

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения  
Направление подготовки Теплоэнергетика и теплотехника  
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ПРОЕКТ ПАРОВОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» г. НИЖНЕКАМСК</b>

УДК 621.182.001.6:622.276 (470.41)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>3-5Б13</b>	<b>Хабибулин Марат Рафатович</b>		<b>03.06.2016</b>

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ляликов Борис Анатольевич	К.Т.Н.		03.06.2016

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кузьмина Н.Г.			03.06.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гусельников М.Э.	К.Т.Н		03.06.2016

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Г.В.	д.ф.-м.н., профессор		

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой ТПТ  
Кузнецов Г.В.  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б13	Хабибулин Марат Рафатович

Тема работы:

**Проект паровой котельной для Ашальчинского месторождения нефти ПАО «Татнефть» г. Нижнекамск**

Утверждена приказом директора (дата, номер) № 3778/с от 25.05.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы: 10.06.2016 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Технические условия для проектирования котельной (тепловая нагрузка, климатические характеристики района, параметры теплоносителя, характеристики паровых котлов).

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Расчет принципиальной тепловой схемы паровой котельной, поверочный тепловой расчет котлоагрегата. Выбор основного и вспомогательного оборудования котельной, тепловой расчет теплообменников.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Расширенная тепловая схема котельной, разрезы и план котельной, разрезы и виды котла, чертежи экономайзера, калорифера. А1-5, А2-2</p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>		
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>	
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p>Кузьмина Н.Г., ст. преп. каф. менеджмента</p>	
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>Гусельников М.Э., доцент каф. ЭБЖ</p>	
<td></td>		
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>		
<td></td>		
<td></td>		
<td></td>		

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>06.04.2016 г.</p>
--	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>	
<p>доцент</p>	<p>Ляликов Борис Анатольевич</p>	<p>к.т.н.</p>	<td></td>		<p>06.04.16</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>	
<p>3-5Б13</p>	<p>Хабибулин Марат Рафатович</p>	<td></td>		<p>06.04.16</p>

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

---

Институт Электронного обучения  
 Направление подготовки теплоэнергетика и теплотехника  
 Уровень образования \_\_\_\_\_  
 Кафедра теоретической и промышленной теплотехники  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

дипломный проект

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2015 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.04.2016	<i>Введение</i>	5
15.04.2016	<i>Объект и метод исследования</i>	10
15.05.2016	<i>Расчетная часть</i>	55
27.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
01.06.2016	<i>Социальная ответственность</i>	5
09.06.2016	<i>Графическая часть</i>	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ляликов Б.А.	к.т.н.		06.04.2016

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Г.В.	д.ф.-м.н., профессор		

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа 92 страниц, 12 таблиц, 4 рисунка, 27 источников литературы, 7 листов графического материала.

ТЕПЛООБМЕННЫЙ АППАРАТ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, КОТЛОАГРЕГАТ, КАЛОРИФЕР, ДЕАЭРАТОР, ЭКОНОМАЙЗЕР, ВЕНТИЛЯТОР, ДЫМОСОС, НАСОС.

Цель дипломной работы-проектирование паровой блочно-модульной котельной для Ашальчинского месторождения ПАО «Татнефть» г. Нижнекамск. Назначение котельной: подача насыщенного пара на производственные нужды. Проведен расчет принципиальной тепловой схемы паровой котельной, выбрано основное и вспомогательное оборудование, проведен расчет теплообменников.

Выполнен поверочный тепловой расчет котлоагрегата, определен расход топлива.

Проведено технико-экономическое обоснование проекта котельной.

Рассмотрены производственная и экологическая безопасность проекта, порядок действий при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Выпускная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010.

Графическая часть выполнена в среде AutoCAD 2010.

## Оглавление

Введение	8
1 Объект и методы исследования	10
2 Поверочный тепловой расчет парового котла ДЕ-25-39	12
2.1 Расчетные характеристики топлива	12
2.2 Расчет количества воздуха, объемов и продуктов сгорания	12
2.3 Расчет тепловой баланса котла и расчет расхода топлива	19
2.4 Расчет теплообмена в топке котла	21
2.5 Поверочный расчет I котельного пучка	28
2.6 Поверочный расчет II котельного пучка	32
2.7 Поверочный расчет III котельного пучка	36
2.8 Поверочный расчет экономайзера	39
2.9 Расчетная невязка теплового баланса котельного агрегата	42
3 Расчет тепловой схемы котельной	43
3.1 Расчет сепаратора непрерывной продувки	43
3.2 Расчет I теплообменника химически очищенной воды	44
3.3 Расчет II теплообменника химически очищенной воды	46
3.4 Расчет и подбор калориферов	47
3.5 Расчет деаэратора	50
4 Расчет и подбор оборудования для котельной	53
4.1 Расчет и подбор I подогревателя химически очищенной воды	53
4.2 Расчет и подбор II подогревателя химически очищенной воды	56
4.3 Расчет и подбор тяго-дутьевых устройств	59
4.4 Расчет и подбор насосов	60
5 Финансовый менеджмент	63
6 Социальная ответственность	79
Заключение	90

Графическая часть

ФЮРА.140100.012 ГЧ Тепловая схема котельной

ФЮРА.140100.012 ГЧ План расположения оборудования

ФЮРА.140100.012 ГЧ Расположение оборудования котельной в разрезе

ФЮРА.140100.012 ГЧ Экономайзер в сборе

ФЮРА.140100.012 ГЧ Калорифер КПск 310-50А3

ФЮРА.140100.012 ГЧ Котел паровой ДЕ-25-39

ФЮРА.140100.012 ГЧ Котел паровой ДЕ-25-39 в разрезе

## **Введение**

Перспективы развития нефтяной отрасли связываются с разработкой месторождений сверхвязкой (битумной) нефти. Это обусловлено выработкой разведанных запасов легкоизвлекаемой нефти.

Нефть битумная – это нефть, получаемая из битуминозных пород. Битуминозными породами считаются песчанники, в которых находится вязкая тяжёлая нефть, схожая с битумом по составу. По химическому составу битуминозные породы представляют собой тяжёлые углеводороды. Запасы битумной нефти считаются трудноизвлекаемыми, получаемая нефть – тяжёлая и высоковязкая

В битумной нефти в больших количествах содержится сера, асфальтены, смолы, парафины, она богата металлами (ванадий, никель, молибден), а лёгкие бензиновые фракции составляют меньший процент. Битумная нефть активно используется при создании энергоносителей, топлив, лаков, красок, смазочных масел, полимеров. Также она находит широкое применение в строительстве, с её помощью обустриваются дорожные покрытия, плоские кровли, ирригационные каналы.

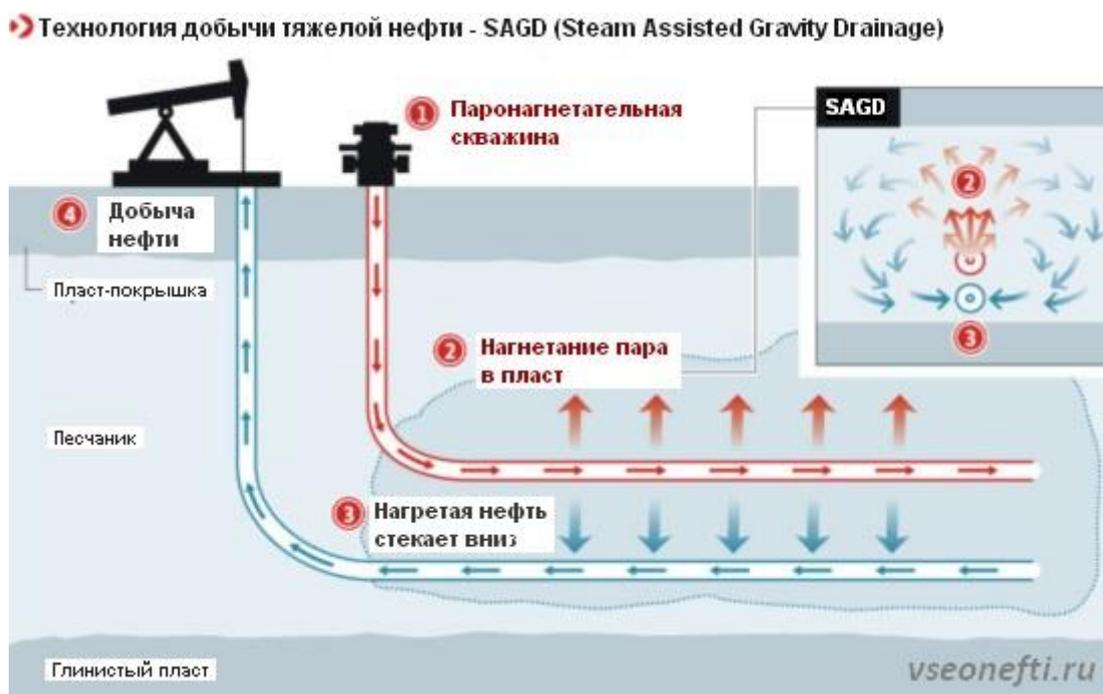
Главный недостаток битумной нефти – большие затраты на её добычу, в несколько раз превышающие затраты при добыче обычной нефти, а, следовательно, высокая себестоимость продукта. Битумный пласт, чтобы извлечь из него нефть, разогревается несколькими тоннами пара, воды или растворителя (в зависимости от способа добычи) на одну тонну сырья.

В настоящее время разработан и активно применяется парогравитационный метод добычи сверхвязкой нефти, суть его в том, что за счет разогрева нефти насыщенным паром снизить ее вязкость и извлекать на поверхность обычным способом, как и легкую нефть.

В нефтяном пласте бурятся нагнетательная и добывающая скважины.

Скважины бурятся горизонтально, параллельно друг другу, расстояние между скважинами составляет 5 метров, длина доходит до 1000 метров. Через верхнюю, нагнетательную, скважину подается насыщенный пар, происходит

циркуляция пара в нагнетательной и добывающих скважинах. Нефтяной слой между скважинами нагревается, снижается его вязкость, за счет этого между скважинами устанавливается гидродинамическая связь. Пар из нагнетательной скважины, за счет разности плотностей пробивается к верхней части нефтяного пласта, где создается паровой слой с высокой температурой. На границе раздела фаз пара и нефтяного слоя происходит конденсация насыщенного пара, при конденсации выделяется теплота, которая передается поверхности нефтяного пласта. Образовавшаяся смесь конденсата и разогретой нефти стекает к нижней, добывающей, скважине под действием силы тяжести и в жидком виде выкачиваются, в дальнейшем нефть отделяется от конденсата в специальных сепараторах и поступает на дальнейшую переработку.



В России испытание метода парогравитационного дренажа проводится с 1999 года на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан).

Преимущества технологии парогравитационного дренажа: высокий коэффициент извлечения нефти - при благоприятных условиях достигает 75%; процесс добычи нефти происходит непрерывно. Недостатком технологии является высокая себестоимость добычи нефти связанная с производством пара, требуется недалеко расположенный источник большого объема воды.

## 1 Объект и методы исследования

Проектируемая блочно-модульная паровая котельная является вновь возводимым объектом. Котельная будет установлена на Ашальчинском месторождении нефти ПАО «Татнефть» г. Нижнекамск. Назначение котельной: подача насыщенного пара на производственные нужды. Производимый на котельной пар используется при добыче битумной (сверхвязкой) нефти.

Режим работы непрерывный круглогодичный.

Температура наружного воздуха за отопительный период:

расчетная температура на отопление  $-34\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

средняя наиболее холодного месяца  $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В блочно-модульной котельной установлен один паровой котел типа ДЕ-25-3,9 производства ОАО «Бийский котельный завод».

Паропроизводительность котла  $26,89\text{ т/ч}$ ;

параметры теплоносителя (насыщенный пар):

-давление насыщенного пара  $P=3,9\text{ МПа}$ ;

-температура пара  $t_s=248\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

-возврат конденсата не предусмотрен.

Топливо для котла основное-природный газ

(газопровод Саратов-Москва);

низшая теплота сгорания  $Q_n^r=8150\text{ ккал/м}^3$ .

Питание парового котла предусматривается химподготовленной водой. Качество воды соответствует требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

Котёл ДЕ-25-39 комплектуется экономайзером БВЭС-V-I.

Непрерывная продувка котла составляет 5 процентов.

Для парового котла ДЕ-25-39 выполняется поверочный тепловой расчет. Метод поверочного теплового расчета основывается на том, что заданы конструкция котла, размеры поверхностей нагрева, нагрузка котла, используемое топливо. Определяют тепловые потери, коэффициент полезного

действия котла, расход топлива. Выполняется расчет теплообмена в топочной камере и последующих поверхностях нагрева, расположенных по ходу газов.

В результате поверочного расчета определяют тепловосприятие поверхности нагрева, а также температуры и энтальпии сред на входе и выходе из нее.

В завершении поверочного расчета делается вывод о пригодности используемого топлива, при заданной конструкции котлоагрегата, для выдачи нагрузки требуемых параметров.

При расчете тепловой схемы определяются тепловые нагрузки паровой котельной, на их основе подбирается основное и вспомогательное оборудование котельной.

В рассматриваемой тепловой схеме паровой котельной предусмотрен двухступенчатый подогрев поступающей химически очищенной воды.

В I теплообменнике, установленном по ходу движения воды, подогрев воды идет за счет тепла продувочной воды, поступающей из сепаратора непрерывной продувки.

Основной подогрев химически очищенной воды идет во II теплообменнике, за счет теплоты питательной воды, поступающей из деаэратора.

Для нагрева приточного воздуха предусмотрены паровые калориферы.

Греющий пар поступает в деаэратор и калориферы после редуционной установки. Расход пара в калориферах определяется температурой окружающей среды.

## 2 Поверочный тепловой расчет парового котла ДЕ-25-39

### 2.1 Расчетные теплотехнические характеристики топлива

Топливо – природный газ.

Содержание метана  $\text{CH}_4$  – 96,4%.

Содержание этана  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 1,8 %.

Содержание пропана  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 0,6 %.

Содержание бутана  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,2 %.

Содержание пентана  $\text{C}_5\text{H}_{10}$  – 0,2%.

Содержание азота  $\text{N}_2$  – 0,7%.

$\text{CO}_2$  – 0,1 %.

Низшая теплота сгорания  $Q_{\text{н}}^{\text{r}}=34120 \text{ кДж/м}^3$ ;

$\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_5\text{H}_{10} + \text{N}_2 + \text{CO}_2 = 100\%$

$96,4 + 1,8 + 0,6 + 0,2 + 0,2 + 0,7 + 0,1 = 100\%$

Влагосодержание на  $1 \text{ м}^3$  сухого газа при  $t=10^\circ\text{C}$  принимаем

$d_{\text{r}}=10 \text{ г/м}^3$ ;

### 2.2 Расчет количества воздуха, объемов и продуктов сгорания

#### 2.2.1 Теоретическое количество сухого воздуха

Определим теоретическое количество сухого воздуха, необходимого для полного сгорания топлива, при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha=1$ .

$$V_0 = 0,0476 \cdot [0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + \Sigma(m + 0,25n)\text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2] \quad (2.1)$$

где  $m$  – число атомов углерода,

$n$  – число атомов водорода.

$$V_0 = 0,0478 \cdot [2 \cdot 96,4 + 1,8 \cdot 3,5 + 0,6 \cdot 5 + 0,2 \cdot 6,5 + 0,2 \cdot 8] = 9,758 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

## 2.2.2 Теоретические объемы продуктов сгорания

Определим теоретические объемы продуктов сгорания, при полном сгорании топлива, при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$ .

Азота

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_0 + \frac{N_2}{100} \quad (2.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,758 + \frac{0,7}{100} = 7,715 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m C_m H_n) \quad (2.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,1 + 1 \cdot 96,4 + 2 \cdot 1,8 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,2) = 1,037 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Водяных паров

$$V_{H_2O}^{01} = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \Sigma 0,5n \cdot C_m H_n + 0,12d_{z.m}) + 0,0161V_0 \quad (2.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (2 \cdot 96,4 + 3 \cdot 1,8 + 4 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,2 + 0,0124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,758 = 2,185 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

## 2.2.3 Коэффициент избытка воздуха за поверхностью по ходу движения дымовых газов.

Избыток воздуха на выходе из топки :  $\alpha = 1,05$

Коэффициент избытка воздуха за I частью котельного пучка , II частью котельного пучка, III частью котельного пучка, экономайзером

$$\alpha'' = 1,075$$

## 2.2.4 Действительный объем водяных паров по газходам котла при средних значениях коэффициента избытка воздуха.

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1) \cdot V_0 \quad (2.5)$$

Объем водяных паров в топке,

$$V_{H_2O} = 2,185 + 0,0161 \cdot (1,05 - 1) \cdot 9,758 = 2,19 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Объем водяных паров в I, II, III котельных пучках и экономайзере.

$$V_{H_2O} = 2,185 + 0,0161 \cdot (1,075 - 1) \cdot 9,758 = 2,196 \frac{M^3}{M^3}$$

### 2.2.5 Действительный суммарный объем дымовых газов в газоходах котла.

$$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (2.6)$$

### 2.2.6 Объем дымовых газов в топке котла.

$$V_2 = 1,037 + 7,715 + 2,19 + (1,05 - 1) \cdot 9,758 = 11,42 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

### 2.2.7 Объем дымовых газов в I, II, III котельных пучках и экономайзере котла.

$$V_2 = 1,037 + 7,715 + 2,196 + (1,075 - 1) \cdot 9,758 = 11,68 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

### 2.2.8 Объемные доли трехатомных газов в газоходах котла.

Определяем по формуле:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_2} \quad (2.7)$$

Объемные доли трехатомных газов в топке котла.

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_2} = \frac{1,037}{11,68} = 0,09$$

Объемные доли трехатомных газов в I, II, III котельных пучках и экономайзере котла.

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_2} = \frac{1,037}{11,42} = 0,088$$

### 2.2.9 Объемные доли водяных паров в газоходах котла.

Определяем по формуле:

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_2}$$

Объемные доли водяных паров в топке котла.

$$r_{H_2O} = \frac{2,19}{11,42} = 0,191$$

Объемные доли водяных паров в I, II, III котельных пучках и экономайзере котла

$$r_{H_2O} = \frac{2,196}{11,68} = 0,188$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов по газоходам котла.

