по защите от повышенного шума и вибрации осуществляются согласно нормативному документу: ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума». Рабочее место оператора вынесено в отдельное помещение. Обход котельной происходит с периодичностью 1 час.

9.2.4. Повышенный уровень вибрации

Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле. В таблице 9.2 приведены допустимые значения вибрации в котельной.

Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни. Вибрация, воздействуя на машинный компонент системы человек-машина, снижает производительность технических установок, вызывает нарушение работы оборудования и т.д.

Вибрации характеризуются частотой и амплитудой смещения, скоростью и ускорением.

Особенно вредны вибрации с вынужденной частотой, совпадающей с частотой собственных колебаний тел человека или его отдельных органов (для тела человека 6...9 Гц, для головы 6 Гц, желудка 8 Гц, других органов - в пределах 25 Гц).

Частичный диапазон расстройств зрительных восприятий лежит между 60 и 90 Гц, что соответствует резонансу глазных яблок.

Вибрация по способу передачи по телу человека подразделяется на общую (воздействие на все тело человека) и локальную (воздействие на отдельные части тела - руки или ноги).

Общую вибрацию по источнику ее возникновения и возможности регулирования ее интенсивности оператором, подразделяют на категории, описанные в ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

«Вибрационная безопасность. Общие требования».					Лист
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР					80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Локальная вибрация - вызывает спазм сосудов, которые начинаются с концевых фаланг пальцев рук и распространяются на всю кисть, предплечье, захватывают сосуды сердца. Диапазон частот 35...250 Гц является наиболее критичным для развития вибрационной болезни.

Можно выделить несколько способов защиты от вибрации:

1. виброизоляция (осуществляется виброизоляторами с большим внутренним трением, которые устанавливаются на пути распространения вибрации. В качестве виброизоляторов применяют гибкие вставки в трубопроводах, прокладки из резины, стальные пружины и т.д.);

2. вибропоглощение (осуществляется рассеиванием энергии колебаний на преодоление сил трения.);

3. виброгашение (осуществляется за счет потерь энергии колебаний на преодоление инерционного или упругого сопротивления);

4. уменьшение возбуждающих вибрацию сил в самом её источнике

В котельной котел и вспомогательное оборудование размещены с учетом создания минимальных уровней вибрации на рабочих местах ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Вибрационная безопасность. Общие требования»

Таблица 9.2 - Санитарные нормы показателей вибрационной нагрузки на оператора ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Вибрационная безопасность. Общие требования»

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
		виброускорения		виброскорости	
		м/с ²	дБ	м/с·10 ⁻²	дБ
Общая	3 тип А	0,1	100	0,2	92
	3 тип В	0,014	83	0,028	75

9.3. Безопасность производственных процессов и оборудования

Производственная инструкция по обслуживанию котлов и вспомогательного оборудования должна быть вывешена на рабочем месте оператора котельной.

Персонал котельной должен четко знать и выполнять все требования, изложенные в производственной инструкции.

Обслуживание котлов может быть поручено лицам не моложе 18 лет, прошедшим медицинское освидетельствование, обученным по соответствующей программе и имеющим удостоверение квалификационной комиссии на право обслуживания котлов.

Повторная проверка знаний этих лиц должна производиться комиссией предприятия.

									13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						81

При вступлении на дежурство персонал котельной обязан, ознакомиться с записями в оперативном журнале, и проверить исправность обслуживаемых котлов и относящегося к ним оборудования, а также исправность аварийного освещения.

Приём и сдача смены должны оформляться старшим оператором по смене записью в оперативном журнале с указанием результатов проверки котлов и относящегося к ним оборудования, водоуказательных приборов, сигнализаторов предельных уровней воды, манометров, предохранительных клапанов, питательных приборов и средств автоматики.

Операторы котельной во время дежурства не должны отвлекаться от выполнения своих обязанностей, возложенных на них данной инструкцией.

Помещение котельной, котлы и всё оборудование должны содержаться в исправном виде и надлежащей чистоте.

Запрещается загромождать помещения котельной или хранить в нём какие-либо материалы и предметы. Проходы в котельной и выходы из неё должны быть всегда свободными. Двери для выхода из котельной должны легко открываться наружу.

Открывание люков и лючков, а также ремонт элементов котлов разрешается производить только при полном отсутствии давления. Перед открыванием люков и лючков, расположенных в пределах водяного пространства вода из элементов котлов должна быть удалена.

При работе в котле, на его площадках и в газоходах для освещения должно применяться напряжение не выше 12 В.