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O} \quad (2.8)$$

Суммарная объемная доля трехатомных в топке котла.

$$r_n = 0,09 + 0,191 = 0,281$$

Суммарная объемная доля трехатомных в I, II, III котельных пучках и экономайзере котла.

$$r_n = 0,088 + 0,188 = 0,276$$

Табл. 1- Объемные характеристики продуктов сгорания  
в поверхностях нагрева котла

Обозначение величин	Размерность	$V_o = 9,758 \frac{M^3}{M^3}, V_{RO_2} = 1,037 \frac{M^3}{M^3},$ $V_{N_2}^0 = 7,715 \frac{M^3}{M^3}, V_{H_2O}^0 = 2,185 \frac{M^3}{M^3},$ $Q_n^r = 34120 \frac{KДж}{M^3}$	
		Топка	I кот пучок, II кот пучок II кот пучок III кот пучок Экономайзер
Коэффициент избытка воздуха за поверхностью нагрева- $\alpha_i$		1,05	1,075
Объем водяных паров: $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_o^H$	$M^3/M^3$	2,19	2,196
Объем дымовых газов: $V_z = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V_o$	$M^3/M^3$	11,42	11,68
Объемная доля трехатомных газов: $r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_z}$	-	0,09	0,088

Объемная доля водяных паров: $r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_2}$	-	0,191	0,188
Суммарная доля трехатомных газов и водяных паров: $r_n = r_{RO} + r_{HC}$	-	0,281	0,276

Табл.2-Удельные энтальпии 1 м<sup>3</sup> воздуха, газообразных продуктов сгорания (кДж/м<sup>3</sup>) и 1 кг (кДж/кг)

Расчетная температура дымовых газов	Удельные энтальпии (с <sub>9</sub> )				
	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	Воздух	Зола
	кДж/м <sup>3</sup>				кДж/кг
1	2	3	4	5	6
100	171,7	130,1	150,5	132,7	80,8
200	360,0	261,0	304,0	267,0	169,1
300	563	394	463	403	264
400	776	529	626	542	360
500	999	667	795	685	458
600	1231	808	969	830	560
700	1469	952	1149	979	662
800	1712	1098	1334	1129	767
900	1961	1247	1526	1283	875
1000	2213	1398	1723	1438	984

1100	2458	1551	1925	1595	1097
1200	2717	1705	2132	1754	1206
1300	2977	1853	2344	1914	1361
1400	3239	2009	2559	2076	1583
1500	3503	2166	2779	2239	1759
1600	3769	2324	3002	2403	1876
1700	4036	2484	3229	2567	2064
1800	4305	2644	3458	2732	2186
1900	4574	2804	3690	2899	2387
2000	4844	2965	3926	3066	2512
2100	5115	3127	4163	3234	—
2200	5386	3289	4402	3402	—
2300	5658	3452	4643	3571	—
2400	5930	3615	4888	3740	—
2500	6203	3778	5132	3910	—

Таблица3- Энтальпия воздуха и продуктов сгорания (I-9 таблица)

$\vartheta, ^\circ C$	$I_2^0, \frac{кДж}{кг}$	$I_8^0, \frac{кДж}{кг}$	$I = I_2^0 + (\alpha - 1) \cdot I_{x.6}^0, \frac{кДж}{кг}$	
			$\alpha_T = 1,05$	$\alpha_{кп}^I, \alpha_{кп}^{II}, \alpha_{кп}^{III}, \alpha_{эк} = 1,075$
30	-	386,42	-	-
100	1512,6	1294,89	1577,35	1609,7
200	3055,19	2605,38	3185,46	3250,59
300	4641,3	3932,47	4837,93	4936,24
400	6262,01	5288,84	6526,46	6658,68
500	7929,43	6684,23	8263,64	8430,74
600	9640,3	8099,14	10045,26	10247,74
700	11393,74	9553,08	11871,4	12110,22
800	13178,78	11016,78	13729,6	14005,04
900	15008,57	12519,5	15634,54	15947,53
1000	16867,88	14032	17569,5	17920,29
1100	18746,37	15564	19524,57	19913,67
1200	20658,07	17115,5	21513,85	21941,73
1300	22535,5	18676,8	23469,34	23936,26
1400	24483,32	20257,6	25496,2	26002,65
1500	26451,93	21848,16	27544,33	28090,54
1600	28436,91	23448,47	29609,34	30195,55
1700	30447,15	25048,78	31699,59	32325,82
1800	32463,86	26658,85	33796,8	34463,28
1900	34487,17	28288,44	35901,59	36608,8
2000	36528	29918,03	38023,9	38771,87
2100	38579,82	31557,37	40157,68	40946,62
2200	40636	33196,7	42295,84	43125,76

### 2.2.10 Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при температуре  $\vartheta, ^\circ C$ :

Энтальпии  $1м^3$  воздуха  $(c\vartheta)_8$  определяются по таб. XIV [1]

$$I_8^0 = V^0 (c\vartheta)_8 \quad (2.9)$$

Энтальпия газов при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$  и температуре

$\vartheta$ , °С:

Удельные энтальпии  $1\text{ м}^3$  углекислого газа  $(c\vartheta)_{\text{CO}_2}$ , азота  $(c\vartheta)_{\text{N}_2}$  и водяных паров  $(c\vartheta)_{\text{H}_2\text{O}}$  определяются по таб. XIV [1]

$$I_2^o = V_{\text{RO}_2} (c\vartheta)_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^o (c\vartheta)_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^o (c\vartheta)_{\text{H}_2\text{O}} \quad (2.10)$$

### 2.3 Расчет теплового баланса котла. Определение расхода топлива

Располагаемая теплота топлива  $Q_{\text{H}}^{\text{r}} = 8143,2$  ккал/м<sup>3</sup>;

температура воды на входе в котел  $t_{\text{в}} = 67$  °С;

давление в барабане котла 3,9 МПа;

температура холодного воздуха  $t_{\text{возд}} = 20$  °С;

температура насыщенного пара  $t_{\text{с}} = 248$  °С;

#### 2.3.1 Коэффициент полезного действия

Коэффициент полезного действия котла определяется из обратного баланса по формуле:

$$\eta_{\text{КД}}^{\text{рп}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \% \quad (2.11)$$

где:

$q_2$  - потеря тепла с уходящими газами;

$q_3$  - потеря тепла от химического недожога;

$q_4$  - потеря теплоты от механического недожога;

$q_5$  - потеря теплоты от наружного охлаждения котла;

$q_6$  - потеря с теплом шлака.

Потери тепла от химической и механической неполноты сгорания топлива.

Потеря тепла от химического недожога  $q_3 = 0,5\%$ , таб. XXIa[1].

Потеря теплоты от механического недожога  $q_4$ , таб. XXIa[1]

-  $q_4 = 0\%$ .

Потеря тепла от наружного охлаждения котла

для стационарных котлов принимается по рис. 5.1[1]

$$q_5 = 1,05\%.$$

Потеря тепла с уходящими газами  $q_2$  определяется по формуле

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{xв}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (2.12)$$

где  $I_{yx}$  - энтальпия уходящих газов при избытке воздуха  $\alpha_{yx}=1,075$  и температуре уходящих газов  $\vartheta_{yx} = 140^\circ\text{C}$  интерполируя по табл.3, находим:

$$I_{yx} = 540,82 \text{ ккал/кг}$$

Энтальпия воздуха на входе в воздушный тракт котла

$$I_{0,xв} = 92,22 \text{ ккал/кг при } t_{\text{окр.сред}} = 20^\circ\text{C}$$

$$q_2 = \frac{(540,82 - 1,075 \cdot 92,22)(100 - 0)}{8143,2} = 5,34\%$$

$$\eta_{ка}^{op} = 100 - (5,34 + 0,5 + 0 + 1,05 + 0) = 93,11$$

### 2.3.2 Коэффициент сохранения тепла

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{ка}^{op} + q_5} = 1 - \frac{1,05}{93,11 + 1,05} = 0,989 \quad (2.13)$$

### 2.3.3 Расчетный расход топлива определяется по формуле:

$$B = \frac{Q_{ка}}{Q_p \cdot \eta_{ка}^{op}} \cdot 100 \quad (2.14)$$

где  $Q_{ка}$  тепло, полезно используемое в котлоагрегате, кДж/кг, определяется по формуле:

$$Q_{ка} = D \cdot (i_{ПАР} - i_{ПВ}) + D_{ПРОД} \cdot (i_{ПР} - i_{ПВ}) \quad (2.15)$$

$D$  - количество выработанного насыщенного пара, кг/с,

$$D = 26,89 \text{ т/ч.}$$

Энтальпия пара  $i_{ПАР} = 648,57 \text{ ккал/кг}$  выбираем по [2] таб III стр.137 по давлению  $P_{нп} = 3,9 \text{ МПа}$  и температуре перегретого пара  $t_s = 248^\circ\text{C}$ .

Энтальпия питательной воды  $i_{ПВ} = 67 \text{ ккал/кг}$ .

$D_{IP}$  — расход воды на продувку котла, т/ч.

$$D_{IP} = 26,89 \cdot 5 / 100 = 1,3445 \text{ т/ч.}$$

Энтальпия кипящей воды в барабане, определяется при давлении в барабане

$$3,9 \text{ МПА, } i_{IP} = i'_S = 256,7 \text{ ккал/кг}$$

$$B = \frac{26,89 \cdot 10^3 (648,57 - 67) + 1,3445 \cdot 10^3 \cdot (256,7 - 67)}{\frac{8143,2 \cdot 93,11}{100}} = 2096,17 \text{ м}^3 / \text{час}$$

## 2.4 Тепловой расчет топки

При поверочном тепловом расчете топки, принимается, максимально возможная при сжигании заданного вида топлива, температура газов на выходе из топки. Определяется расчетная температура газов на выходе из топки, если она не будет отличаться от принятой ранее температуры газов больше, чем на  $\pm 100^\circ\text{C}$ , то расчет на этом заканчивается и для последующих расчетов принимается расчетная температура газов на выходе из топки.

Конструктивными характеристиками топки являются: поверхность стен топочной камеры  $F_{ст}$ , сечение топки  $f_t$ , ее объем  $V_t$ , эффективная толщина излучающего слоя  $S$ . Геометрические размеры топки, высоту расположения горелок  $h_r$ , общую высоту топки  $H_r$ , диаметр  $d$  и шаг экранных труб  $S_э$ , а также расстояние осей экранных труб от ограждающих стен принимаются по чертежам котла.

### 2.4.1 Общая поверхность стен топочной камеры

Площадь D-образного экрана:

$$F_D = l_D \cdot b_D = 5,160 \cdot 7,0 = 36,12 \text{ м}^2 ;$$

где  $l_D$ -длина D образной трубы,  $l_D = 5160$  мм;

$b_D$ -размер между осями заднего и левого экранов,  $b_D = 7000$  мм;

площадь левого экрана

Площадь газоплотной части левого экрана

$$F_{ГЛ} = l_{Л} \cdot b_{эн} = 2,19 \cdot 5,8 = 12,702 \text{ м}^2$$

где  $l_L$ -длина трубы левого экрана,  $l_L=2190$  мм;

$b_{ГП}$ -длина между осями газоплотной части экрана  $b_{ГП}=5800$  мм.

Площадь газового окна левого экрана

$$F_{ГО} = l_L \cdot b_{го} = 2,19 \cdot 1,2 = 2,63 \text{ м}^2$$

$b_{ГО}$ -длина между осями газового окна экрана  $b_{ГО}=1200$  мм.

Площадь фронтального экрана (за минусом амбразуры)

$$F_{ФЭ} = 3,4 - 0,69 = 2,71 \text{ м}^2$$

Площадь амбразуры

$$F_{AM} = 0,69 \text{ м}^2$$

Площадь заднего экрана

$$F_{ЗЭ} = 3,4 \text{ м}^2$$

Площадь барабанных участков

$$F_B = 5,48 \text{ м}^2$$

Общая площадь стенки топки, ограничивающих объем топки

$$F_{СТ} = F_D + F_{ГЛ} + F_{ГО} + F_{ФЭ} + F_{ЗЭ} + F_B = 36,12 + 12,702 + 2,63 + 2,71 + 3,4 + 5,48 = 63,04 \text{ м}^2$$

Объем топочной камеры (по паспортным данным котла)

$$V_T = 25,8 \text{ м}^3$$

Эффективная толщина излучающего слоя объема топки

$$S = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{СТ}} = 3,6 \cdot \frac{25,8}{63,04} = 1,473 \text{ м} \quad (2.17)$$

#### 2.4.2 Тепловые характеристики топки

Тепловые характеристики топки:

-коэффициент тепловой эффективности экранов,

коэффициент тепловой эффективности экранов равен произведению углового коэффициента экрана  $x$  на коэффициент  $\zeta$ , учитывающий тепловое сопротивление загрязнения или закрытие изоляцией:

$$\psi = x \cdot \zeta$$

Значение  $x$  определяется по номограмме 1 [1]. Для ошипованных и плавниковых экранов,  $x=1$ ;

Коэффициент  $\zeta$  определяется по таблице 6.3 [1] для открытых гладкотрубных и плавниковых экранов  $\zeta=0,65$

Так как стены топки закрыты экранами с разными значениями коэффициента тепловой эффективности  $\psi$ , среднее значение коэффициента тепловой эффективности определяем по формуле:

$$\psi_{cp} = \frac{\sum \psi_i \cdot F_{CTi}}{F_{CT}}, \quad (2.18)$$

где  $\psi_i$  – коэффициент тепловой эффективности отдельной поверхности топки площадью  $F_{CT}$ ;

$$\psi_{cp} = \frac{36,12 \cdot 0,65 + 12,702 \cdot 0,65 + 2,63 \cdot 0,58 \cdot 0,65 + 2,71 \cdot 0,65 + 3,4 \cdot 0,65 + 5,48 \cdot 0,65}{63,04} = 0,64$$

Параметр  $M$ , учитывает влияние на интенсивность теплообмена относительного уровня расположения горелок, степень забалластиванности топочных газов и другие факторы, определяется по нормам п.6.13,6.14 [1].

$M=0,485$ .

Адиабатическая температура горения

Адиабатическая температура горения  $\vartheta_a$  ( $T_a$ ) – это такая температура газов, которая была бы в топке, если бы в ней отсутствовал теплообмен, и все выделяющееся тепло затрачивалось на нагрев дымовых газов.

Адиабатическая температура горения  $\vartheta_a$  °С определяется по полезному тепловыделению в топке  $Q_T$ .

Полезное тепловыделение в топке определяем по формуле:

$$Q_T = Q_p \cdot \frac{100 - (q_3 + q_4 + q_6)}{100 - q_4} + Q_\phi + Q_B + \sum r \cdot I_{omb} \quad (2.19)$$

Тепло, вносимое в топку паровым дутьем  $Q_\phi = 0$  ккал/кг

т.к. рециркуляции – нет, то  $\sum r \cdot I_{omb} = 0$  ккал/кг

Табл. 4-Тепловой расчет топки

Объем топочной камеры	$V_T$	По конструктивным характеристикам	$m^3$	25,8
Полная поверхность стен топки	$F_{cm}$	То же	$m^2$	63,04
Коэффициент тепловой эффективности экранов	$\psi_{cp}$	$\psi_{cp} = \frac{\sum \psi_i \cdot F_{CTi}}{F_{CT}}$ $\frac{40,26}{63,04} = 0,64$	-	0.64
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$3,6 \frac{V_T}{F_{cm}}$ $3,6 \frac{25,8}{63,04} = 1,473$	$m$	1,473
Объемная доля водяных паров	$r_{H_2O}$	По табл. 1	-	0,189
Объемная доля атомных газов	$r_n$	По табл. 1	-	0.27
Давление в топочной камере	p		$кгс / см^2$	1,0
Суммарная поглощательная способность атомных газов	$p_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$ $1 \cdot 0,27 \cdot 1,473 = 0,4$ <p>[1], п.6.6</p>	$\frac{m \cdot кгс}{см^2}$	0,4
Температура газов на выходе из топки	$\vartheta_T''$	Принимается с последующим уточнением	$^{\circ}C$	1200
Теплосодержание газов на выходе из топки	$I_T''$	По 1-9 табл.3	$\frac{ккал}{кг}$	5134

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$\kappa_r$	По номограмме III [1]	$\frac{I}{m \cdot \frac{K_{2C}}{CM^2}}$	0,75
Эффективная степень черноты факела	$a_\phi$	$ma_{cv} + (1-m)a_2$ $0,38 \cdot 0,418 + (1-0,38) \cdot 0,261 = 0,32$	-	0,32
Коэффициент усреднения	m	табл.	-	0,38
Степень черноты светящейся части факела	$a_{cv}$	$1 - e^{-(k_2 r_n + k_c) ps}$ $1 - e^{-(0,75 \cdot 0,27 + 0,159) \cdot 1 \cdot 1,495} = 0,418$	-	0,418
Степень черноты несветящихся трехатомных газов	$a_2$	$1 - e^{-k_2 r_n ps}$ $1 - e^{-0,75 \cdot 0,27 \cdot 1 \cdot 1,495} = 0,261$	-	0,261
Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами	$k_c$	$0,03(2 - \alpha_T)(1,6 \frac{T''}{1000} - 0,5) \frac{C^P}{H^P} =$ $0,03(2 - 1,05)(1,6 \frac{1473}{1000} - 0,5) 3,01 = 0,159$	$\frac{I}{m \cdot \frac{K_{2C}}{CM^2}}$	0,159
$\frac{C^P}{H^P}$		$0,12 \sum \frac{m}{n} C_m H_n$		3,01
Степень черноты камерных и слоевых топок	$a_m$	$\frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \psi_{cp}}$ $\frac{0,32}{0,32 + (1 - 0,32) \cdot 0,6} = 0,44$	-	0,44

Коэффициент избытка воздуха в топке	$\alpha_T$	По табл.1	-	1,05
Температура холодного воздуха	$t_{х.в.}$	Задано	$^{\circ}\text{C}$	20
Теплосодержание холодного воздуха	$I^0_{х.в.}$	По 1-9 табл.2	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	92,2
Тепло, вносимое воздухом в топку	$Q_в$	$\alpha_T \cdot I^0_{х.в.}$ $1,05 \cdot 92,22 = 96,83$	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	96,8
Расчетный коэффициент	M	0,485	-	0,485
Тепловыделение в топке на 1 кг топлива	$Q_T$	$\frac{Q_p(100 - q_3 - q_4 - q_6)}{100 - q_4} + Q_в$ $8143,2 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 96,83 = 8199,31$	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	8199
Адиабатная температура горения	$g_a$	По 1-9 табл.3	$^{\circ}\text{C}$	1826
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания на 1 м <sup>3</sup> газа	$V_{с.ср}$	$\frac{Q_T - I''_T}{g_a - g''_T}$ $\frac{8199,31 - 5153,78}{1822,7 - 1200} = 4,89$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}}$	4,89
Температура газов на выходе из топки	$g''_m$	$\frac{T_a}{M \left( \frac{4,9 \cdot \psi_{ср} \cdot F_{сг} \cdot a_m \cdot}{10^8 \cdot \varphi \cdot B_p \cdot} \right) - 273}$ $\frac{\cdot T_a^3}{\cdot V_{с.ср}})^{0,6} + 1$	$^{\circ}\text{C}$	1224

		$\frac{2099,53}{0,485 \left( \frac{4,9 \cdot 0,64 \cdot 63,04 \cdot 0,44 \cdot 10^8 \cdot 0,989 \cdot 2096,17 \cdot \left( \frac{2099,53^3}{4,89} \right)^{0,6} + 1}{-273} \right)}$		
Теплосодержание газов на выходе из топки	$I_m''$	По I-9 табл.3	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	5244
Тепло, переданное излучением в топке	$Q_l$	$\varphi \cdot (Q_T - I_T'')$ $0,989 \cdot (8199,31 - 5244,61) = 2922,19$	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	2922
Видимое теплонапряжение топчного объема	$q_v$	$\frac{B_p \cdot Q_p^p}{V_T}$ $\frac{2096,17 \cdot 8143,2}{25,8} = 661609,7$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3}$	661609

## 2.5 Поверочный расчет I котельного пучка

### 2.5.1 Расчет поверхности нагрева в I котельном пучке

Расчетная поверхность нагрева I котельного пучка:

$$H_p = \pi \cdot d \cdot l \cdot n \quad (2.20)$$

где d-диаметр труб, d=51мм;

l-длина труб, расположенных в газоходе;

n-общее число труб, расположенных в газоходе

$$H_p = \pi \cdot d \cdot l \cdot n = 3,14 \cdot 0,051 \cdot (5 \cdot (1,888 + 1,837 + 1,82 + 1,837 + 1,888 + 1,97 + 2,086) + 5 \cdot (1,925 + 1,858 + 1,825 + 1,825 + 1,858 + 1,925 + 2,024 + 2,156)) + 0,9 \cdot 2,393 + 1,233 = 26,38 \text{ м}^2$$

Площадь живого сечения для прохода продуктов сгорания

$$F_{\Gamma} = F_{\text{общ}} - z_1 \cdot l \cdot d \quad (2.21)$$

где  $F_{\text{общ}}$ -общая площадь сечения газохода,  $F_{\text{общ}}=1,83 \text{ м}^2$ ;

$z_1$ -число труб в пучке,  $z_1=7$ ;

$$F_{\Gamma} = F_{\text{общ}} - z_1 \cdot l \cdot d = 1,83 - (2,086 + 1,97 + 1,888 + 1,837 + 1,82 + 1,837 + 1,188) \cdot 0,051 = 1,15 \text{ м}^2$$

Табл.5-поверочный расчет I котельного пучка

Котельный пучок-I				
Расчетная поверхность нагрева	$H_p$	По конструктивным характеристикам	$\text{м}^2$	26,38
Диаметр труб	$d$	То же	$\text{мм}$	51x2,5
Расположение труб	-	-//-	-	шахматн.
Относительный шаг поперечный	$\sigma_1$	$\frac{S_1}{d}$	-	2,156

Относительный шаг продольный	$\sigma_2$	$\frac{S_2}{d}$	-	1,765
Число рядов труб по ходу газов	$z_2$	-//-	-	10
Живое сечение для прохода газов на входе	$F_2$	-//-	$m^2$	1,15
Шаги труб:	$S_1$	-//-	$mm$	110
	$S_2$	-//-	$mm$	90
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$0,9 \cdot d \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d^2} - 1 \right)$ $0,9 \cdot 0,051 \cdot \left( \frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,11 \cdot 0,09}{0,051^2} - 1 \right)$ $= 0,176$	$m$	0,176
Температура газов перед котельным пучком	$g'$	Из расчета топки	$^{\circ}C$	1224
Температура газов за котельным пучком	$g''$	Принята с последующим уточнением	$^{\circ}C$	982
Теплосодержание газов перед котельным пучком	$I'$	Из расчета топки	$\frac{kcal}{kg}$	5244,6
Теплосодержание газов за котельным пучком	$I''$	По I-9 табл.3	$\frac{kcal}{kg}$	4192,2
Тепловосприятие пучка (по балансу)	$Q_b$	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha_{к.п.} \cdot I_{х.в.}^0)$ $0,989 \cdot (5260,47 - 4201,96 + 0,92)$ $= 1040,3$	$\frac{kcal}{kg}$	1040,7
Температура дымовых газов средняя	$g_{ср}$	$\frac{g' + g''}{2}$ $\frac{1223 + 980}{2} = 1101,5$	$^{\circ}C$	1103
Давление пароводяной смеси в барабане	$p_b$	Задано по условиям расчета	$\frac{kgc}{cm^2}$	39

Температура насыщения при этом давлении	$t_s$	По табл. свойств пара	$^{\circ}\text{C}$	248
Температурный напор	$\Delta t$	$\Delta t = \vartheta_{cp} - t_s$ $1103 - 248 = 855$	$^{\circ}\text{C}$	855
Скорость дымовых газов в поперечном потоке	$w_2$	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{F_2 \cdot 273}$ $\frac{2101,5 \cdot 11,42 \cdot (1103 + 273)}{1,15 \cdot 273}$ $= 29,62$	$\frac{\text{м}}{\text{сек}}$	29,62
Коэффициент теплоотдачи конвекцией в поперечном потоке	$\alpha_k$	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$ $98 \cdot 0,98 \cdot 0,94 \cdot 1,025$ $= 92,53$ По номопр. 13[1]	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	92,53
Объемная доля водяных паров	$r_{H_2O}$	По табл. 1	-	0,179
Суммарная поглощательная способность $3^x$ атомных газов	$p_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$ $1 \cdot 0,2642 \cdot 0,176 = 0,046$	$\frac{\text{м} \cdot \text{кгс}}{\text{см}^2}$	0,046
Объемная доля $3^x$ атомных газов	$r_n$	По табл. 1		0,264
Величина	$k_T$	По номограмме 3[1]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}}$	2,45
Суммарная оптическая толщина среды	$kps$	$k_2 \cdot p \cdot r_n \cdot s$ $2,45 \cdot 1 \cdot 0,2642 \cdot 0,176$ $= 0,114$	-	0,114
Степень черноты	$a$	$1 - e^{-kps}$	-	0,108

		$1 - e^{-0,114} = 0,108$		
Температура загрязненной стенки труб	$t_3$	$t_s + 25$ $248 + 25 = 273$	$^{\circ}\text{C}$	273
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	По номограмме 2, 19 [1]	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	19,98
Коэффициент использования	$\xi$	П. 7-07	-	1,0
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$ $1 \cdot (92,53 + 19,98) = 112,51$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	112,51
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	По табл. 7-1[1]	-	0,85
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\psi \cdot \alpha_1$ $0,85 \cdot 112,51 = 95,63$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	95,63
Тепловосприятие пучка по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{k \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t \cdot H_p}{B_p}$ $\frac{k \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t \cdot H_p}{B_p}$ $\frac{95,63 \cdot 10^{-3} \cdot 855 \cdot 26,35}{2096,17} = 1029$	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	1029
Отношение расчетных величин теповосприятий	-	$\frac{Q_o - Q_m}{Q_o} \cdot 100$ $\frac{1040,7 - 1029}{1040,7} \cdot 100 = 1,12$	%	1,12

## 2.6 Поверочный расчет II котельного пучка

### 2.6.1 Расчет поверхности нагрева, расположенной во II котельном пучке

Расчетная поверхность нагрева I котельного пучка:

$$H_p = \pi \cdot d \cdot l \cdot n$$

Где d-диаметр труб, d=51мм;

l-длина труб, расположенных в газоходе;

n-общее число труб, расположенных в газоходе

$$H_p = \pi \cdot d \cdot l \cdot n = 3,14 \cdot 0,051 \cdot (25 \cdot (1,888 + 1,837 + 1,82 + 1,837 + 1,888 + 1,97 + 2,086) + 25 \cdot (1,925 + 1,858 + 1,825 + 1,825 + 1,858 + 1,925 + 2,024 + 2,156)) + 4,305 \cdot 2,19 + 4,6 \cdot 2,339 = 135,2 \text{ м}^2$$

Площадь живого сечения для прохода продуктов сгорания

$$F_{\Gamma} = F_{\text{общ}} - z_1 \cdot l \cdot d$$

где  $F_{\text{общ}}$ -общая площадь сечения газохода,  $F_{\text{общ}}=1,83 \text{ м}^2$ ;

$z_1$ -число труб в пучке,  $z_1=7$ ;

$$F_{\Gamma} = F_{\text{общ}} - z_1 \cdot l \cdot d = 1,83 - (2,086 + 1,97 + 1,888 + 1,837 + 1,82 + 1,837 + 1,188) \cdot 0,051 = 1,15 \text{ м}^2$$

Табл.6- Поверочный расчет II котельного пучка

Котельный пучок-II				
Расчетная поверхность нагрева	$H_p$	По конструктивным характеристикам	$\text{м}^2$	135,2
Диаметр труб	$d$	То же	$\text{мм}$	51x2,5
Расположение труб	-	-//-	-	шахмат.
Относительный шаг поперечный	$\sigma_1$	-//-	-	2,156
Относительный шаг продольный	$\sigma_2$	-//-	-	1,765

Число рядов труб по ходу газов	$z_2$	-//-	-	50
Живое сечение для прохода газов	$F_2$	-//-	$M^2$	1,15
Шаги труб:	$S_1$	-//-	мм	110
	$S_2$	-//-	мм	90
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$0,9 \cdot d \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d^2} - 1 \right)$ $0,9 \cdot 0,051 \cdot \left( \frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,11 \cdot 0,09}{0,051^2} - 1 \right)$ $= 0,176$	м	0,176
Температура газов перед котельным пучком	$\mathcal{G}'$	Из расчета I котельного пучка	$^{\circ}C$	982
Температура газов за котельным пучком	$\mathcal{G}''$	Принята с последующим уточнением	$^{\circ}C$	447
Теплосодержание газов перед котельным пучком	$I'$	Из расчета I котельного пучка	$\frac{ккал}{кг}$	4192,17
Теплосодержание газов за котельным пучком	$I''$	По I-9 табл. 3	$\frac{ккал}{кг}$	1787,95
Тепловосприятие пучка (по балансу)	$Q_{\bar{o}}$	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha_{к.л} \cdot I_{х.в.}^0)$ $0,989 \cdot (4201,96 - 1807,17 + 0,92)$ $= 2377,41$	$\frac{ккал}{кг}$	2377,41
Температура дымовых газов средняя	$\mathcal{G}_{ср}$	$\frac{\mathcal{G}' + \mathcal{G}''}{2}$ $\frac{982 + 447}{2} = 714,5$	$^{\circ}C$	714,5
Давление пароводяной смеси	$p_{\bar{o}}$	Задано по условиям расчета	$\frac{кгс}{см^2}$	39
Температура насыщения при этом давлении	$t_s$	По табл. свойств пара	$^{\circ}C$	248

Температурный напор	$\Delta t$	$\Delta t = \frac{(\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}})}{2,31g \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}}$ $\Delta t = \frac{(734 - 199)}{2,31g \frac{734}{199}} = 410,4$	$^{\circ}\text{C}$	410,4
	$\Delta t_{\delta}$	$g' - t_s$ $980 - 248 = 732$	$^{\circ}\text{C}$	734
	$\Delta t_{\text{м}}$	$g'' - t_s$ $447 - 248 = 199$	$^{\circ}\text{C}$	199
Скорость дымовых газов в поперечном потоке	$w_2$	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (g_{\text{зсп}} + 273)}{F_2 \cdot 273}$ $\frac{2096,17 \cdot 11,42 \cdot (714,5 + 273)}{1,15 \cdot 273}$ $= 22,49$	$\frac{\text{м}}{\text{сек}}$	22,49
Коэффициент теплоотдачи конвекцией в поперечном потоке	$\alpha_k$	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$ $98 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,025$ $= 93$ <p>По номопр. 12 [1]</p>	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	93
Объемная доля водяных паров	$r_{\text{H}_2\text{O}}$	По табл. 1	-	0,1798
Суммарная поглощательная способность $3^x$ атомных газов	$p_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$ $1 \cdot 0,2642 \cdot 0,176 = 0,046$	$\frac{\text{м} \cdot \text{кгс}}{\text{см}^2}$	
Объемная доля $3^x$ атомных газов	$r_n$	По табл. 1	-	0,2642
Величина	$k_2$	По номограмме 3[1]		3,0

Суммарная оптическая толщина среды	$kps$	$k_2 \cdot p \cdot r_n \cdot s$ $3,0 \cdot 1 \cdot 0,2642 \cdot 0,176$ $= 0,139$	-	0,139
Степень черноты	$a$	$1 - e^{-kps}$ $1 - 2,718^{-0,139} = 0,13$		0,13
Температура загрязненной стенки труб	$t_3$	$t_s + 25$ $248 + 25 = 273$	$^{\circ}C$	273
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	По номограмме 2, 19[1]	$\frac{ккал}{м^2 \cdot ч \cdot ^{\circ}C}$	10,79
Коэффициент использования	$\xi$	П. 7-07	-	1,0
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$ $1 \cdot (93 + 10,79) = 103,79$	$\frac{ккал}{м^2 \cdot ч \cdot ^{\circ}C}$	103,79
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	По табл. 7-1[1]	-	0,85
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\psi \cdot \alpha_1$ $0,85 \cdot 103,79 = 88,22$	$\frac{ккал}{м^2 \cdot ч \cdot ^{\circ}C}$	88,22
Тепловосприятие пучка по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{k \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t \cdot H}{B_p}$ $\frac{88,22 \cdot 10^{-3} \cdot 410,4 \cdot 135,2}{2096,17} = 2335$	$\frac{ккал}{кг}$	2335
Отношение расчетных величин тепловосприятий	-	$\frac{Q_o - Q_m}{Q_o} \cdot 100$ $\frac{2377,41 - 2335}{2377,41} \cdot 100 = 1,78$	%	1,78

## 2.7 Поверочный расчет III котельного пучка

### 2.7.1 Расчет поверхности нагрева в III котельном пучке.

Расчетная поверхность нагрева III котельного пучка:

$$H_p = \pi \cdot d \cdot l \cdot n$$

где d-диаметр труб, d=51мм;

l-длина труб, расположенных в газоходе;

n-общее число труб, расположенных в газоходе

$$H_p = \pi \cdot d \cdot l \cdot n = 3,14 \cdot 0,051 \cdot (6 \cdot (1,888 + 1,837 + 1,82 + 1,837 + 1,888 + 1,97 + 2,086) + 7 \cdot (1,925 + 1,858 + 1,825 + 1,825 + 1,858 + 1,925 + 2,024 + 2,156)) + 1,233 + 0,8 \cdot 2,339 + 1,47 \cdot 2,19 = 36 \text{ м}^2$$

Площадь живого сечения для прохода продуктов сгорания

$$F_r = F_{\text{общ}} - z_1 \cdot l \cdot d$$

где  $F_{\text{общ}}$ -общая площадь сечения газохода,  $F_{\text{общ}}=1,83 \text{ м}^2$ ;

$z_1$ -число труб в пучке,  $z_1=7$ ;

$$F_r = F_{\text{общ}} - z_1 \cdot l \cdot d = 1,83 - (2,086 + 1,97 + 1,888 + 1,837 + 1,82 + 1,837 + 1,188) \cdot 0,051 = 1,15 \text{ м}^2$$

Табл.7- Поверочный расчет III котельного пучка

Котельный пучок-III				
Расчетная поверхность нагрева	$H_p$	По конструктивным характеристикам	$\text{м}^2$	36
Диаметр труб	$d$	То же	мм	51x2,5
Расположение труб	-	-//-	-	шахматное
Относительный шаг поперечный	$\sigma_1$	$\frac{S_1}{d}$	-	2,156
Относительный шаг продольный	$\sigma_2$	$\frac{S_2}{d}$	-	1,765
Число рядов труб по ходу газов	$z_2$	-//-	-	13
Живое сечение для прохода газов на входе	$F_2$	-//-	$\text{м}^2$	1,15
Шаги труб:	$S_1$	-//-	мм	110
	$S_2$	-//-	мм	90

Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$0,9 \cdot d \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d^2} - 1 \right)$ $0,9 \cdot 0,051 \cdot \left( \frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,11 \cdot 0,09}{0,051^2} - 1 \right)$ $= 0,176$	$m$	0,176
Температура газов перед котельным пучком	$g'$	Из расчета II кот. пучка	$^{\circ}C$	447
Температура газов за котельным пучком	$g''$	Принята с последующим уточнением	$^{\circ}C$	391
Теплосодержание газов перед котельным пучком	$I'$	Из расчета II кот. пучка	$\frac{kcal}{kg}$	1787,9
Теплосодержание газов за котельным пучком	$I''$	По I-9 табл.3	$\frac{kcal}{kg}$	1552,2
Тепловосприятие пучка (по балансу)	$Q_b$	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha_{к.н} \cdot I_{х.в.}^0)$ $0,989 \cdot (1787,95 - 1552,18 + 0,92)$ $= 233,14$	$\frac{kcal}{kg}$	233,14
Температура дымовых газов средняя	$g_{ср}$	$\frac{g' + g''}{2}$ $\frac{447 + 391}{2} = 419$	$^{\circ}C$	419
Давление пароводяной смеси в барабане	$p_b$	Задано по условиям расчета	$\frac{kgc}{cm^2}$	39
Температура насыщения при этом давлении	$t_s$	По табл. свойств пара	$^{\circ}C$	248
Температурный напор	$\Delta t$	$\Delta t = g_{ср} - t_s$ $419 - 248 = 171$	$^{\circ}C$	171
Скорость дымовых газов в поперечном потоке	$w_2$	$\frac{B_p \cdot V_2 \cdot (g_{ср} + 273)}{F_2 \cdot 273 \cdot 3600} =$ $\frac{2096,17 \cdot 11,42 \cdot (419 + 273)}{1,15 \cdot 273}$ $= 15,76$	$\frac{m}{сек}$	15,7
Коэффициент теплоотдачи конвекцией в поперечном потоке	$\alpha_k$	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi$ $90 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 1,02$ $= 86,29$ По номогра. 13[1]	$\frac{kcal}{m^2 \cdot ч \cdot ^{\circ}C}$	86,3
Объемная доля водяных паров	$r_{H_2O}$	По табл. 1	-	0,179
Суммарная поглощательная способность $3^x$ атомных газов	$p_n S$	$p \cdot r_n \cdot S$ $1 \cdot 0,2642 \cdot 0,176 = 0,046$	$\frac{m \cdot kgc}{cm^2}$	0,046

Объемная доля $Z^x$ атомных газов	$r_n$	По табл. 1		0,264
Величина	$k_{\Gamma}$	По номограмме 3[1]	$\frac{1}{M \cdot \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}}$	3,4
Суммарная оптическая толщина среды	$kps$	$k_z \cdot p \cdot r_n \cdot s$ $3,4 \cdot 1 \cdot 0,2642 \cdot 0,176$ $= 0,1564$	-	0,1564
Степень черноты	$a$	$1 - e^{-kps}$ $1 - e^{-0,1564} = 0,145$	-	0,145
Температура загрязненной стенки труб	$t_3$	$t_s + 25$ $248 + 25 = 273$	$^{\circ}\text{C}$	273
Коэффициент теплоотдачи излучением	$a_l$	По номограмме 2, 19 [1]	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	6,64
Коэффициент использования	$\xi$	П. 7-07	-	1,0
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$ $1 \cdot (86,29 + 6,64) = 92,93$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	92,93
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	По табл. 7-1[1]	-	0,85
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\psi \cdot \alpha_1$ $0,85 \cdot 92,93 = 78,99$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	78,99
Тепловосприятие пучка по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{k \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t \cdot H_p}{B_p}$ $\frac{78,99 \cdot 10^{-3} \cdot 171 \cdot 36}{2096,17} = 232,32$	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	232,32
Отношение расчетных величин тепловосприятий	-	$\frac{Q_{\delta} - Q_m}{Q_{\delta}} \cdot 100$ $\frac{233,14 - 232,32}{233,14} \cdot 100 = 0,35$	%	0,35

## 2.8 Поверочный расчет экономайзера

Табл. 8 Поверочный расчет экономайзера.

Экономайзер (БВЭС-V-I)				
Расчетная поверхность нагрева	$H_p$	По конструктивным характеристикам	$м^2$	239
Диаметр труб	$d$	То же	$мм$	28x3
Расположение труб	-	-//-	-	коридорное
Число рядов труб по ходу газов	$z_2$	-//-	-	21
Живое сечение для прохода газов	$F_2$	-//-	$м^2$	1,71
Живое сечение для прохода воды	$F_в$	-//-	$м^2$	0,0159
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$0,9 \cdot d \cdot \left( \frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d^2} - 1 \right)$ $0,9 \cdot 0,028 \cdot \left( \frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,07 \cdot 0,05}{0,028^2} - 1 \right)$ $= 0,118$	$м$	0,118
Температура газов на выходе из экономайзера	$g''$	Принята по температуре уходящих газов	$^{\circ}C$	143
Температура газов на входе в экономайзер	$g'$	Из расчета III кот. пучка	$^{\circ}C$	391
Средняя температура дымовых газов	$g_{cp}$	$\frac{g' + g''}{2}$ $\frac{391 + 143}{2} = 267$	$^{\circ}C$	267
Теплосодержание газов на выходе из экономайзера	$I_2''$	По температуре уходящих газов из расчета теплового баланса	$\frac{ккал}{кг}$	552,57
Теплосодержание газов на входе в экономайзер	$I_2'$	из расчета III котельного пучка	$\frac{ккал}{кг}$	1552,18
Средняя скорость дымовых газов	$\omega_2$	$\frac{V_2'' \cdot B_p (g_{cp} + 273)}{F_2 \cdot 273}$ $\frac{2096,17 \cdot 11,42 \cdot (267 + 273)}{1,71 \cdot 273 \cdot 3600}$ $= 7,7$	$\frac{м}{сек}$	7,7

Количество теплоты, отдаваемое продуктами сгорания	$Q_{\sigma}$	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha_{к.л} \cdot I_{х.в.}^0)$ $0,989 \cdot (1552,57 - 552,57 + 0,92)$ $= 988,46$	$\frac{ккал}{кг}$	988,46
Температура воды на входе в экономайзер	$t'_g$	Принимаем равной температуре питательной воды	$^{\circ}C$	67
Температура воды на выходе из экономайзера	$t''_g$	Рассчитывается по энтальпии воды	$^{\circ}C$	138,5
Энтальпия воды на входе в экономайзер	$i'_g$	Табл. III, [2]	$\frac{ккал}{кг}$	67
Расход воды в экономайзере	$D_{эк}$	$D + D_{np}$	$\frac{т}{ч}$	28,2
Энтальпия воды на выходе из экономайзера	$i''_g$	$i''_g = \frac{B_P \cdot Q_{\sigma}}{D + D_{ПП}} + i'_g$ $\frac{2101,5 \cdot 976,64}{28,2} + 67$ $= 139,7$	$\frac{ккал}{кг}$	139,7
Коэффициент теплоотдачи конвекцией в поперечном потоке	$\alpha_k$	$\alpha_n \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}$ $60 \cdot 1 \cdot 0,98 \cdot 1,12$ $= 65,85$ По номогр. 13[1]	$\frac{ккал}{м^2 \cdot ч \cdot ^{\circ}C}$	65,85
Объемная доля водяных паров	$r_{H_2O}$	По табл. 1	-	0,1798
Суммарная поглощательная способность 3х атомных газов	$p_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$ $1 \cdot 0,2642 \cdot 0,176 = 0,046$	$\frac{м \cdot кгс}{см^2}$	
Объемная доля 3х атомных газов	$r_n$	По табл. 1		0,2642
Величина	$k_2$	По номограмме 3[1]	$\frac{1}{м \cdot \frac{кгс}{см^2}}$	4,8
Суммарная оптическая толщина среды	$kps$	$k_2 \cdot p \cdot r_n \cdot s$ $4,8 \cdot 1 \cdot 0,2642 \cdot 0,118$ $= 0,149$	-	0,149
Степень черноты	$a$	$1 - e^{-kps}$ $1 - e^{-0,149} = 0,1385$		0,1385

Температура загрязненной стенки труб	$t_3$	$t + 25$ $101 + 25 = 126$	$^{\circ}\text{C}$	126
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	По номограмме 2, 19[1]	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	2,64
Коэффициент использования	$\xi$	П. 7-07	-	1,0
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$ $1 \cdot (65,85 + 2,64) = 68,49$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	68,49
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	По табл. 7-1[1]	-	0,85
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\psi \cdot \alpha_1$ $0,85 \cdot 68,49 = 58,21$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	58,21
Температурный напор на входе в экономайзер	$\Delta t_{\delta}$	$g' - t_g''$ $391 - 138,5 = 252,5$	$^{\circ}\text{C}$	252,5
Температурный напор на выходе из экономайзера	$\Delta t_m$	$g'' - t_g'$ $143 - 67 = 76$	$^{\circ}\text{C}$	76
Температурный напор в экономайзере при противотоке	$\Delta t$	$\Delta t = \frac{(\Delta t_{\delta} - \Delta t_m)}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}}$ $\Delta t = \frac{(252,5 - 76)}{\ln \frac{252,5}{76}} = 146,8$	$^{\circ}\text{C}$	146,8
Тепловосприятие пучка по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{k \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t \cdot H_p}{B_p}$ $\frac{58,21 \cdot 10^{-3} \cdot 146,8 \cdot 239}{2096,17} = 974$	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	974
Отношение расчетных величин тепловосприятий	-	$\frac{Q_{\delta} - Q_m}{Q_{\delta}} \cdot 100$ $\frac{988,46 - 974}{988,46} \cdot 100 = 1,5$	%	1,5

## 2.9 Расчетная невязка теплового баланса котельного агрегата

$$\Delta Q = Q_p^p \cdot \eta_{КА} - (Q_L + Q_{КПШ} + Q_{КПШ} + Q_{КПШ} + Q_{КПШ} + Q_{ЭКВ}) \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (2.22)$$

$$Q_p^p = 8143,2 \text{ ккал/м}^3,$$

$$q_4 = 0 \%,$$

$$Q_L = 2906,5 \text{ ккал/кг},$$

$$Q_{КПШ} = 1040,3 \text{ ккал/кг},$$

$$Q_{КПШ} = 2368 \text{ кДж/кг},$$

$$Q_{КПШ} = 237,2 \text{ ккал/кг},$$

$$Q_{ЭКВ} = 981,04 \text{ кДж/кг},$$

$$\eta_{КА} = 93,11 \%$$

$$\Delta Q = 8143,2 \cdot 0,931 - (2906,5 + 1040,3 + 2368 + 237,2 + 981) = 39 \text{ ккал/кг},$$

Относительная невязка:

$$\delta Q = \frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{39}{8143,2} \cdot 100 = 0,48 \%$$

### Заключение

В результате проведения поверочного теплового расчета котла ДЕ-25-39 определены температуры и тепловосприятие рабочего тела и газовой среды в поверхностях нагрева котла.

При использовании в качестве топлива природного газа газопровода Саратов-Москва котел выдает заданные параметры производительности (26,89 т/час), температуры (248° С) и давления (3,9 МПа) теплоносителя (насыщенный пар). Реконструкции и изменений котла не требуются.

### 3 Расчет тепловой схемы котельной

Основной целью расчета тепловой схемы котельной является определение общих тепловых нагрузок и распределение их между оборудованием котельной для обоснования выбора основного оборудования.

#### 3.1 Расчет сепаратора непрерывной продувки

В барабанных котлах чистота получаемого пара определяется качеством котловой воды. Для поддержания в котловой воде допустимой концентрации примесей, необходимо непрерывно удалять часть котловой воды. Этот процесс называется непрерывной продувкой. Для использования теплоты непрерывной продувки паровых котлов устанавливаются расширители непрерывной продувки. В корпусе расширителя снижается давление котловой воды с 3,9 МПа до 0,12 – 0,15 МПа и происходит частичное испарение продувочной воды. Отсепарированный пар направляется в деаэратор.

Тепло продувочной воды используют для подогрева химически очищенной воды, поступающей в I теплообменник ( рис.1 ).

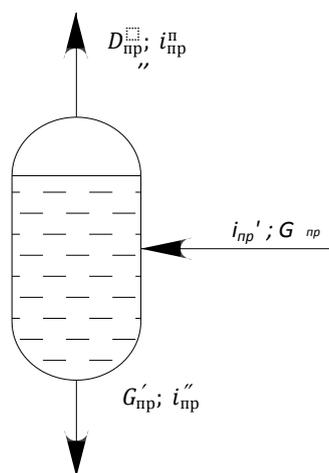


Рис. 1- Схема использования теплоты непрерывной продувки

Количество вторичного пара, образующегося из продувочной воды, определяется из уравнения теплового баланса расширителя

Количество воды, поступающей от непрерывной продувки

$$G_{np} = \frac{P_{np}}{100} \cdot D = \frac{5}{100} \cdot 26,89 = 1,344 \text{ т/ч} \quad (3.1)$$

D-паропроизводительность котла, D=26,89 т/час .

$p_{np}=5\%$  принятый процент продувки котлов, определяемый от качества исходной воды и способа химводоподготовки.

Количество пара на выходе из расширителя непрерывной продувки

$$D_{np} = \frac{G_{np} \cdot (i'_{np} - i''_{np})}{x \cdot (i''_{np} - i''_{np})} = \frac{1,344 \cdot (256,7 - 104,4)}{0,98 \cdot (640,7 - 104,4)} = 0,389 \text{ т/ч} \quad (3.2)$$

где  $x$ -степень сухости пара на выходе из расширителя,  $x=0,98$ ;

для  $i''_{np} = 640,7$  ккал/кг энтальпия пара на выходе из расширителя, при

$p=1,2$  кгс/см<sup>2</sup>

$i'_{np}$ -энтальпия продувочной воды на входе в расширитель,

при  $P_6=3,9$  МПа

$i'_{np}=256,7$  ккал/кг. [2]

$i''_{np}$ -энтальпия концентрата продувочной воды на выходе из расширителя, при

$P=1,2$  кгс/см<sup>2</sup>

$i''_{np}=104,4$  ккал/кг

Количество воды на выходе из расширителя

$$G'_{np} = G_{np} - D_{np} = 1,344 - 0,389 = 0,955 \text{ т/ч} \quad (3.3)$$

### 3.2 Расчет I теплообменника химически очищенной воды

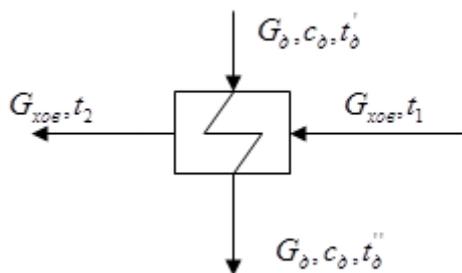


Рис.2 Схема тепловых потоков в I теплообменнике

В теплообменнике химически очищенная вода нагревается за счет теплоты воды, поступающей из расширителя непрерывной продувки.

Определяем тепловую нагрузку водо-водяного теплообменника ,

$Q$ , МВт;

Уравнение теплового баланса:

$$Q = G_p \cdot c \cdot (t_1 - t'_1) \cdot \eta_{\text{п}} = G_{\text{ХОВ}} \cdot c \cdot (t_2 - t'_2) \quad (3.4)$$

где  $G_p$ -количество воды, поступающее из расширителя в теплообменник для нагрева химически очищенной воды,

$G_p=0,955$  т/ч= $0,265$  кг/с;

$t_1$ -температура воды, поступающей из расширителя,  $t_1=104,25$  °С;

$\eta_{\text{п}}$ -потери в окружающую среду, принимаем  $\eta_{\text{п}}=0,98$ ;

$G_{\text{ХОВ}}$ -количество химически очищенной воды, поступающей в теплообменник,

$G_{\text{ХОВ}}=26,41$  т/ч;

$t'_1=24$ °С температура греющей воды на выходе из теплообменника;

$t_2 = 20$ °С температура химически очищенной воды на входе в теплообменник;

$t'_2$ , °С температура химически очищенной воды на выходе из теплообменника;

$c$ - теплоемкость воды,  $c=4,19$  кДж/кг·К;

Количество теплоты, переданной в теплообменнике

$$Q = G_p \cdot c \cdot (t_1 - t'_1) \cdot \eta_{\text{п}} = 0,265 \cdot 4190 \cdot (104,25 - 24) \cdot 0,98 = 87323,48 \text{ Вт}$$

Определяем температуру химически очищенной воды на выходе из теплообменника

$$t'_2 = \frac{G_p \cdot (t_1 - t'_1) \cdot \eta_{\text{п}}}{G_{\text{ХОВ}}} + t_2 = \frac{0,955 \cdot (104,25 - 22) \cdot 0,98}{26,41} + 20 = 23 \text{ °С} \quad (3.5)$$

### 3.3 Расчет II теплообменника химически очищенной воды

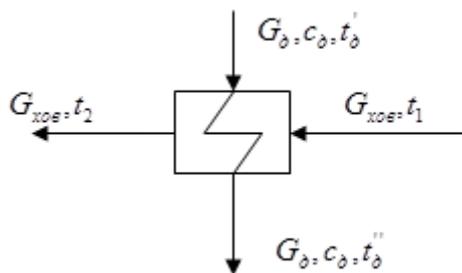


Рис.3 Схема тепловых потоков во II теплообменнике

В теплообменнике химически очищенная вода нагревается за счет теплоты питательной воды, поступающей из деаэратора.

Определяем тепловую нагрузку водо-водяного теплообменника,  $Q$ , МВт;  
уравнение теплового баланса:

$$Q = G_d \cdot c \cdot (t_2 - t'_2) \cdot \eta_{II} = G_{XOV} \cdot c \cdot (t_1 - t'_1)$$

где  $G_d$ -количество воды, поступающее из деаэратора в теплообменник для нагрева химически очищенной воды,

$$G_d = 28,2 \text{ т/ч} = 7,833 \text{ кг/с};$$

$t_1$ -температура химически очищенной воды, поступающей из I теплообменника  
 $t_1 = 23 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\eta_{II}$ -потери в окружающую среду, принимаем  $\eta_{II} = 0,98$ ;

$G_{XOV}$ -количество химически очищенной воды, поступающей в теплообменник,  
 $G_{XOV} = 26,41 \text{ т/ч}$ ;

$t'_1$ ,  $^\circ\text{C}$  температура химически очищенной воды на выходе из теплообменника;

$t_2 = 104 \text{ }^\circ\text{C}$  температура питательной воды на выходе из деаэратора;

$t'_2$ ,  $^\circ\text{C}$  температура питательной воды на выходе из теплообменника,  $t'_2 = 67 \text{ }^\circ\text{C}$  из расчета экономайзера;

$c$ - теплоемкость воды,  $c = 4,19 \text{ кДж/кг}\cdot\text{K}$ ;

количество теплоты, переданной в теплообменнике:

$$Q = G_D \cdot c \cdot (t_2 - t'_2) \cdot \eta_{II} = 7,833 \cdot 4190 \cdot (104 - 67) \cdot 0,98 = 1190063 \text{ Вт}$$

Определяем температуру химически очищенной воды на выходе из теплообменника:

$$t'_2 = \frac{G_D \cdot (t_2 - t'_2) \cdot \eta_{II}}{G_{ХОВ}} + t_1 = \frac{28,2 \cdot (104 - 67) \cdot 0,98}{26,41} + 23 = 61,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

### 3.4 Расчет и подбор калорифера для нагрева приточного воздуха

Нагрев воздуха происходит в теплообменных аппаратах, называемых калориферами. В качестве греющей среды используется пар, поступающий в калорифер после редукционной установки.