При обнаружении признаков загазованности помещения котельной включение и выключение электроосвещения и электрооборудования, выполненного не во взрывозащищённом исполнении, растопка котлов, а также пользование открытым огнём запрещается. Настоящий стандарт устанавливает следующие сигнальные цвета: красный, желтый, зеленый, синий. Для усиления зрительного восприятия цветографических изображений знаков безопасности и сигнальной разметки сигнальные цвета следует применять в сочетании с контрастными цветами – белым или черным. Контрастные цвета необходимо использовать для выполнения графических символов и поясняющих надписей.

9.3.1. Электробезопасность

Электронасыщенность современного производства формирует электрическую безопасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент, работающая на электричестве.

Конструкция производственного оборудования должны отвечать нормам электробезопасности.

Требования по электробезопасности ссылаются на следующие нормативные документы:

ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ И 1.08.87 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ И - 1.04.88 «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».

Можно выделить следующие причины поражения электрическим током:

- случайные прикосновения к токоведущим частям,
- поражения при поврежденной изоляции,
- вследствие ошибочного включения установки, находящейся под напряжением.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрическим током зависит от:

- рода и величины напряжения и силы электрического тока;
- частоты электрического тока;
- пути прохождения электрического тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока на человека.

Взаимодействие с электрическим током может привести к:

- электротравмам (ожоги, механического повреждения, электроофтальмия);
- электрическим ударам (возможно со смертельным исходом).

Ранее был разработан стандарт, который устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через человека (ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»).

Помещение котельной по поражению электрическим током можно отнести к помещению с повышенной опасностью.

Основные мероприятия по защите рабочих от поражения электрическим током изложены в ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

К мероприятиям по устранению опасности поражения электрическим током можно отнести следующее:

- защитное заземление;
- электрическая блокировка (при отключении котельных агрегатов предусматривают блокировку электродвигателей вспомогательного оборудования);

9.3.2. Пожаро-, взрывобезопасность

Оборудование котельной должно быть пожаро- и взрывобезопасным в предусмотренных условиях эксплуатации.

Данный раздел нормируют следующие документы:

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования».

СП 89.13330.2012 «Котельные установки».

СП 118.13330.2012* «Общественные здания и сооружения».

Согласно СП 89.13330.2012 «Котельные установки»:

- помещение котельной относится к категории «Г»;

- степень огнестойкости здания II;

13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР

Лист

83

- крыша котельной негоряемая 3-го типа;
- стены противопожарные 2-го типа.

Горячие поверхности котельного оборудования, трубопроводов, размещенных в помещениях, в которых они создают опасность воспламенения, следует изолировать.

Внутренние поверхности стен котельной окрашены влагостойкими красками. Полы котельного помещения необходимо выполнять из негоряемых материалов с негладкой и нескользящей поверхностью. Входные двери должны иметь пороги для предотвращения попадания воды за пределы котельной при аварии трубопроводов.

В помещении котельной необходимо не допускать захламления проходов и рабочих мест.

В помещении, а в необходимых случаях и у входа установлены пожарные щиты с набором пенных и углекислых огнетушителей, плотного полотна, ломов, багров, топоров. Рядом с пожарным щитом располагаются ящик с песком. Пожарные щиты устанавливаются в легко доступных местах, по возможности ближе к выходам из помещений.

Котельная должна быть оборудована пожарными кранами с рукавами и шлангами.

Для успешного тушения пожара согласно ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования» на объекте применяется специальное оборудование.

Административное здание, в котором находится помещение дежурного оператора относится к категории «Д» и имеет II степень огнестойкости.

Помещения оснащаются ручными огнетушителями.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Ручные огнетушители должны размещаться путем навески на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола.

9.4. Эргономика и производственная эстетика

Эргономика — соответствие труда физиологическим и психическим возможностям человека, обеспечение наиболее эффективной работы, не создающей угрозы для здоровья человека и выполняемой при минимальной затрате биологических ресурсов. Она направлена на оптимизацию трудового процесса. Объектом исследования эргономики является система «человек — машина».

ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие эргономические требования» устанавливает следующие: эргономические требования к производственному оборудованию должны устанавливаться его

соответствие антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и					Лист
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	84

психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям с целью сохранения здоровья человека и достижения высокой эффективности труда.

Под рабочим местом оператора в системе «человек — машина» понимают место, где работает оператор, оснащенное органами управления, основным и вспомогательным оборудованием и информационными средствами.

В ГОСТ 12.2.064-81 ССБТ. «Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности» идет повествование, что органы управления должны обеспечивать эффективное управление производственным оборудованием, как в обычных условиях эксплуатации, так и в аварийных ситуациях. Органы управления и функционально связанные с ними средства отображения информации необходимо располагать вблизи друг друга функциональными группами таким образом, чтобы рука работающего при манипуляции с ним не закрывала индикаторы.

Рациональное расположение оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов сокращает лишние движения, снижает утомляемость, а, следовательно, и потери рабочего времени.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В существующей котельной установлено два паровых котла типа ДКВР 20/13. Реконструкция котельной проводится с целью замены физически изношенного, морально устаревшего и малоэкономичного парового котла ДКВР 20/13 ст.№1 на современный паровой котел ДЕ-16-14 ГМ, а также с целью экономии топливно-энергетических ресурсов.

В данном расчёте проводится анализ технико-экономических показателей реконструкции котельной, рассчитывается срок окупаемости.

Технико-экономическая часть проекта выполнена в соответствии с заданием на проектирование, нормативных и справочных материалов, а также исходных данных предприятия.

Цель проведения расчёта – выяснить эффективность проекта по реконструкции котельной.

10.1. Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты включают в себя затраты на стоимость оборудования, на транспортировку оборудования, затраты на его монтаж.

Стоимость оборудования и монтажных работ определяется по прейскуранту завода-изготовителя и сведена в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Капитальные затраты на проведение реконструкции по котлу ДЕ-16-14 ГМ

Наименование затрат	Затраты, тыс. руб.
Проектные работы [45]	350,00
Строительные работы [45]	510,00
Транспортные расходы на доставку оборудования [44]	210,00
Монтажные работы [45]	320,00
Оборудование[44]	1439,00
Затраты на комплектацию оборудования (3,2% от стоимости оборудования)	46,05
Заготовительно-складские затраты (1,2% от стоимости оборудования)	17,27
ИТОГО:	2892,32

Капитальные вложения на реконструкцию котельной составят:

$K = 2892,32$ тыс.руб.

10.2. Расчет текущих затрат при эксплуатации котельной

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Годовые эксплуатационные затраты включают в себя следующие статьи:

1. Затраты на топливо.
2. Амортизационные отчисления.
3. Затраты на электроэнергию.
3. Затраты на воду для подпитки.
4. Затраты на текущий ремонт.
6. Общехозяйственные расходы.

Годовые эксплуатационные расходы на производство тепловой энергии найдем по формуле (10.1):

$$\sum I_{\text{ГОД}} = I_{\text{АМОР}} + I_{\text{ТР}} + I_{\text{ТОП}} + I_{\text{ЭЛ.ЭН}} + I_{\text{В}} + I_{\text{ПР}} \quad (10.1)$$

где $I_{\text{АМОР}}$ – затраты на амортизацию оборудования и строений, состоящие из затрат на реновацию и капитальный ремонт;

$I_{\text{ТР}}$ – затраты на текущий ремонт оборудования;

$I_{\text{ТОП}}$ – затраты на потребляемое топливо;

$I_{\text{ЭЛ.ЭН}}$ – затраты на электроэнергию;

$I_{\text{В}}$ – затраты на воду;

$I_{\text{ПР}}$ – прочие расходы.

10.2.1. Расчет текущих затрат при эксплуатации котельной котлом ДКВР 20/13

Амортизационные отчисления определим по формуле (10.2):

$$I_a = N_a \cdot K \quad (10.2)$$

N_a – норма амортизации, %

$$N_a = 10\%$$

K – стоимость оборудования, тыс.руб

$$I_a = 0,1 \cdot 1439 = 143,9 \text{ тыс.руб/год}$$

Затраты на топливо:

Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (10.3):

$$I_m = C_m \cdot G_{\text{год}} \quad (10.3)$$

$G_{\text{год}}$ – годовой расход топлива, тыс. м³/год,

C_m – цена топлива, руб./тыс.м³,

$C_m = 4630$ руб/тыс м³ – по тарифам Филиал ОАО «Новатэк» в г. Копейск [23].

	Время работы котлов:	6500	ч в год.	13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	87

Расход топлива котлом ДКВР 20/13 составляет 1344 м³/час;

$$I_{ТОП} = 1344 \cdot 6500 \cdot 4,63 = 40447,68 \text{ тыс.руб./год}$$

Затраты на использованную воду:

В данном сравнительном расчёте затраты на воду можно не учитывать, так как они в большей степени зависят от вида системы теплоснабжения, а не от типа котлов.

Затраты на электроэнергию определим по формуле (10.4):

$$I_{э} = C_{э} \cdot N_{э} \quad (10.4)$$

$C_{э}$ - тариф на электроэнергию,

$C_{э} = 5860 \text{ руб/МВт}\cdot\text{ч}$ – по тарифам ОАО «ЧелябЭнергосбыт» [24].