Расход теплоты для нагревания воздуха, Вт, определяют по формуле:

$$Q = 0,28 \cdot L \cdot \rho_K \cdot c \cdot (t_K - t_H), \text{ Вт} \quad (3.6)$$

где  $L$  – расход нагреваемого воздуха, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho_K$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>, при температуре  $t_K$ ,  $\rho_K = 1,294$  кг/м<sup>3</sup>;

$c$  – удельная теплоемкость воздуха,  $c = 1,005$  кДж/(кг·°C);

$t_H$  – температура воздуха до калорифера, °C, принимают равной :

для максимально зимнего  $t_H = -34$  °C;

для наиболее холодного месяца  $t_H = -18$  °C;

$t_K$  – температура воздуха после калорифера, °C,  $t_K = 20$  °C;

$L$  – количество нагреваемого воздуха определяют по уравнению:

$$L = 1,1 \cdot \alpha_T \cdot B_P \cdot V_0 \cdot \frac{273 + t_B}{273}, \text{ м}^3 / \text{ч} \quad (3.7)$$

где  $1,1$  – коэффициент учитывающий утечку воздуха через неплотности воздуховодов;

$\alpha_T$  – значение коэффициента избытка воздуха в топке,  $\alpha_T = 1,05$ ;

$B_P$  – максимальный расход топлива,  $B_P = 2101,5$  м<sup>3</sup>/ч;

$V_0$  – количество воздуха, необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> топлива;

$t_B$  – температура подаваемого воздуха, °C;

$$L = 1,1 \cdot \alpha_T \cdot B_p \cdot V_0 \cdot \frac{273+t_B}{273} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 2101,5 \cdot 9,758 \cdot \frac{273+18}{273} = 25248 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

для максимально зимнего периода  $t_H = -34 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

для наиболее холодного месяца  $t_H = -18 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$$Q = 0,28 \cdot L \cdot \rho_K \cdot c \cdot (t_K - t_H) = 0,28 \cdot 25248 \cdot 1,1294 \cdot 1,005 \cdot (18 + 34) = 4172555 \text{ Вт}$$

$$Q = 0,28 \cdot L \cdot \rho_K \cdot c \cdot (t_K - t_H) = 0,28 \cdot 25248 \cdot 1,1294 \cdot 1,005 \cdot (18 + 18) = 288869 \text{ Вт}$$

Рассчитываем расход пара, теплоноситель – сухой насыщенный пар давлением 1,0 МПа,  $t_S = 180 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $r = 2075 \text{ кДж/кг}$ - удельная теплота конденсации греющего пара при  $p = 1 \text{ МПа}$ . Воздухонагреватель работает без переохлаждения конденсата;

расход пара определяем по формуле:

$$G_{II} = \frac{Q}{x \cdot r_{II}}; \tag{3.8}$$

для максимального зимнего периода:

$$G_{II} = \frac{Q}{x \cdot r_{II}} = \frac{4172555}{0,968 \cdot 10^3 \cdot 2075} = 0,2077 \text{ кг/с} = 0,747 \text{ т/ч}$$

для наиболее холодного зимнего периода:

$$G_{II} = \frac{Q}{x \cdot r_{II}} = \frac{288869}{0,968 \cdot 10^3 \cdot 2075} = 0,143 \text{ кг/с} = 0,514 \text{ т/ч}$$

Задаемся предварительной массовой скоростью воздуха в живом сечении калорифера в пределах  $3-8 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ :

$$(v\rho') = 7,0 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с}) \tag{3.9}$$

Определяем живое (фронтальное) сечение для прохода воздуха,  $\text{м}^2$ , по формуле:

$$f'_B = \frac{L \cdot \rho_K}{3600 \cdot (v\rho')} = \frac{25248 \cdot 1,1294}{3600 \cdot 7} = 1,132 \text{ м}^2 \tag{3.10}$$

Принимаем к установке два калорифера марки КПСк 3–10-50А

со следующими параметрами:

площадь фронтального сечения

$$f_B = 0,581 \text{ м}^2;$$

поверхность нагрева  $F=19,5 \text{ м}^2$ ;

длина теплоотдающего элемента  $l=1,155 \text{ м}$ ;

Находим действительную массовую скорость по формуле при установке двух калориферов:

$$v\rho = \frac{L \cdot \rho}{3600 \cdot (\sum f_B)} = \frac{25248 \cdot 1,1294}{3600 \cdot 2 \cdot 0,581} = 6,82 \text{ кг} / (\text{м}^2 \cdot \text{с}) \quad (3.11)$$

Рассчитываем коэффициент теплопередачи:

$$K = 30,3 \cdot (v\rho)^{0,45} \cdot l^{-0,066} = 30,3 \cdot 6,82^{0,45} \cdot 1,155^{-0,066} = 65,3 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{К} \quad (3.12)$$

Определяем температурный напор:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_M}} = \frac{214 - 162}{\ln \frac{214}{162}} = 186,8 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.13)$$

$$\Delta t_{\delta} = 180 + 34 = 214 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_M = 180 - 18 = 162 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_s = 180 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Определяем тепловую мощность двух калориферов:

$$Q_1 = K \cdot F \cdot \Delta t = 65,3 \cdot 39 \cdot 186,8 = 475704 \text{ Вт} \quad (3.14)$$

$$F = 2 \cdot 19,5 = 39 \text{ м}^2$$

Запас поверхности нагрева составит:

$$\varphi = \frac{Q_1 - Q}{Q} = \frac{475704 - 41255,6}{41255,6} = 14,1\% \quad (3.15)$$

### 3.5 Расчет деаэратора

Деаэрация питательной воды котлов является обязательной для паровых котельных. Это связано с тем, что присутствие в питательной воде кислорода и углекислого газа приводит к коррозии трубопроводов, экранных труб и других элементов котлоагрегатов, в результате которой повышается опасность возникновения аварийных ситуаций.

Процесс деаэрации воды основан на повышении температуры воды до кипения, при которой растворимость газов снижается до нуля и происходит их выделение из воды.

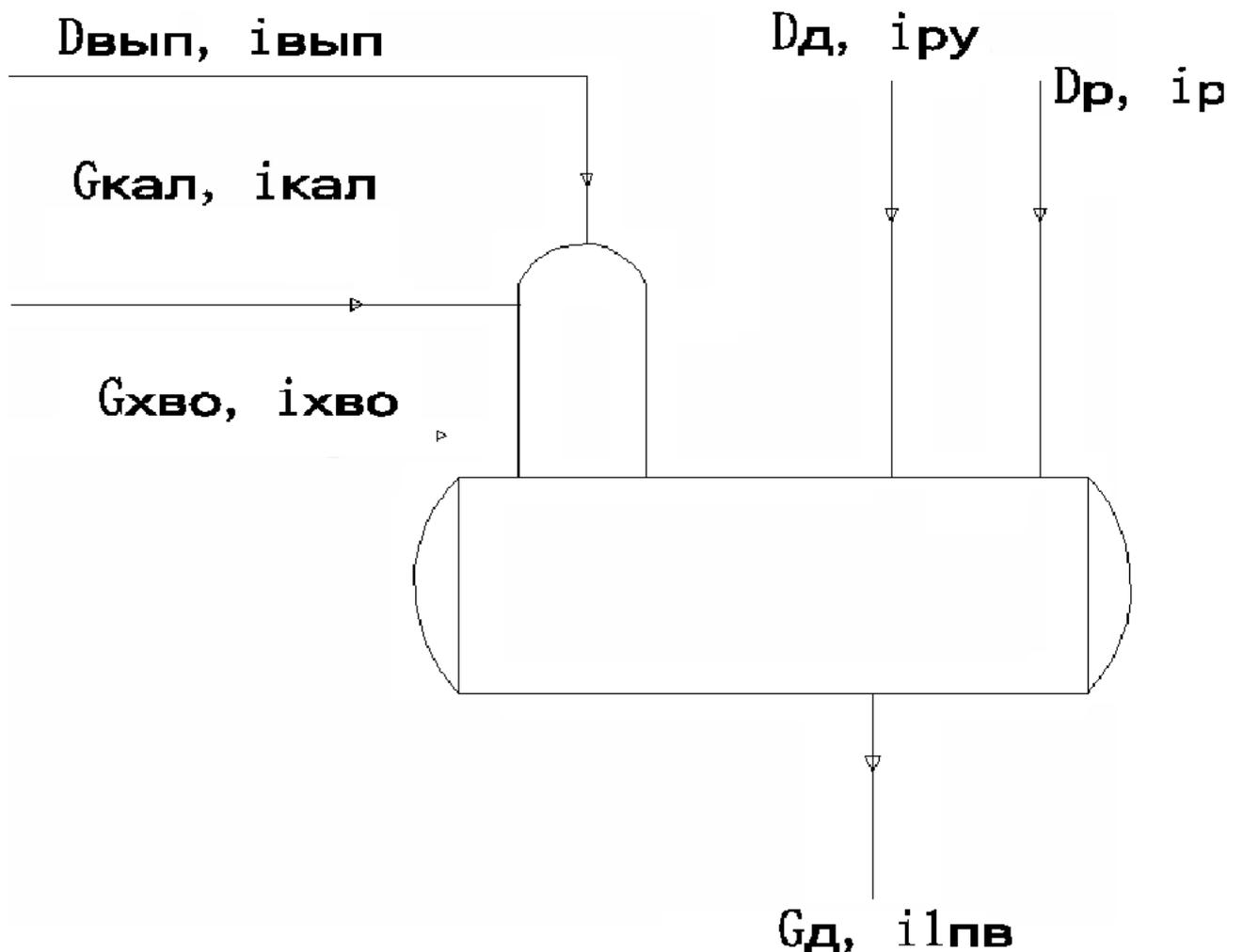


Рис.4 Схема тепловых потоков в деаэраторе

Уравнение теплового баланса деаэратора, по которому определяется расход пара на деаэрацию воды, записывается в следующем виде:

$$G_{XBO} \cdot i_{XBO} + G_{КАЛ} \cdot i_{КАЛ} + D_{\delta} \cdot i_{PY} + D_P \cdot i_P = D_{ВЫП} \cdot i_{ВЫП} + G_{\delta} \cdot i_{ПВ} \quad (3.16)$$

где  $G_{XBO}$  – расход химически очищенной воды, т/ч;

$G_{КАЛ}$  – количество конденсата, поступающего после калориферов т/ч;

$D_P$  – количество вторичного пара, получаемого в расширителе непрерывной продувки, т/ч;

$G_{\delta}$  – выход деаэрированной воды, т/ч;

$D_{ВЫП}$  – количество выделяющегося выпара, т/ч;

$D_{\delta}$  – расход пара на деаэрацию воды, т/ч

$i_{XBO}$ ,  $i_{ПВ}$ ,  $i_{КАЛ}$  – соответственно энтальпии химически очищенной воды, питательной воды на выходе из деаэратора и конденсата из калориферов, ккал/кг;

$i_{XBO}=62$  ккал/кг; [2]

$i_{ПВ}=104$  ккал/кг;

$i_{КАЛ}=179,04$  ккал/кг;

$i_{PY}$ ,  $i_P$ ,  $i_{ВЫП}$  – энтальпии редуцированного пара, вторичного пара из расширителей непрерывной продувки, выпара деаэратора соответственно, ккал/кг.

$i_{PY}=648,57$  ккал/кг;

$i_P=640,7$  ккал/кг;

$i_{ВЫП}=640,7$  ккал/кг;

Из уравнения теплового баланса определяется выражение для расхода пара на деаэрацию воды

$$D_{\delta} = \frac{D_{ВЫП} \cdot i_{ВЫП} + G_{\delta} \cdot i_{ПВ} - G_{XBO} \cdot i_{XBO} - G_{КАЛ} \cdot i_{КАЛ} - D_P \cdot i_P}{i_{PY}} \quad (3.17)$$

Количество питательной воды, поступающей в котлы:

$$G_{ПИТ} = D + G_{ПР} = 26,89 + 1,3445 = 28,2 \text{ т/ч} \quad (3.18)$$

Количество воды на выходе из деаэратора:

$$G_{\partial} = G_{\text{шт}} = 28,2 \text{ т/ч}$$

Расход избыточного пара по имеющимся опытным данным ЦКТИ составляет 2 – 4 кг на 1 тонну деаэрированной воды.

Обычно величина выпара составляет около 0,4 % от  $G_{\partial}$ , тогда величину выпара деаэратора  $D_{\text{вып}}$  можно определить как:

$$G_{\text{вып}} = 0,004 \cdot G_{\text{шт}} = 0,004 \cdot 28,2 = 0,1128 \text{ т/ч}$$

Расход пара на деаэрацию в максимально холодный период:

$$D_{\partial} = \frac{0,1128 \cdot 640,7 + 28,2 \cdot 104 - 26,41 \cdot 62 - 0,747 \cdot 179,04 - 0,389 \cdot 640,7}{648,575} = 1,518 \text{ т/ч}$$

Расход пара на деаэрацию для наиболее холодного зимнего периода:

$$D_{\partial} = \frac{0,1128 \cdot 640,7 + 28,2 \cdot 104 - 26,41 \cdot 62 - 0,514 \cdot 179,04 - 0,389 \cdot 640,7}{648,575} = 1,582 \text{ т/ч}$$

Суммарный расход пара на деаэрацию  $D_{\partial}$  и на подогрев воздуха в калорифере в максимально холодный период:

$$D = D_{\partial} + D_{\text{кал}} = 0,747 + 1,518 = 2,265 \text{ т/ч}$$

для наиболее холодного зимнего периода:

$$D = D_{\partial} + D_{\text{кал}} = 0,514 + 1,582 = 2,096 \text{ т/ч}$$

Устанавливаем деаэратор атмосферный ДА-25/8 со следующими характеристиками:

Производительность 25 т/ч;

Диапазон производительности 30..120%;

Рабочее давление 0,02 МПа;

Температура деаэрированной воды 104,25 °С;

Полезная емкость бака 8м<sup>3</sup>;

Обозначение охладителя выпара ОВА-2;

Площадь поверхности охладителя выпара 2м<sup>3</sup>;

## 4 Расчет и подбор оборудования

### 4.1 Расчет I подогревателя химически очищенной воды

Тип подогревателя водо-водяной

Производительность подогревателя  $Q=87323,48$  Вт;

$t_1$ -температура воды, поступающей из расширителя  $t_1=104,25$  °С;

$\eta_{\text{п}}$ -потери в окружающую среду, принимаем  $\eta_{\text{п}}=0,98$ ;

$G_{\text{ХОВ}}$ -количество химически очищенной воды, поступающей в теплообменник,

$G_{\text{ХОВ}}=26,41$  т/ч;

$t'_1=24$ °С температура греющей воды на выходе из теплообменника;

$t_1 = 20$ °С температура химически очищенной воды на входе в теплообменник;

$t'_2$ , °С температура химически очищенной воды на выходе из теплообменника;

количество теплоты, переданной в теплообменнике:

$$Q = G_p \cdot c \cdot (t_1 - t'_1) \cdot \eta_{\text{п}} = 0,265 \cdot 4190 \cdot (104,25 - 24) \cdot 0,98 = 87323,48 \text{ Вт}$$

Определяем температуру химически очищенной воды на выходе из теплообменника:

$t'_2 = 23$  °С;

$$V_B = 1,1 \cdot \alpha_T \cdot B_p \cdot V_0 \cdot \frac{273+t_B}{273} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 2101,5 \cdot 9,758 \cdot \frac{273+18}{273} = 25248 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Влияние загрязнения поверхности нагрева подогревателя и снижение коэффициента теплопередачи при низких температурах воды учитывается пониженным значением коэффициента  $\beta=0,65$ ;

плотность нагреваемой воды принимаем  $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup>;

объемный расход нагреваемой воды в межтрубном пространстве:

$$V_{\text{MT}} = \frac{G_{\text{ХОВ}}}{\rho} = \frac{7,336}{1000} = 0,00733 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$G_{\text{ХОВ}}$ -количество химически очищенной воды, поступающей в теплообменник,

$G_{\text{ХОВ}}=26,41$  т/ч= $7,336$  кг/с;

Объемный расход греющей воды в трубном пространстве:

$$V_T = \frac{G_P}{\rho} = \frac{0,265}{1000} = 0,000265 \text{ м}^3 / \text{с}; \quad (4.1)$$

$G_P$ -количество греющей воды, поступающей в теплообменник из расширителя непрерывной продувки,  $G_P=0,955 \text{ т/ч}=0,265 \text{ кг/с}$ ;

площадь проходного сечения межтрубного пространства:

$$f_{MT} = \frac{V_{MT}}{\omega_{MT}} = \frac{0,00733}{0,8} = 0,00917 \text{ м}^2; \quad (4.2)$$

выбираем подогреватель по ОСТ 34-588-68 с наружным диаметром корпуса 114/106 мм, числом латунных трубок 16/14,  $n=19$  шт., площадью проходного сечения трубок  $f_T=0,00293 \text{ м}^2$ , площадью проходного сечения межтрубного пространства  $f_{MT}=0,0059 \text{ м}^2$ , сопротивление одной секции трубного пространства  $S_T=62500 \text{ м} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$  и межтрубного пространства  $S_{MT}=44200 \text{ м} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$ ;