$N_{э}$ - электрическая мощность, потребляемая котлами

$$I_{э} = 5,860 \cdot 243 = 1423,98 \text{ тыс.руб./год}$$

Затраты на текущий ремонт оборудования определим по формуле (10.5):

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 25% от стоимости оборудования.

$$I_{мр} = 0,25 \cdot K \quad (10.5)$$

$$I_{мр} = 0,25 \cdot 2892,317 = 723,08 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие расходы найдем по формуле (10.6):

Прочие расходы, куда входят затраты на спецодежду, питание, охрану труда и другие расходы принимают равными 3÷5% общей суммы эксплуатационных затрат.

$$I_{нр} = 0,03 \cdot (I_A + I_{ТР} + I_{ТОП} + I_{э} + I_B) \quad (10.6)$$

$$I_{нр} = 0,03 \cdot (143,9 + 723,08 + 40447,68 + 1423,98 = 1282,16 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма текущих затрат определяется по формуле (10.7):

$$\sum I_{ГОД} = I_{АМОР} + I_{ТР} + I_{ТОП} + I_{ЭЛ.ЭН} + I_B + I_{ПР} \quad (10.7)$$

$$I_{нр} = 143,9 + 723,08 + 40447,68 + 1423,98 + 1282,16 = 44020,8 \text{ тыс.руб./год}$$

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

10.2.2. Расчет текущих затрат при эксплуатации котельной котлом ДЕ 16-14

Амортизационные отчисления определим по формуле (10.8):

$$I_a = H_a \cdot K \quad (10.8)$$

H_a – норма амортизации, %

$H_a = 10\%$

K – стоимость оборудования, тыс.руб

$$I_a = 0,1 \cdot 1439 = 143,9 \text{ тыс.руб/год}$$

Затраты на топливо:

Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (10.9):

$$I_m = C_m \cdot G_{год} \quad (10.9)$$

$G_{год}$ – годовой расход топлива, тыс. м³/год,

C_m – цена топлива, руб./тыс.м³,

$C_m = 4630$ руб/тыс м³ – по тарифам Филиал ОАО «Новатэк» в г. Копейск [23].

Время работы котлов: 6500 ч в год.

Расход топлива котлом ДЕ-16-14 ГМ составляет 1154 м³/час;

$$I_{топ} = 1154 \cdot 6500 \cdot 4,63 = 34729,63 \text{ тыс.руб./год}$$

Затраты на использованную воду:

В данном сравнительном расчёте затраты на воду можно не учитывать, так как они в большей степени зависят от вида системы теплоснабжения, а не от типа котлов.

Затраты на электроэнергию определим по формуле (10.10):

$$I_э = C_э \cdot N_э \quad (10.10)$$

$C_э$ - тариф на электроэнергию,

$C_э = 5860$ руб/МВт•ч – по тарифам ОАО «ЧелябЭнергосбыт» [24].

$N_э$ - электрическая мощность, потребляемая котлами

$$I_{топ} = 5,86 \cdot 243 = 1423,98 \text{ тыс. руб/год}$$

Затраты на текущий ремонт оборудования определим по формуле (10.11):

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 25% от стоимости оборудования.

$$I_{np} = 0,25 \cdot K \quad (10.11)$$

$$I_{TP} = 0,25 \cdot 2892,32 = 723,08 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие расходы найдем по формуле (10.12):

Прочие расходы, куда входят затраты на спецодежду, питание, охрану труда и другие расходы принимают равными 3÷5% общей суммы эксплуатационных затрат.

$$I_{np} = 0,03 \cdot (I_A + I_{TP} + I_{ТОП} + I_{Э} + I_B) \quad (10.12)$$

$$I_{np} = 0,03 \cdot (143,9 + 723,08 + 34729,63 + 1423,98 = 1110,62 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма текущих затрат определяется по формуле (10.13):

$$\sum I_{ГОД} = I_{АМОР} + I_{TP} + I_{ТОП} + I_{ЭЛ.ЭН} + I_B + I_{ПР} \quad (10.13)$$

$$I_{np} = 143,9 + 723,08 + 34729,63 + 1423,98 + 1110,62 = 38131,2 \text{ тыс.руб./год}$$

10.3. Оценка эффективности реконструкции котельной

Оценка эффективности проводится по сроку окупаемости, определяемая по формуле (10.14):

$$T = \frac{K}{I_{ДКВР} - I_{ДЕ}} \quad (10.14)$$

$$T = \frac{2892,317}{44020,79842 - 38131,2069} = 0,69 \text{ года} = 7 \text{ месяцев}$$

Вывод: По приведенным расчетам срок окупаемости при реконструкции котельной составляет 0,69 года (или 7 месяцев), значит, срок окупаемости меньше 5 лет, что является хорошим показателем, так как цель проекта получение прибыли в кратчайшие сроки.