Скорость воды в трубках и между трубками:

$$\omega_T = \frac{V_T}{f_T} = \frac{0,000265}{0,00293} = 0,09 \text{ м/с} \quad (4.3)$$

$$\omega_{MT} = \frac{V_{MT}}{f_{MT}} = \frac{0,00733}{0,0059} = 1,24 \text{ м/с} \quad (4.4)$$

Эквивалентный диаметр для межтрубного пространства:

$$d_{\text{э}} = \frac{4 \cdot f_{MT}}{P} = \frac{4 \cdot 0,0059}{3,14 \cdot (0,016 \cdot 19 + 0,106)} = 0,0183 \text{ м} \quad (4.5)$$

Средняя температура воды в трубках и между трубками:

$$\tau = 0,5 \cdot (\tau_1 + \tau_2) = 0,5 \cdot (104,25 + 24) = 64,12 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t = 0,5 \cdot (t_1 + t_2) = 0,5 \cdot (20 + 23) = 21,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$A_{5T} = 2137,64 \text{ (при } t = 21,5 \text{ } ^\circ\text{C)} \text{ приложение 9[3]}$$

$$A_{5T} = 2823,74 \text{ (при } t = 64,12 \text{ } ^\circ\text{C)}$$

Коэффициенты теплоотдачи:

$$\alpha_T = A_{5T} \cdot \frac{\omega_T^{0,8}}{d_B^{0,2}} = 2823,74 \cdot \frac{0,09^{0,8}}{0,0139^{0,2}} = 971,23 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}) \quad (4.6)$$

$$\alpha_{MT} = A_{5MT} \cdot \frac{\omega_{MT}^{0,8}}{d_3^{0,2}} = 2137,64 \cdot \frac{1,24^{0,8}}{0,0183^{0,2}} = 5662,13 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}) \quad (4.7)$$

Расчетный коэффициент теплопередачи (теплопроводность латуни  $\lambda=105$  Вт/(м·°C):

$$k = \frac{\beta}{\frac{1}{\alpha_T} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_{MT}}} = \frac{0,65}{\frac{1}{971,23} + \frac{0,001}{105} + \frac{1}{5662,13}} = 534,65 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}) \quad (4.8)$$

Температурный напор:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}} = \frac{81,25 - 4}{\ln \frac{81,25}{4}} = 25,69 \text{ °C} \quad (4.9)$$

$$\Delta t_{\delta} = 104,25 - 23 = 81,25 \text{ °C}$$

$$\Delta t_m = 24 - 20 = 4 \text{ °C}$$

Площадь поверхности нагрева подогревателя:

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t} = \frac{87323,48}{534,65 \cdot 25,69} = 6,36 \text{ м}^2 \quad (4.10)$$

Длина хода воды по трубкам при  $d=0,5 \cdot (0,016+0,0132)=0,0146$  м;

$$L_T = l_T \cdot z = \frac{F}{\pi \cdot d \cdot n} = \frac{6,36}{3,14 \cdot 0,0146 \cdot 19} = 7,3 \text{ м} \quad (4.11)$$

Число секций (при длине одной секции  $l_T=4$  м):

$$z = \frac{L_T}{l_T} = \frac{7,3}{4} = 1,82$$

принимаю 2 секции;

потери напора в трубках и межтрубном пространстве подогревателя:

$$H_T = S_T \cdot z \cdot V_T^2 = 62500 \cdot 2 \cdot 0,000265^2 = 0,0087 \text{ м} \quad (4.12)$$

$$H_{MT} = S_{MT} \cdot z \cdot V_{MT}^2 = 44200 \cdot 2 \cdot 0,00733^2 = 4,7 \text{ м}$$

## 4.2 Расчет II подогревателя химически очищенной воды

Тип подогревателя водо-водяной;

производительность подогревателя  $Q=1190063$  Вт;

$t_1$ -температура греющей воды, поступающей из деаэрата

$$t_1=104,25 \text{ }^\circ\text{C};$$

$\eta_{\text{п}}$ -потери в окружающую среду, принимаем  $\eta_{\text{п}}=0,98$ ;

$G_{\text{д}}$ -количество греющей воды, поступающей из деаэрата,

$$G_{\text{д}}=28,2 \text{ т/ч}=7,833 \text{ кг/с};$$

$G_{\text{ХОВ}}$ -количество химически очищенной воды, поступающей в теплообменник,

$$G_{\text{ХОВ}}=26,41 \text{ т/ч}=7,336 \text{ кг/с};$$

$t'_1=67$  °С температура греющей воды на выходе из теплообменника;

$t_2=23$ °С температура химически очищенной воды на входе в теплообменник;

$t'_2=62$ °С температура химически очищенной воды на выходе из теплообменника;

количество теплоты, переданной в теплообменнике:

$$Q = G_{\text{д}} \cdot c \cdot (t_1 - t'_1) \cdot \eta_{\text{п}} = 28,2 \cdot 4190 \cdot (104,25 - 67) \cdot 0,98 = 1190063 \text{ Вт}$$

при предварительном расчете скорость нагреваемой воды (между трубками) принимаем  $\omega_{\text{MT}}=0,8$  м/с;

влияние загрязнения поверхности нагрева подогревателя и снижение коэффициента теплопередачи при низких температурах воды учесть пониженным значением коэффициента  $\beta=0.65$ ;

плотность нагреваемой воды принимаем  $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup>;

объемный расход нагреваемой воды в межтрубном пространстве:

$$V_{\text{MT}} = \frac{G_{\text{ХОВ}}}{\rho} = \frac{7,336}{1000} = 0,00734 \text{ м}^3 / \text{с};$$

объемный расход греющей воды в трубном пространстве:

$$V_{\text{T}} = \frac{G_{\text{д}}}{\rho} = \frac{7,833}{1000} = 0,007833 \text{ м}^3 / \text{с};$$

площадь проходного сечения межтрубного пространства:

$$f_{MT} = \frac{V_{MT}}{\omega_{MT}} = \frac{0,00734}{0,8} = 0,00917 \text{ м}^2;$$

выбираем подогреватель по ОСТ 34-588-68 с наружным диаметром корпуса 168/156 мм, числом латунных трубок 16/14,  $n=37$  шт., площадью проходного сечения трубок  $f_T=0,0057 \text{ м}^2$ , площадью проходного сечения межтрубного пространства  $f_{MT}=0,0122 \text{ м}^2$ , сопротивление одной секции трубного пространства  $S_T=16400 \text{ м} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$  и межтрубного пространства  $S_{MT}=7400 \text{ м} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$ .

Скорость воды в трубках и между трубками:

$$\omega_T = \frac{V_T}{f_T} = \frac{0,007833}{0,0057} = 1,37 \text{ м/с}$$

$$\omega_{MT} = \frac{V_{MT}}{f_{MT}} = \frac{0,00734}{0,0122} = 0,6 \text{ м/с}$$

Эквивалентный диаметр для межтрубного пространства:

$$d_{\text{э}} = \frac{4 \cdot f_{MT}}{P} = \frac{4 \cdot 0,0122}{3,14 \cdot (0,016 \cdot 37 + 0,156)} = 0,0208 \text{ м}$$

Средняя температура воды в трубках и между трубками:

$$\tau = 0,5 \cdot (\tau_1 + \tau_2) = 0,5 \cdot (104,25 + 67) = 85,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t = 0,5 \cdot (t_1 + t_2) = 0,5 \cdot (23 + 62) = 42,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$A_{5T} = 3170,9 \text{ (при } t = 85,5 \text{ }^\circ\text{C)} \text{ приложение 9 [3]}$$

$$A_{5MT} = 2441,03 \text{ (при } t = 42,5 \text{ }^\circ\text{C)}$$

Коэффициенты теплоотдачи:

$$\alpha_T = A_{5T} \cdot \frac{\omega_T^{0,8}}{d_B^{0,2}} = 3170,9 \cdot \frac{1,37^{0,8}}{0,0139^{0,2}} = 9616,61 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{ }^\circ\text{C)}$$

$$\alpha_{MT} = A_{5MT} \cdot \frac{\omega_{MT}^{0,8}}{d_{\text{э}}^{0,2}} = 2441,03 \cdot \frac{0,6^{0,8}}{0,0208^{0,2}} = 3526,43 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{ }^\circ\text{C)}$$

Расчетный коэффициент теплопередачи:

(теплопроводность латуни  $\lambda=105$  Вт/(м·°C):

$$k = \frac{\beta}{\frac{1}{\alpha_T} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_{MT}}} = \frac{0,65}{\frac{1}{9616,61} + \frac{0,001}{105} + \frac{1}{3526,43}} = 1636,94 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$$

Температурный напор:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_M}} = \frac{42 - 44}{\ln \frac{42}{44}} = 43,14 \text{ °C}$$

$$\Delta t_{\delta} = 104,25 - 62 = 42 \text{ °C}$$

$$\Delta t_M = 67 - 23 = 44 \text{ °C}$$

Площадь поверхности нагрева подогревателя:

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t} = \frac{1190063}{1636,94 \cdot 43,14} = 16,85 \text{ м}^2$$

Длина хода воды по трубкам при  $d=0,5 \cdot (0,016+0,0132)=0,0146$  м;

$$L_T = l_T \cdot z = \frac{F}{\pi \cdot d \cdot n} = \frac{16,85}{3,14 \cdot 0,0146 \cdot 37} = 9,94 \text{ м}$$

Число секций (при длине одной секции  $l_T=4$  м):

$$z = \frac{L_T}{l_T} = \frac{9,94}{4} = 2,48$$

принимаем 3 секции.

Потери напора в трубках и межтрубном пространстве подогревателя:

$$H_T = S_T \cdot z \cdot V_T^2 = 16400 \cdot 3 \cdot 0,007833^2 = 3,018 \text{ м}$$

$$H_{MT} = S_{MT} \cdot z \cdot V_{MT}^2 = 7400 \cdot 3 \cdot 0,00734^2 = 1,196 \text{ м}$$

### 4.3 Расчет и подбор тяго-дутьевых устройств

Искусственная тяга создается при помощи тягодутьевых машин - дутьевых вентиляторов и дымососов. Дутьевой вентилятор должен обеспечить подачу в топку воздуха, преодолевая сопротивление воздушного тракта (всасывающего трубопровода, воздухоподогревателя, подводящих воздухопроводов к топке), а дымосос - удаление продуктов сгорания, преодолевая сопротивление газового тракта.

#### 4.3.1 Подбор дутьевого вентилятора

Количество воздуха, на которое рассчитывается дутьевое устройство, определяют по уравнению:

$$V_B = 1,1 \cdot \alpha_T \cdot V_P \cdot V_0 \cdot \frac{273 + t_B}{273} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 2101,5 \cdot 9,758 \cdot \frac{273 + 18}{273} = 25248 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

где 1,1-коэффициент учитывающий утечку воздуха через неплотности воздухопроводов;

$\alpha_T$ -значение коэффициента избытка воздуха в топке,  $\alpha_T=1,05$ ;

$V_P$ -максимальный расход топлива,  $V_P=2101,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

$V_0$ -количество воздуха, необходимое для сжигания  $1 \text{ м}^3$  топлива;

$t_B=20 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура подаваемого воздуха;

Дутьевые вентиляторы выбирают по их производительности и создаваемому ими полному давлению.

Напор, который должен развивать вентилятор  $H_B$  зависит от вида и способа сжигания топлива, типа сжигательного устройства, протяжённости и конфигурации воздухопроводов и газоходов. Для приближенных расчетов можно взять напор воздуха необходимый для преодоления сопротивления воздухопроводов, трубного пучка калориферов 2,5...3,5 кПа.

Выбираем дутьевой вентилятор ВДН-11,2-1500 со следующими параметрами:

установленная мощность-55 кВт;

потребляемая мощность -42,5 кВт;

производительность на всасывании-28700  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

полное давление -4,41 кПа; температура среды минус 30  $^\circ\text{C}$ ;

### 4.3.2 Подбор дымососа

Производительность дымососов определяют по формуле:

$$V_D = 1,1 \cdot B_P \cdot V_{\Gamma} \cdot \frac{273 + t_{\text{уход}}}{273} = 1,1 \cdot 2101,5 \cdot 11,6 \cdot \frac{273 + 145}{273} = 40213 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

где 1,1-коэффициент учитывающий утечку воздуха через неплотности воздуховодов;

$B_P$ -максимальный расход топлива,  $B_P=2101,5 \text{ м}^3/\text{ч}$

$V_{\Gamma}$ -объем дымовых газов при сжигания 1  $\text{м}^3$  топлива,  $V_{\Gamma}=11,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;

$t_{\text{уход}}=145^{\circ}\text{C}$  температура уходящих газов ;

Дымосос должен преодолевать газовое сопротивление котла, водяного экономайзера воздухоподогревателя, газоходов. Для приближенных расчетов принимаем необходимый напор дымососа приблизительно равным  $H_D=3 \dots 3,75$  кПа;

Выбираем дымосос ДН-13-1500 со следующими параметрами:

установленная мощность-90 кВт;

потребляемая мощность -58,5 кВт;

производительность на всасывании-4300  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

полное давление -4,2 кПа;

температура среды-  $200^{\circ}\text{C}$ ;

## 4.4 Расчет и подбор насосов.

### 4.4.1 Подбор насосов для подачи деаэрированной воды:

Деаэрированная вода, имея на выходе из деаэратора с температурой  $104,25^{\circ}\text{C}$ , в количестве  $28,2 \text{ м}^3/\text{ч}$  поступает во II теплообменник и нагревает поступающую в него химически очищенную воду. Для подачи деаэрированной воды подбираем насосы по существующим каталогам.

Определяющими параметрами для подбора насосов служит производительность насоса и напор, который он должен создать. Количество насосов должно быть не менее 2-х, из которых один рабочий один резервный.

К установке принимаем насосы типа 1К80-50-200б,

в количестве – 2 шт, 1 рабочий и 1 резервный со следующими характеристикам:	
подача	40 м <sup>3</sup> /ч;
напор	35 м;
потребляемая мощность двигателя	10 кВт;
допустимая температура воды	105 °С.

#### 4.4.2 Подбор насосов для подачи питательной воды

Питательные насосы обеспечивают непрерывную подачу воды в котел. Прекращение питания котельного агрегата водой может привести к полному её испарению, интенсивному разогреву и разрушению поверхностей нагрева и котла. В качестве современных питательных устройств применяют центробежные насосы высокого давления, рассчитанные на работу при температуре воды 105... 150 °С. Чтобы избежать кавитации, на входе в насос должен быть обеспечен подпор жидкости, достигаемый установкой деаэратора и насосов на разных отметках (этажах) котельной.

Расчет производительности питательных насосов производят по максимальной подаче деаэрированной воды в экономайзер котла, с запасом не менее 10 %. При определении требуемой производительности питательных насосов учитываются расход воды на собственные нужды котельной.

Напор питательного насоса, определяется по формуле, МПа:

$$H_{\text{нпт}} = 1,15 \cdot P_{\text{г}} = 1,15 \cdot 3,9 = 4,48 \text{ МПа}$$

где 1,15 – коэффициент запаса по напору;

$P_{\text{г}}=3,9$  МПа– избыточное давление пара в барабане котла;

Количество насосов должно быть не менее 2-х, из которых один рабочий один резервный;

К установке принимаем насосы типа ПЭ 65-40;

в количестве – 2 шт, 1 рабочий и 1 резервный со следующими характеристикам:

Подача	65 м <sup>3</sup> /ч;
Напор	440 м;
Потребляемая мощность двигателя	132 кВт;
Допустимая температура воды	165 °С.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б13	Хабибулин Марат Рафатович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ТПТ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Промышленная теплоэнергетика

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1.Перспективы применения паровых модульных котельных для добычи битумной (сверхвязкой) нефти. Прочие расходы: Проектировщик – инженер Руководитель – доцент, к.т.н.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2.Принять на основании произведенных расчетов и из анализа отчетов объекта исследования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3.Отчисления на собственные нужды 30% Районный коэффициент 30%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.Расчет затрат на проектирование.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2.Эксплуатационные расходы.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3.Оценка экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Наталья Геннадьевна			07.04.16

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Хабибулин Марат Рафатович		07.04.16

## 5 Финансовый менеджмент

### 5.1 Расчет затрат на проектирование и проведение ВКР

Для выполнения ВКР, составляется план, в нем подсчитываются по пунктам трудоемкость работ, количество участвующих в проекте, расходы и текущие затраты: заработная плата, социальные отчисления.

Поэтапный список работ, исполнители, оценка объема трудоемкости отдельных видов работ сведены в таблице 9

Таблица 9 – перечень работ и оценки времени их выполнения

	Наименование работ	Исполнитель, время для выполнения задания в днях	
		Инженер	Руководитель
1	Составление и выдача задания	1	1
2	Подборка данных: по котлам, котельным установкам, тепловым нагрузкам, подбор основного и вспомогательного оборудования котельной.	15	
4	Составление плана работы:	10	
5	Выполнение ВКР тепловой расчет котла расчет тепловой схемы котельной расчет и подбор теплообменников расчет и подбор котельно-вспомогательного оборудования расчет и подбор насосов	20	
5	Проверка руководителем проделанной		2

	работы		
6	Исправление замечаний	14	
7	Консультации по ВКР с руководителем		3
8	Утверждение ВКР руководителем		1
9	Итого	60	7

## 5.2 Расчет сметы затрат на разработку проекта

Затраты на проект:

$$K_{IP} = I_{MAT} + I_{AM} + I_{ЗП} + I_{СО} + I_{IP} + I_{НР}$$

где  $I_{MAT}$  - затраты на материалы, руб.;

$I_{AM}$  - амортизационные отчисления, руб.;

$I_{ЗП}$  - затраты на заработную плату, руб.;

$I_{СО}$  - социальные отчисления, руб.;

$I_{IP}$  - прочие затраты, руб.;

$I_{НР}$  - накладные расходы, руб.;

### 5.2.1 Материальные затраты

Материальные затраты на канцелярские товары, бумагу формата А4, А1, А2, расходные материалы для принтера равны 1250 руб.