10.4. Модель ранжирования проблем теплоэнергетики и теплотехники

Классификация проблем управления создает научную основу для их выявления, исследования и расположения по приоритетам важности решения.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Ранжирование проблемы низкой вырабатываемой тепловой мощности изображено на рисунке 10.1.

Степень важности решения проблем	
высокая	Замена морально и физически устаревшего котельного агрегата ДКВР 20/13
низкая	Низкий КПД котла
низкая	высокая
Степень срочности решения проблем	

Рисунок 10.1. –Ранжирование проблемы низкой вырабатываемой тепловой мощности

10.5. Модель причинно-следственной диаграммы

Причинно-следственная диаграмма – инструмент, позволяющий выявить наиболее существенные факторы (причины), влияющие на конечный результат (следствие). Причинно-следственная диаграмма проблемы низкой вырабатываемой тепловой мощности представлена на рисунке 10.2.

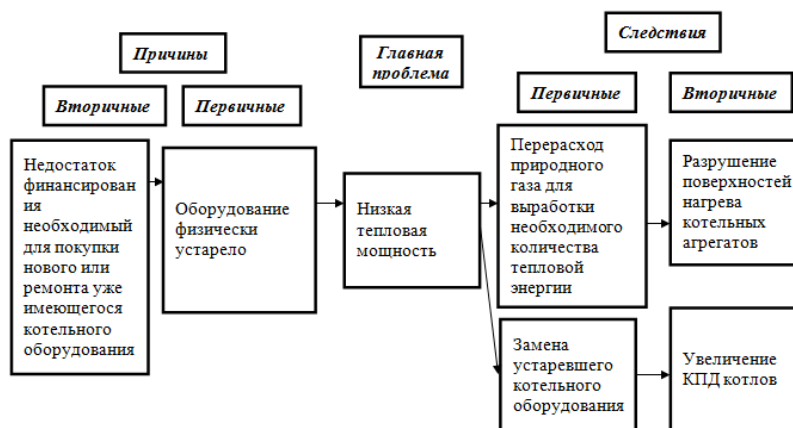


Рисунок 10.2. –Причинно-следственная диаграмма проблемы низкой вырабатываемой тепловой мощности

10.6. Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

Качественный подход к описанию рисков заключается в детальном и последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределенность, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению. Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних, благоприятных возможностей и угроз является SWOT - анализ.

SWOT-анализ – это один из самых распространенных видов анализа в стратегическом управлении на сегодняшний день. SWOT-анализ позволяет

выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы [25].

- Сильные стороны (Strengths);
- Слабости (Weaknesses);
- Возможности (Opportunities);
- Угрозы (Threats).

Внутренняя среда организации (сильные и слабые стороны) – это совокупность управляемых субъектом элементов, то на что предприятие может повлиять или подвергать изменению.

Внешняя среда (возможности и угрозы), как известно, включает в себя все то, что организация не способна контролировать, на что, так или иначе, оказывает воздействие на нее. Причем это воздействие может быть как положительным, так и отрицательным. В связи с этим элементы внешней среды можно разделить на возможности и угрозы.

Компания ОАО «ЧелябКоммунЭнерго» планирует провести реконструкцию отопительной котельной, расположенной в городе Копейске до 1 июля 2019 года. При проведении SWOT – анализа будут рассмотрены два варианта:

1) С проведением реконструкции в отопительной котельной в городе Копейске.

2) Без проведения реконструкции отопительной котельной в городе Копейске.

SWOT-анализ является необходимым элементом исследований, обязательным предварительным этапом при составлении любого уровня стратегических и маркетинговых планов. Данные, полученные в результате ситуационного анализа, служат базисными элементами при разработке стратегических целей и задач компании. SWOT-анализ позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы, также данный анализ является элементом исследований, которые необходимы для составления планов.

S – Сильные стороны (внутренние факторы)

W – Слабые стороны (внутренние факторы)

O – Возможности (внешние факторы)

T – Угрозы (внешние факторы)

Необходимо проанализировать сильные и слабые стороны предприятия.

В таблице 10.3 проведем SWOT-анализ для проекта без проведения реконструкции.

Таблица 10.3 – Без проведения реконструкции

S: сильные стороны	W: слабые стороны
---------------------------	--------------------------

1) Нет капитальных затрат	1) Аварии и, как следствие, частые ремонты 2) Низкая конкурентоспособность 3) Большое количество обслуживающего персонала 4) Большое количество текущих затрат
О: внешние благоприятные возможности	Т: внешние угрозы предприятию
1) Спрос на ГВС и теплоснабжение	1) Рост цен на запчасти для оборудования, установленного в текущий момент 2) Появление конкурентов

В таблице 11.4 проведем SWOT-анализ для проекта с проведением реконструкции.

Таблица 11.4 – Проведение реконструкции котельной

S: сильные стороны	W: слабые стороны
1) Высокая конкурентоспособность 2) Увеличение параметров производства 3) Переход на автоматизацию	1) Большие капитальные затраты 2) Полная или частичная остановка производства
О: внешние благоприятные возможности	Т: внешние угрозы предприятию
1) Увеличение количества потребителей 2) Уменьшение затрат на налогообложение (уменьшение экологической опасности)	1) Удорожание оборудования 2) Появление конкурентов

Можно сделать следующий вывод: после проведения SWOT – анализа видно, что проведение реконструкции отопительной котельной будет более целесообразным, чем работа с текущим оборудованием.

10.7. Оценка движущих и сдерживающих факторов изменений

Аналитическим инструментом определения движущих и сдерживающих сил изменения является модель К. Левина «Анализ поля сил». Проект удерживается в равновесии в результате взаимодействия двух противоположных наборов сил - тех, которые стремятся способствовать изменениям (движущие силы), и тех, которые пытаются сохранить статус-кво (сдерживающие силы)(рисунок 10.3).

Рассмотрим движущие силы:

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

1 Экономия топлива – при замене котла ДКВР 20/13 на котел ДЕ 16-14 ГМ расход топлива на котельной уменьшается. Влияние данной силы можно рассматривать как сильное.

2 Малый срок окупаемости реконструкции котельной - целью любого проекта является получение прибыли в кратчайшие сроки. Влияние данной силы можно рассматривать как среднее.

3 Усовершенствованное оборудование - более высокий КПД у котла ДЕ 16-14, чем у котла ДКВР 20/13 при работе на газе Влияние данной силы можно рассматривать как низкое.

Рассмотрим сдерживающие силы:

1. Недостаток средств на приобретение оборудования – администрация города может не одобрить данный проект из-за нехватки необходимых средств. Влияние данной силы можно рассматривать как сильное.

2. Неудачный опыт в проведении изменений – предыдущие изменения были плохо спланированы. Влияние данной силы можно рассматривать как низкое.

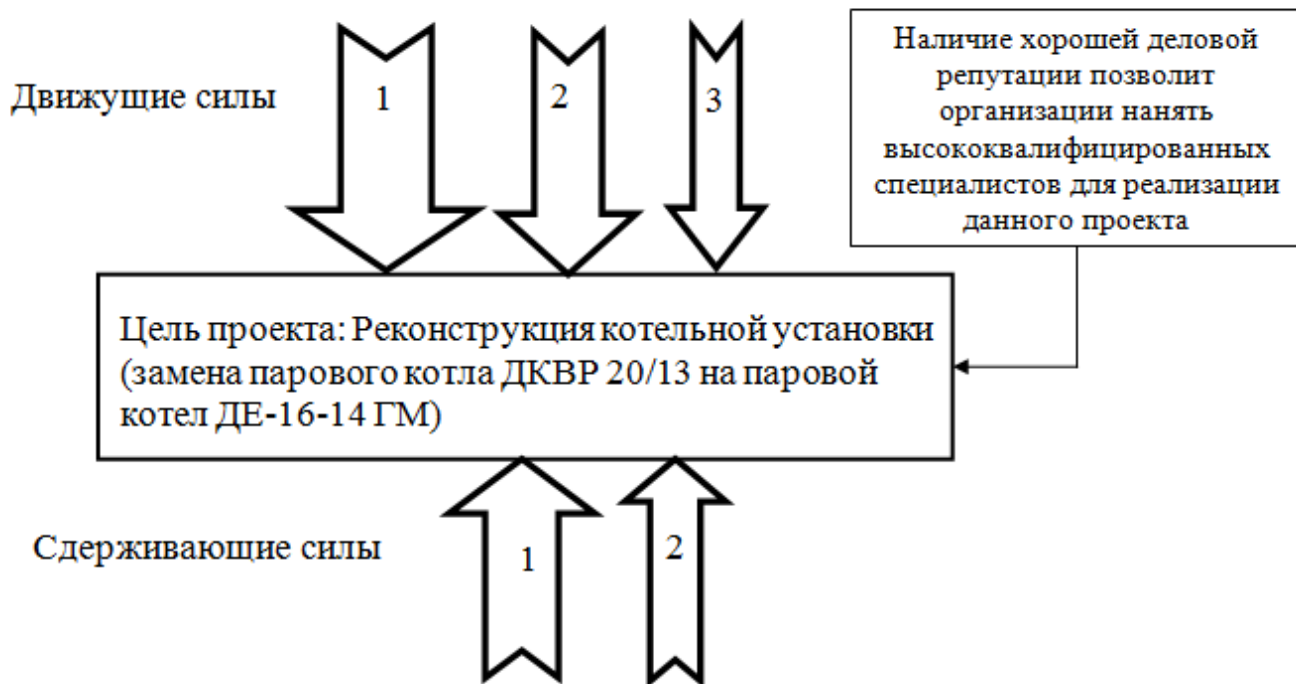


Рисунок 10.3 – Движущие и сдерживающие силы

Движущие силы:

1. Экономия топлива;
2. Малый срок окупаемости;
3. Усовершенствованное оборудование;

Сдерживающие силы:

1. Недостаток средств на приобретение оборудования;
2. Неудачный опыт в проведении изменений.