### 5.2.2 Амортизация основных фондов и нематериальных актив

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (ноутбук) и печатающее устройство (принтер), сканер данные сведены в таблицу 10;

Таблица 10 – Основные фонды

Вид техники	Кол-во	Стоимость техники, Ц <sub>к.т.</sub>	Норма амортизации, T <sub>ам</sub>	Амортизационные отчисления, И <sub>ам</sub>
1. Ноутбук	1	24000	20%	986
2. Сканер	1	5600	20%	230
3. Принтер	1	7500	20%	308

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = \frac{T_{исп.к.т.}}{T_{кал.дн.}} \cdot Ц_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам}}$$

где  $T_{ам}$  - срок службы (ноутбука, принтера и сканера принимаем  $T_{ам} = 4$  года;

$T_{кал.дн.}$  - время использования основных фондов (в днях);

$T_{исп.к.т.}$  - использование техники в период написания ВКР (в днях).

$$I_{AM.Ноут.} = \frac{60}{365} \cdot 24000 \cdot \frac{1}{4} = 986 \text{ руб.}$$

$$I_{AM.Принт.} = \frac{60}{365} \cdot 7500 \cdot \frac{1}{4} = 308 \text{ руб.}$$

$$I_{AM.Скан.} = \frac{60}{365} \cdot 5600 \cdot \frac{1}{4} = 230 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$\sum I_{ам.осн.} = I_{AM.Комп.} + I_{AM.Ноут.} + I_{AM.Принт.}$$

$$\sum I_{ам.осн.} = 986 + 308 + 230 = 1524 \text{ руб.}$$

### 5.2.3 Расчет фактической заработной платы

Среднедневная заработная плата:

$$I_{факт.ЗП} = \frac{I_{мес.ЗП}}{T} \cdot n$$

где  $T$  - число рабочих дней в месяце,  $T=21$  день;

n – количество фактически затраченных дней.

Для инженера n=60 дней, для руководителя n=7 дней данные из таблицы 9.

Зарплата инженера:

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{инж}} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2$$

Зарплата руководителя:

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{рук}} = (ЗПо \cdot K1 + Д) \cdot K2$$

где K1=1,1(10%) – коэффициент учитывающий отпуск;

K2=1,3(30%) – районный коэффициент;

ЗПо=14500 руб. – зарплата инженера;

Д=2200 руб. – доплата за интенсивность труда;

ЗПо=23300 – зарплата научного руководителя.

Расчет зарплаты инженера и руководителя:

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{инж}} = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{рук}} = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ руб.}$$

Расчет фактической зарплаты за проведенную работу:

Для инженера:

$$I_{\text{факт.ЗП}} = \frac{20735}{21} \cdot 60 = 59242 \text{ руб.}$$

Для руководителя:

$$I_{\text{факт.ЗП}} = \frac{36179}{21} \cdot 7 = 12059 \text{ руб.}$$

#### 5.2.4 Социальные отчисления

Социальные отчисления рассчитываются как 30% от затрат на оплату труда ФЗП:

$$\Phi\text{ЗП} = I_{\text{рук.ЗП}} + I_{\text{инж.ЗП}} = 59242 + 12059 = 71301 \text{ руб.} \quad (5.1)$$

$$I_{\text{СО}} = \Phi\text{ЗП} \cdot 30\% = 71301 \cdot 0,3 = 21390 \text{ руб.} \quad (5.2)$$

#### 5.2.5 Прочие затраты

Прочие затраты это 10% от суммы всех предыдущих затрат:

$$I_{\text{ПР}} = 0,1 \cdot (I_{\text{МАТ}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{СО}}) \quad (5.3)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,1 \cdot (1250 + 1524 + 71301 + 21390) = 9546 \text{ руб.}$$

#### 5.2.6 Накладные расходы

При работе на базе НИ ТПУ, в стоимость проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административным сотрудникам и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200 % от затрат на оплату труда.

$$I_{\text{НР}} = 2 \cdot \sum I_{\text{ЗП}} = 2 \cdot 71301 = 142602 \text{ руб.}$$

Затраты на проект:

$$K_{\text{ПР}} = 1250 + 1524 + 71301 + 21390 + 9546 + 142602 = 119613 \text{ руб.}$$

### **5.3. Экономическая эффективность проекта**

В настоящее время перспективы развития нефтяной отрасли связываются с разработкой месторождений тяжелой нефти и природных битумов. Интерес к месторождениям тяжелой нефти и природных битумов объясняется постепенным истощением запасов традиционной легкой нефти, а также развитием технологий добычи «нетрадиционной» нефти.

Главный недостаток битумной нефти – большие затраты на её добычу, в несколько раз превышающие затраты при добыче обычной нефти, а следовательно, высокая себестоимость продукта. Битумный пласт, чтобы извлечь из него нефть, разогревается несколькими тоннами пара, воды или растворителя (в зависимости от способа добычи) на одну тонну сырья.

Пар производится на паровых блочно-модульных котельных.

Котельная является вновь возводимым объектом, пар используется для производственных нужд самим предприятием.

Основным показателем эффективности строительства и эксплуатации котельной для предприятия является себестоимость произведенного пара.

#### **5.3.1 Исходные данные для расчета котельной**

-котельная установлена в г. Нижнекамске (ПАО «Татнефть»)

-назначение котельной: подача насыщенного пара на производственные нужды.

-режим работы непрерывный круглогодичный.

-в блочно-модульной котельной установлен один паровой котел типа ДЕ-25-3,9 производства ОАО «Бийский котельный завод», паропроизводительность котла 26,89 т/ч;

параметры теплоносителя (насыщенный пар):

-давление насыщенного пара  $P=3,9$  МПа;

-температура пара  $t_s=248$  °С;

-возврат конденсата не предусмотрен;

- топливо для котлов основное- природный газ, низшая теплота сгорания  $Q=34120$  кДж/кг
- питание парового котла предусматривается химподготовленной водой.
- качество воды соответствует требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.
- сметная стоимость котельной составляет 88 млн руб.

### 5.3.2 Расчет себестоимости отпущенной теплоты

Себестоимость отпущенной теплоты это важнейший экономический показатель. При ее расчете определяются: сметная стоимость строительства, штаты котельной, годовые эксплуатационные расходы.

#### 5.3.2.1 Установленная мощность котельной с паровыми котлами

$$Q_{\text{уст}} = [D_{\text{ном}}^{n.k.} \cdot (i_n - i_{n.в.}) + D_{np} \cdot (i_{к.в.} - i_{n.в.})] \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (5.4)$$

где  $D_{\text{ном}}^{n.k.} = 26,89$  т/час – номинальная паропроизводительность котлов, кг/с (по данным завода-изготовителя);

$D_{np} = 1,344$  т/час - непрерывная продувка котла, 5%;

$i_n = 2717,53$  кДж/кг – энтальпия пара, отпускаемого потребителям на технологические нужды;

$i_{n.в.} = 262,71$  кДж/кг – энтальпия питательной воды;

$i_{к.в.} = 1075,57$  кДж/кг – энтальпия котловой воды;

$n = 1$ - число установленных котлов;

$$Q_{\text{уст}} = [26,89 \cdot (2717,53 - 262,71) + 1,344 \cdot (1075 - 262,71)] \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 18 \text{ МВт.}$$

### 5.3.2.2 Годовой отпуск теплоты на технологические нужды

$$Q_T^{\text{год}} = \left[ D_T^{\text{max}} \cdot (i_n - i_{n.в.}) - D_T^{\text{max}} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot i_k \right] \cdot n_T \cdot K_n \cdot 10^{-3} \quad (5.5)$$

где  $D_T^{\text{max}} = 26,89$  т/час - расход пара на производственные нужды при максимально-зимнем режиме (задано);

$\beta$  - возврат конденсата с месторождения нефти (возврата конденсата нет), %;

$i_k = 0$  кДж/кг – энтальпия конденсата, возвращаемого потребителями;

$n_T$ -годовое число часов использования производственной нагрузки, ч/год, принимается для предприятий с непрерывным производственным процессом 8760;

$K_n$  - коэффициент неравномерности суточного графика по пару, при отсутствии данных принимается 0,7-0,9;

$$Q_T^{\text{год}} = \left[ 26,89 \cdot (2717,53 - 262,71) - 26,89 \cdot \frac{0}{100} \cdot 0 \right] \cdot 8760 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 520\,423,7 \text{ ГДж/год.}$$

### 5.3.2.3 Годовой расход электроэнергии на собственные нужды котельной

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{с.н.}} = N_{\text{уст}} \cdot h_{\text{кот}} \cdot K_{\text{эл}}, \quad (5.6)$$

где  $N_{\text{уст}} = 426$  кВт установленная электрическая мощность установленного оборудования;  $h_{\text{кот}}$  - число часов работы котельной в году, ч/год, при отсутствии данных принимается 8760 ч/год,

$K_{\text{эл}}$  - коэффициент использования установленной электрической мощности (принимается для котельных с  $10 < Q_{\text{уст}} \leq 200$  равным 0,85).

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{с.н.}} = 426 \cdot 8760 \cdot 0,85 = 3171996 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

### 5.3.2.4 Годовой расход воды котельной

$$G_{\text{год}}^{c.в.} = 24 \cdot n_0 \cdot G_{c.в.}^3 + 24 \cdot (350 - n_0) \cdot G_{c.в.}^л, \quad (5.7)$$

где 24 – количество часов в сутках;

$n_0$  – продолжительность отопительного периода, сут, принимаем по табл. 9.1 принимаем для г. Нижнекамска  $n_0 = 222$  сут.;

$G_{c.в.}^3, G_{c.в.}^л$  -расход сырой воды, поступающей на химводоочистку для приготовления питательной воды при максимальном зимнем и летнем режиме, т/ч (принимается на основании расчета тепловой схемы котельной);

$$G_{\text{год}}^{c.в.} = 24 \cdot 222 \cdot 26,41 + 24 \cdot (350 - 222) \cdot 26,41 = 221844 \text{ т/год.}$$

Удельный расход сырой воды на один гигаджоуль отпущенной теплоты (т/ГДж):

$$\bar{G}_{c.в.} = \frac{G_{\text{год}}^{c.в.}}{Q_T^{\text{год}}} = \frac{221844}{520423,7} = 0,42 \text{ т/ГДж.}$$

### 5.3.2.5 Годовой расход топлива котельной

$$B_T^{\text{год}} = \frac{Q_T^{\text{год}}}{Q_H^p \cdot \eta_k} = \frac{520423 \cdot 10^6}{34120 \cdot 0,93} = 16947472 \text{ м}^3 / \text{год} \quad (5.8)$$

$$S_T = B_T^{\text{год}} \cdot C_T^{\text{np}}, \quad (5.9)$$

где -  $B_T^{\text{год}}$  - годовой расход натурального топлива, расходуемого котельной,  $\text{м}^3/\text{год.}$ ;

$$C_T^{\text{np}} = 2725, \text{ руб}/1000 \text{ м}^3; \text{ оптовая цена природного газа по прејскуранту}$$

Годовая стоимость топлива:

$$S_T = 16947 \cdot 2725 = 46180575 \text{ руб/год.}$$

### 5.3.2.6 Расходы на электроэнергию

$$S_э = \frac{\mathcal{E}_{год}^{c.н.} \cdot Ц_э}{100}, \quad (5.10)$$

где  $\mathcal{E}_{год}^{c.н.}$  - годовой расход электроэнергии на собственные нужды котельной, кВт·ч/год;

$Ц_э$  цена (тариф) одного киловатт-часа,

По заданию  $N_{уст} = 426$  кВт.

$$S_э = \frac{3171996 \cdot 3,95}{100} = 125\,293 \text{ руб/год.}$$

### 5.3.2.7 Расходы на воду

$$S_в = G_{год}^{c.в.} \cdot Ц_э, \quad (5.11)$$

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

$Ц_э$  - цена за 1 т сырой воды для предприятий,  $Ц_э=47$  руб/т.

$$S_в = 221844 \cdot 47 = 10426668 \text{ руб/год.}$$

### 5.3.2.8 Амортизация основных фондов

Капитальные затраты на сооружение котельной (сметная стоимость строительства), по заданию  $K_{кот} = 88\,000\,000$  руб.

Годовые амортизационные отчисления рассчитываются как сумма отчислений от стоимости общестроительных работ и от стоимости оборудования с монтажом (руб/год):

$$S_{a.m.} = \frac{a_m^{стр}}{100} \cdot K_{стр} + \frac{a_m^{об}}{100} \cdot K_{об}, \quad (5.12)$$

где  $a_m^{стр}$  - средняя норма амортизации общестроительных работ и зданий, %, ориентировочно может быть принята равной 3 %;

$a_m^{об}$  - норма амортизации оборудования с монтажом; принимается равной: 7,5 % при сжигании газа;

$K_{стр}$  – стоимость общестроительных работ и зданий, руб.;

$K_{об}$  – стоимость оборудования с монтажом, руб.

$$K_{стр} = K_{кот} \cdot a_{стр};$$

$$K_{об} = K_{кот} \cdot a_{об},$$

где  $a_{стр}$ ,  $a_{об}$  - доля стоимости общестроительных работ и оборудования с монтажом в общей стоимости котельной, % (принимаем  $K_{кот}$  в зависимости от котельной, по заданию котельная - производственная).

$$a_m^{стр} = 88\,000\,000 \cdot 0,03 = 2\,640 \text{ тыс. руб/год};$$

$$a_m^{об} = 88\,000\,000 \cdot 0,075 = 6\,600 \text{ тыс. руб/год};$$

$$K_{стр} = 88\,000\,000 \cdot 0,28 = 2\,4640 \cdot \text{тыс.руб};$$

$$K_{об} = 88\,000\,000 \cdot 0,52 = 4\,5760 \cdot \text{тыс. руб};$$

$$S_{a.m.} = \frac{3}{100} \cdot 2\,464 \cdot 10^4 + \frac{7,5}{100} \cdot 4\,576 \cdot 10^4 = 4\,171,2 \text{ тыс. руб/год}.$$

### 5.3.2.9 Расходы на текущий ремонт

Статья расходов *текущий ремонт* учитывает расходы на текущий ремонт основных фондов котельной, основную и дополнительную заработную плату с социальными начислениями для ремонтного персонала. Включаются расходы на ремонтные материалы и запасные части, стоимость услуг сторонних организаций и своих вспомогательных производств. Затраты на текущий ремонт котельных в проектах принимаются в размере 20% от суммы амортизационных отчислений:

$$S_{т.р} = 0,2 \cdot S_{a.m.} = 0,2 \cdot 4\,171\,200 = 834\,240 \text{ руб/год}.$$

### 5.3.2.10 Расходы на заработную плату

Статья расходов *заработная плата с начислениями* учитывает основную и дополнительную заработную плату с социальными начислениями для эксплуатационного персонала.

определяется по формуле:

$$S_{з.п.} = \bar{K}_{шт} \cdot Q_{уст} \cdot Z_{ср.год}, \quad (5.13)$$

где  $K_{шт}$  - штатный коэффициент, чел/МВт, при мощности котельной  $Q_{уст} = 18$  МВт, принимается  $K_{шт} = 0,9$ ;

$Z_{ср.год}$  - среднегодовая заработная плата с начислениями в фонд социального страхования,  $\frac{руб}{чел \cdot год}$  (по заданию  $25\,000 \frac{руб}{чел \cdot мес}$ );

$$S_{з.п.} = 12 \cdot 16 \cdot 25000 = 4800 \text{ тыс. руб/год.}$$

Определим численность эксплуатационного персонала котельной по формуле:

$$Ч = \bar{K}_{шт} \cdot Q_{уст} = 0,9 \cdot 18 = 16 \text{ чел.}$$

### 5.3.2.11 Прочие затраты

Статья *прочие затраты* включает в себя затраты: на технику безопасности, охрану труда, пожарную охрану, административно-управленческие расходы и другие расходы,

Прочие затраты принимаются в проектных расчетах в для котельных в размере 30 % суммы затрат на амортизацию, текущий ремонт и заработную плату (руб/год) и подсчитываются по формуле:

$$S_{пр} = 0,3 \cdot (S_{а.м.} + S_{т.р.} + S_{з.п.}) = 0,3 \cdot (4\,171\,200 + 834\,240 + 4800000) = 2941,63 \text{ тыс. руб/год.}$$

### 5.3.2.12 Годовые эксплуатационные расходы

$$\begin{aligned} S_{\text{кот}} &= S_T + S_{\text{э}} + S_B + S_{\text{а.м.}} + S_{\text{т.р.}} + S_{\text{з.п.}} + S_{\text{пр}} = \\ &= 46180575 + 125293 + 10426668 + 4\,171\,200 + 834\,240 + 4800000 + \\ &2941632 = 69479,608 \text{ тыс. руб/год} \end{aligned}$$

### 5.3.2.13 Себестоимость отпущенной теплоты

$$S_q = S_{\text{кот}}/Q_T^{\text{год}} = 69479608/520\,423 = 133 \text{ руб/ГДж.}$$

### 5.3.2.14 Топливная составляющая себестоимости

$$\bar{S}_T = S_T/Q_T^{\text{год}} = 46180575/520\,423 = 88,73 \text{ руб/ГДж.}$$

### 5.3.3 Экономический эффект капиталовложений

Определяется (в процентах) рентабельность капиталовложений:

$$P_H = \frac{(C_q - S_q) \cdot Q_T^{\text{год}}}{K_{\text{кот}}} \cdot 100, \quad (5.14)$$

где  $C_q$  - средний тариф на теплоэнергию по энергосистеме, в зоне действия которой располагается проектируемая котельная,  $C_q = 160$  руб/ГДж.

$$P_H = \frac{(160 - 133) \cdot 520423}{88000000} \cdot 100 = 16\%.$$

Расчетная рентабельность капиталовложений считаем приемлемой, фактическое значение не ниже нормативной, которая в энергетике принята равной 12.