Вывод: соотношение движущих сил и сдерживающих сил таково, что движущие силы преобладают и нет необходимости разрабатывать

дополнительные мероприятия по преодолению сопротивления				Лист
13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР				94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

10.8. Планирование целей в дереве целей

Дерево целей проекта представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь подразделений в иерархии управления[25] для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

При построении дерева целей опираются на три основных принципа:

–Соподчиненность, обуславливаемая иерархическим построением социальных систем, а так же наличием иерархии по времени и важности;

–Развертываемость, выражаемая в том, что общая цель конкретизируется несколькими более лояльными, частными целями;

– соотносительная важность, заключающаяся в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня. Это позволяет ранжировать цели по степени важности, количественно определять их соотносительную важность через коэффициент значимости[25]. В приложении А представлено дерево целей реконструкции котельной №1 в г.Копейске.

10.9. График Ганта

Основой планирования любого проекта так же является корректное расположение по времени действий, приводящих к его исполнению. При этом должны выполняться два основных требования:

1 последовательность (определяет, в каком порядке должны происходить действия);

2 зависимость (определяет, зависит ли выполнение данного действия от завершения какого-либо другого этапа работ).

Наиболее практичным методом для планирования мероприятий является график Ганта (таблица 10.5). По вертикальной оси показаны запланированные мероприятия, а по горизонтальной время их реализации. Последовательность звеньев в цепочке процесса планирования, выраженная в расписании, соотносится с иерархической структурой работ, вовлеченностью материальных, финансовых и человеческих ресурсов.

Таблица 10.5 - График Ганта реализации проекта

Этапы работы	Январь			Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
Составление энергобаланса	■	■	■													
Подбор котельного агрегата			■	■	■											
Подбор горелочных устройств				■	■	■										
Расчет затрат на							■	■	■							
покупку котельных агрегатов							■	■	■							

Расчет затрат на покупку горелочных устройств															
Оценка возможности подключения новых потребителей															
Закупка выбранного оборудования															
Монтажные и пуско-наладочные работы															

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было дано обоснование и актуальность реконструкции котельной №1 г. Копейска. Было проведено сравнение отечественных и зарубежных технологий. В четвертой главе были рассчитаны тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС, также был проведен тепловой поверочный расчет котельного агрегата. В пятой главе была выполнена научно-исследовательская работа по снижению потерь конденсата в котельной. В шестой главе были приведены основные мероприятия по энергосбережению. В седьмой главе были рассмотрены основные мероприятия по безопасности жизнедеятельности. В восьмой главе были проведены расчеты выбросов загрязняющих веществ, также рассчитана имеющаяся дымовая труба высотой 30 м. В девятой главе были подробно описаны основные контрольно-измерительные приборы и устройства автоматизации. В десятой главе был проведен технико-экономический расчет.

По приведенным выше экономическим расчетам срок окупаемости реконструкции котельной составил 0,69 года, таким образом, срок окупаемости намного меньше 5 лет, что является хорошим показателем, так как целью любого проекта является получение прибыли в кратчайшие сроки. Реконструкция данной котельной позволит заменить устаревшее оборудование, имеющего более высокий КПД. Также реконструкция позволит осуществить подключение новых абонентов.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении // Российская газета. Федеральный выпуск №5247 (168) от 30 июля 2010 г

2 Федеральный закон РФ от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации// Российская газета. Федеральный выпуск №5050 (226) от 27 ноября 2009 г

3 Федеральный закон от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса// Российская газета. Федеральный выпуск №5537 (161) от 26 июля 2011 г.

4 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М: Государственный стандарт, 16.01.2015

5 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М: Государственный стандарт СССР, 1996.

6 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М: Издательство стандартов, 2015.

7 ГОСТ 27322-87. Энергобаланс промышленного предприятия. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1987.

8 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартиформ, 2013.

9 ГОСТ 31532-2012 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения –М.: Госстандарт России, 2012.

10 ГОСТ Р 51750-2001. Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. – М.: Госстандарт России, 2001.

11 ГОСТ Р 55682.5-2013 Котлы водотрубные и котельно-вспомогательное оборудование. Часть 5. Конструктивное исполнение и технология производства частей котла, работающих под давлением. М.: Стандартиформ, 2014.

12 СНиП II-35-76 Свод правил. Котельные установки. Актуализированная редакция. – М: Минрегион России, 2012.

13 СП 56.13330.2011 Свод правил. Производственные здания. Актуализированная редакция. – М: Минрегион России, 2011.

14 СП 89.13330. 2012. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76 – М.: Минрегион России, 2012.

15 Стандарт НП АВОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения.

16 СТО ЮУрГУ 04–2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению /составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск:

Изд-во ЮУрГУ, 2008.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

17 СТО 02494733 5.4-02-2006 Стандарт организации. Расчет тепловых схем котельных. – М: СантехНИИпроект, 2006.

18 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением. – http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=1600

19 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок. – <http://minjust.consultant.ru/documents/16380>

20 Руководство. Р2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификации условий труда ПБ 10-574-03Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, 2003.

21 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 46 с.

22 Бакланова, Н.Н. Котлы и котельные установки зарубежных фирм-производителей, представленные на рынке России: отраслевой каталог 04- 03/ Авт.-сост. Н.Н. Бакланова, А.В. Васичкина, Г.Р. Побережский. – М.: Инпромкаталог, 2006. – 116 с.

23 Безопасность жизнедеятельности / С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков. и др.; 7-е изд., стер.— М.: Высш. шк., 2007,— 616 с.: ил.

24 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.И. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.: ил.

25 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 512 с.: ил.

26 Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А. Чиж. – Минск.: Техноперспектива, 2008. – 176 с.: ил.

27 Волошенко, А.В. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования / А.В. Волошенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 109 с.: ил.

28 Галямина, И.Г. Управление процессами: учебник для вузов. Стандарт третьего поколения/ И.Г. Галямина. – СПб.: Питер, 2013. – 304 с.: ил.

29 Грибанов А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И.Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. – 22 с.: ил.

30 Делягин, Г.Н. Теплогенерирующие установки. Учебник для вузов / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А.Пермяков, П.А. Хаванов. – М.: БАСТЕТ, 2010. – 624 с.: ил.

31 Зайцев, Н.Л. Экономика, организация и управление предприятием: Учеб. пособие. – 2-е изд., доп. / Н.Л. Зайцев. – М.: ИНФРА-М, 2008. – 455с.

32 Иванова, Г.М., Теплотехнические измерения и приборы / Г.М. Иванова, Н.Д.Кузнецов, В.С. Чистяков – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 460 с.: ил.

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

33 Колесников, А.И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях / А.И. Колесников, Ю.М. Варфоломеев, М.Н. Федоров. – М.: Инфра-М, 2010. – 160 с.: ил.

34 Краецкая, О.Ф. Экология промышленных технологий / О.Ф. Краецкая, И.Н.Прокопья. – Минск: БНТУ, 2014. – 107 с.: ил.

35 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.: ил.

36 Палей, Е.Л. Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных / Е.Л. Палей. – СПб.: Питер, 2014. – 144 с.: ил.

37 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 336 с.: ил.

38 Сибикин, Ю.Д. Технология энергосбережения / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 384 с.: ил.

39 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий : Учебник для вузов по специальности "Промышленная теплоэнергетика" / Л.Н.Сидельковский, В. Н. Юренев . – 4-е изд., репринт . – М. : БАСТЕТ, 2009 . – 528 с.

40 Тепловой расчёт котельных агрегатов; нормативный метод / коллектив авторов; под ред. Кузнецова и др. – 2-е издание, перераб./ Репринт. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.: ил.

41 Теплоэнергетические установки: сборник нормативных документов. М.: НЦ ЭНАС, 2012.

42 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики. В 2-х томах. Том 1. Современная теплоэнергетика. – М.: Изд-во МЭИ, 2008. – 472 с.: ил.

43 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Горяев, И.В. Яковлев и др.; под ред. А.В. Клименко. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 424с.: ил.

44 СайтБийского котельного завода – <http://www.bikz.ru>

45.СайтсвободнаяэнциклопедияWikipedia - <https://ru.wikipedia.org/>

46 Сайтbosch-термотехника - <https://www.bosch-climate.ru>

47 Государственная программа Российской Федерацииэнергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года - <http://www.ceskom.ru/>

48 Государственная программа Российской Федерации. Охрана окружающей среды на 2012-2020 гг. – <http://base.garant.ru/>

49 Котлы газовые промышленные: производство, устройство, срок эксплуатации –<http://fb.ru/article/216000/kotlyi-gazovyie-promyishlennyye-proizvodstvo-ustroystvo-srok-ekspluatatsii>

					13.04.01.2018.244.04 ПЗВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100