Экономический эффект может быть получен из экономии средств от покупки тепловой энергии, произведенной на ближайшей ТЭЦ и собственной произведенной энергией.

$$\Delta\Pi_{\text{год}} = Q_{\text{г}}^{\text{год}} \cdot (C_{\text{г}} - S_{\text{г}}) = 520423 \cdot (160 - 133) = 14051,42 \text{ тыс. руб./год}$$

Экономический эффект капиталовложений:

$$\mathcal{E} = \Delta\Pi_{\text{РГОД}} - E_{\text{н}} \cdot K, \text{ тыс.руб./год} \quad (5.15)$$

$E_{\text{н}}$  – нормативный отраслевой коэффициент сравнительной эффективности,

$E_{\text{н}} = 0,12$ ;

$$\mathcal{E} = 14051,42 - 0,12 \cdot 88000 = 3491,42 \text{ тыс. руб./год.}$$

Срок окупаемости данного проекта:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Delta\Pi_{\text{РГОД}}}, \text{ лет}$$

(5.16)

Где  $K$  – капиталовложения в строительство котельной,  $K = 88000$  тыс. руб.;

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Delta\Pi_{\text{РГОД}}} = \frac{88000}{14051,42} = 6,26 \text{ лет}$$

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б13	Хабибулин Марат Рафатович

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ТПТ
Уровень образования	Бакалавр	Направление	теплоэнергетика и теплотехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>1. Объект исследования паровая котельная. При обслуживании паровой котельной могут иметь место вредные и опасные факторы. Оказывается негативное воздействие на атмосферу. Вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций экологического, социального, стихийного, техногенного характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных и производственных объектов» от 21.07.97 №116-ФЗ Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 г. (ред. от 10.07.2012г.) «технический регламент о требованиях к пожарной безопасности» Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013г. «О специальной оценке условий труда»</p>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Выявленные вредные факторы: -вибрация; -шум; -вредные вещества; -освещение</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое</li> </ul>	<p>Выявленные опасные факторы: -пожароопасность, взрывоопасность -электрический ток -механизмы рабочего оборудования -повышенная температура поверхностей оборудования</p>

<p>электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	-оборудование и трубопроводы, находящиеся под действием избыточного давления
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	Воздействие на окружающую среду -воздействие дымовых газов на атмосферу
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	Чрезвычайные ситуации. -действия при возникновении аварии, меры по ликвидации ее последствий
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Инструкция № ИОТ -01-2014. По охране труда для работников предприятия(общие требования безопасности)</li> <li>- Инструкция № ИОТ-73-2014. Правила пожарной безопасности для рабочих ИТР и служащих ПСХ.</li> <li>-Положение особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях . Утверждены Постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 24. 10 . 2002г. №73</li> <li>-Типовая инструкция по безопасному ведению работ для персонала котельных (РД 10-319-99)</li> <li>-Типовая инструкция ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию паровых и водогрейных котлов (РД-10-304-99)</li> </ul>
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М.Э.			14.04.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Хабибулин М.Р.		14.04.2016

## **6 Социальная ответственность**

### **6.1 Производственная безопасность**

#### **6.1.1 Промышленная санитария**

Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21)

Показатели микроклимата производственных помещений, рабочих мест санитарным правилам.

Показатели характеристик микроклимата производственных помещений:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Допустимые параметры микроклимата приведены в табл. №1

Таблица 11-допустимые параметры микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энерготрат, Вт.	Температура воздуха, °С.		Температура поверхностей, °С.
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Iа (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0
	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0
	IIа (175-232)	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0
	IIб (233-290)	15,0-16,9	19,1-22,0	14,0-23,0
	III (более 290)	13,0-15,9	18,1-21,0	12,0-22,0
Теплый	Iа (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0
	IIа (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0
	IIб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0	15,0-28,0
	III (более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0	14,0-27,0

Продолжение таблицы 11

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт.	Относительная влажность воздуха, %.	Скорость движения воздуха, м/с.	
			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до139)	15-75	0,1	0,1
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,2
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,3
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,4
	III (более 290)	15-75	0,2	0,4
Теплый	Ia (до139)	15-75	0,1	0,2
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,3
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,4
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,5
	III (более 290)	15-75	0,2	0,5

Допустимые микроклиматические условия не оказывают нарушений или повреждений состояния здоровья в течение 8 - часовой рабочей смены, но могут привести к ухудшению самочувствия и снижению работоспособности.

Для снижения неблагоприятного воздействия микроклимата используются: системы местного кондиционирования, воздушного душирования, перерывы в работе, спецодежда, средства индивидуальной защиты, помещения отдыха, дополнительный отпуск, сокращение рабочего времени.

### **6.1.2 Освещенность производственных помещений**

По нормам СанПиН освещенность производственных помещений должна соответствовать нормам т.к. она один из важных факторов приводящий к снижению профессиональных заболеваний и травм. При соответствующей

освещённости снижается утомляемость зрения, которая напрямую связана с качеством выполняемых работ и снижает риск травматизма.

### **6.1.3 Системы вентиляций производственных помещений**

Система состоит из технических средств, которые создают правильный воздухообмен и удаляют избыточную влагу, вредные газы, излишнее тепло.

Создавая при этом благоприятный микроклимат в рабочих помещениях. Для создания в производственных помещениях продуктивной вентиляции учитывающей особенности помещения и производственных факторов (загазованность, температура).

Смонтированная на паровой котельной вентиляция выполняет следующие функции:

- аспирация. Удаление газов и пыли что образуются во время работы оборудования;
- дымоудаление. Во время пожара уберезёт от удушья угарным газом;
- приточная - вытяжная вентиляция. Удаляет, очищает, а также насыщает очищенным воздухом производственные помещения.

### **6.1.4 Защита персонала от вредных воздействий производственной вибрации, шума**

Шум и вибрация ещё один из вредных факторов, воздействующих на персонал.

Для снижения вредных воздействий шума используются средства индивидуальной защиты (беруши, наушники) для сокращения воздействия на работника вредных условий.

Устранение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается рядом мер, в соответствии с ГОСТ 12.1.003ССБТ:

- рациональное размещение оборудования;

- строительно-акустические мероприятия;
- экранирование площадок обслуживания оборудования;
- дистанционное управление шумным оборудованием;
- звукоизоляция рабочего места и оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты;

## **6.2 Опасные факторы**

### **6.2.1. Пожарная безопасность**

Оборудование в котельной представляет пожарную опасность. В связи с этим разработаны организационные мероприятия, которые включают в себя:

- выбор ответственных, за пожарную безопасность в организации;
- противопожарный режим в организации;
- организацию хранения взрывчатых и горючих веществ в соответствии с требованиями безопасности;
- обучение работников правилам пожарной безопасности;
- разработка инструкций о мерах противопожарной безопасности для каждого взрывопожарного и пожарного участка;
- недопущение посторонних лиц на объекты, где хранятся, используются, транспортируются взрывчатые вещества;
- организацию пожарной охраны;
- наличие первичных средств пожаротушения.

Котельная имеет противопожарный трубопровод с установленными гидрантами на лестничных пролетах по 2 шт. и на каждом этаже здания по 3шт., а также огнетушители пенные и углекислотные на лестничных пролетах по 2шт. и каждом этаже здания по 2шт., в электрощитовой дополнительные. В наличии ящики с песком и противопожарный щит с инвентарем (ведра, багор, лопата).

## **6.2.2 Электробезопасность**

Требования электробезопасности направлены на охрану жизни и здоровья персонала от воздействия на них электрического тока, повышения надежности работы оборудования, исключает инциденты и аварии с электроустановками.

Опасные и вредные факторы воздействия электрического тока на человека:

- воздействие электрической дуги;
- поражение электрическим током;
- воздействие электромагнитного излучения;
- воздействие электростатического поля.

Средства индивидуальной электрозащиты персонала, обслуживающего электроустановки:

- изолирующие штанги;
- указатели напряжения всех видов и классов;
- изолированный инструмент;
- диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие костюмы, изолирующие подставки.

В наличии имеются таблички предупреждающие:

- указательные - под каким напряжением электроприборы, заземлено;
- запрещающие - (не включать работают люди);
- предупреждающие – (не влезай убьет, стой - напряжение);
- разрешающие - (работать здесь);

## **6.2.3.Механизмы рабочего оборудования**

Движущиеся части машин и механизмов - электроприводы, части работающих механизмов, вращающиеся валы, рабочие колеса дымососов и вентиляторов.

Для исключения травматизма используются ограждения, ограждающие конструкции, предупреждающие знаки, проводятся инструктажи.

#### 6.2.4 Тепловые излучения и опасность термического ожога

В режиме работы котлов в котельном зале имеет место тепловое (инфракрасное) излучение. Источником теплового излучения являются котлы и трубопроводы.

Для снижения интенсивности теплового выделения и снижения вероятности термических ожогов по ГОСТ 12.4.123-83 «Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных лучей. Общие технические средства» устанавливаются следующие меры безопасности:

- тепловая изоляция на трубопроводах и котлов, там где температура поверхностей более 45 °С.;
- ограждение мест, в районе которых сильное выделение тепла;
- вентиляция рабочих мест;
- применение спецодежды в соответствии нормам

В таблице 12 приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела рабочих от производственных источников, в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 12-допустимые величины интенсивности теплового облучения

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

## 6.3 Экологическая безопасность

### 6.3.1 Вредные выбросы

Проектируемая котельная в качестве топлива использует природный газ. Этот вид топлива наиболее выгоден с экономической и экологической точки зрения.

Двуокись азота ( $\text{NO}_2$ ) – основное загрязняющее вещества при работе котельной. Предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна  $0,085 \text{ мг/м}^3$ , среднесуточная –  $0,04 \text{ мг/м}^3$ .

### 6.3.2 Расчёт высоты дымовой трубы

Изменением высота дымовой трубы можно снизить концентрацию токсичных веществ на уровне земли.

Определяем выброс оксидов азота, рассчитываемый по  $\text{NO}_2$  (г/с)

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta \cdot k \cdot B \cdot Q_n^P \cdot (1 - q_4) \quad (5.1)$$

где  $\beta$ -коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива (содержание  $\text{N}^{\text{T}}$ ) и способа шлакозолоудаления

принимаем  $\beta=0,85$ ;

$q_4$ -потери теплоты от механического недожега;

$q_4=0$ ;

$k$ -коэффициент, характеризующий выход окислов азота на одну тонну сожженного условного топлива, кг/т.

Для котлов паропроизводительностью менее 70 т/ч:

$$k = \frac{D}{20} = \frac{26,89}{20} = 1,3445 \text{ кг/т} \quad (5.2)$$

где  $D$ -паропроизводительность котельной  $D=26,89$  т/час;

$B$ -расход топлива,  $B=2101 \text{ м}^3/\text{ч}=0,426 \text{ кг/с}$ ;

$Q_P^H$  -теплота сгорания низшая на рабочую массу топлива

$$Q_P^H = 34120 \text{ кДж/нм}^3 = 46739 \text{ кДж/кг} = 46,739 \text{ МДж/кг}$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta \cdot k \cdot B \cdot Q_n^P \cdot (1 - q_4) = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 1,3445 \cdot 0,426 \cdot 46,739 \cdot 1 = 0,774 \text{ г/с}$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы  $H$ , м, при которой обеспечивается значение  $C_M$ , соответствующее условию безопасных выбросов

$$C_M \leq \text{ПДК}_{\text{NO}_2}$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta_p}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_d \cdot \Delta T}} \quad (5.3)$$

где  $A$  - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, для Севера и Северо-Запада европейской территории СССР, Среднего Поволжья, Урала и Украины  $A = 160$ ;

$M_{\text{NO}_2}$  — суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу, г/с;  $M_{\text{NO}_2} = 0,774$  г/с;

$F$  — безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе; для газообразных примесей  $F = 1$ ;

$V_d$  - объем уходящих дымовых газов н, м<sup>3</sup>/с.  $V_d = 40213 \text{ м}^3/\text{ч} = 11,17 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

$\text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,085$  м г/м<sup>3</sup>;

$H$ -высота трубы, предварительно принимаем,  $H = 20$  м;

$\eta_p$ -безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (для ровной и слабопересеченной местности  $\eta = 1$ )

$m$ -безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья источника выброса, определяется в зависимости от параметра  $f$ :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{158} + 0,34\sqrt[3]{158}} = 0,266 \quad (5.4)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} = \frac{10^3 \cdot 22^2 \cdot 0,8}{20^2 \cdot 122,5} = 158$$

где  $N$  — число одинаковых дымовых труб;  $N = 1$ ;

$\Delta T$  — разность между температурой выбрасываемых газов  $T_{yx}$  и средней температурой воздуха  $T_B$ , °С, под которой понимается средняя температура самого жаркого месяца в 14 ч.

$T_{yx} = 145$  °С;  $T_B = 22,5$  °С;

$\Delta T = T_{yx} - T_B = 145 - 22,5 = 122,5$  °С;

Коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_M$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{V_d \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{11,17 \cdot 122,5}{20}} = 5,37 \quad (5.5)$$

$n=1$ ;

Диаметр устья дымовой трубы  $D_0$  определяется формуле:

$$D_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V}{N \cdot \omega_0}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{11,17}{1 \cdot 22}} = 0,82 \text{ м} \quad (5.6)$$

принимая  $D_0=0,8$  м;

$\omega_0$  - скорость продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы

принимая  $\omega_0=22$  м/с; отсюда определяем:

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta_p}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_d \cdot \Delta T}} = \frac{160 \cdot 0,774 \cdot 1 \cdot 0,266 \cdot 1 \cdot 1}{20^2 \cdot \sqrt[3]{11,17 \cdot 122,5}} = 0,0074 \quad (5.7)$$

Высота дымовой трубы  $H=20$  м и диаметром  $D_0=0,8$  м обеспечивает значение  $C_{NO_2}$ , соответствующее условию безопасных выбросов

$$C_{NO_2} \leq \text{ПДК}_{NO_2}, \quad 0,0074 \leq 0,085.$$

#### 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Оперативная ликвидация аварии-это отделение поврежденного оборудования (участка сети) от энергосистемы, а также действия, имеющие целью:

- предотвращение развития аварии;
- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, незатронутого аварией;
- восстановление в кратчайший срок, , питания наиболее ответственных потребителей;
- создание надежной послеаварийной схемы;
- выяснение состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможности его включения в работу.

### **6.4.1 Порядок организации работ при ликвидации аварии**

6.4.1.1 Одно из условий безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режимов, неполадок, дисциплина и выполнение всех инструкций и распоряжений.

6.4.1.2 При возникновении аварийной ситуации эксплуатационным персоналом принимаются меры по ликвидации и локализации создавшегося положения, обеспечивается безопасность людей и оборудования.

6.4.1.3 В случае нарушения топливоснабжения - необходимо перевести работу котельной в режим ограниченного потребления природного газа для обеспечения минимальной нагрузки котла.

6.4.1.4 При повреждении трубопроводов в пределах котла - производится аварийная остановка котла.

6.4.1.5 В случае нарушения водоснабжения – производится увеличение подачи питательной воды для компенсации потерь и поддержания рабочего давления.

6.4.1.6 понижение температуры наружного воздуха в зимний период может повысить опасность возникновения аварийных ситуаций

- утеплить трубопроводы коммуникации, выполнить мероприятия по понижению влажности в помещениях.

## **6.4.2 Обязанности персонала при обнаружении и ликвидации аварии.**

6.4.2.1 В случае обнаружении аварии сообщить диспетчеру.

Обслуживающий персонал котельной, действует согласованно с руководством, принимает необходимые меры по устранению и ликвидации последствий аварийной ситуации.

6.4.2.2 При ликвидации аварии оперативный персонал должен действовать быстро, точно и слаженно.

6.4.2.3 После ликвидации аварии производится запуск в работу оборудования, проверяются и настраиваются соответствующие режимы работы котельной.

6.4.2.4 Все обстоятельства возникновения и действия по устранению аварии регистрируются в оперативном журнале котельной.

Таким образом, в данном разделе рассмотрен комплекс социальных вопросов, связанных с эксплуатацией паровой котельной.

## **Заключение**

В результате проделанной дипломной работы выполнен проект паровой блочно-модульной котельной паропроизводительностью 26,8 тонн пара в час для Ашальчинского месторождения нефти ПАО «Татнефть».

Вырабатываемый пар котельной используется в производственных нуждах при добыче высоковязкой нефти.

Рассчитана принципиальная тепловая схема котельной, определены тепловые нагрузки, выбрано основное и вспомогательное оборудование.

Выполнен поверочный тепловой расчет котла ДЕ-25-39, определен расход топлива.

В результате проведенных технико-экономических расчетов определена себестоимость производимого тепла, показана экономическая эффективность данного проекта котельной.

Выявлены опасные и вредные факторы, возникающие при эксплуатации котельной, воздействие вредных выбросов на окружающую среду. Рассмотрена безопасность труда персонала котельной, предусмотрены меры обеспечивающие защиту персонала от вредных факторов производства, а также способы снижающие влияние загрязняющих веществ на окружающую среду.

Проект паровой котельной может найти применение на месторождениях нефти с высоковязкой, трудноизвлекаемой нефтью, где технология добычи требует мобильного перемещения котельной.

## Список использованных источников

1. Тепловой расчёт котельных агрегатов (нормативный метод). Под редакцией Кузнецова Н.В. и других, Москва; Энергия, 1973, 296 стр.
2. Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Справочник, Москва; Энергоатомиздат, 1984, 79 стр.
3. Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. – 2-е издание, переработ. – М.: Энергия, 1968. – 240 с.
4. Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные. Москва; Энергоатомиздат, 1990, 248 стр.
5. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. Москва; Энергоатомиздат, 1989, 488 стр.
6. Манюк В.И. и другие. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник. Москва; Стройиздат, 1988, 432 стр.
7. Онищенко Н.П. Охрана труда при эксплуатации котельных установок. Москва; Стройиздат, 1991, 295 стр.
8. Рихтер Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов котельных установок тепловых электростанций. Москва; Стройиздат, 1991, 295 стр.
9. Соловьев «Проектирование крупных центральных котельных тепловых потребителей».
10. Лебедев Б.И., Пермяков Б.А. и др., Расчет и проектирование теплогенерирующих установок для систем теплоснабжение. – М.:Стройиздат,1992 г.-260с.
11. Зах Р.Г. Котельные установки. М., «Энергия», 1968. – 352с.
12. Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование. Л.: - Энергоатомиздат, 1983.
13. Белов С.В. Охрана окружающей среды. М.: Высш.школа, 1991. – 319 с.
14. Либерман Г. Р. Предупреждение аварий и неполадок котельного оборудования. – М.: Издательство литературы по строительству, 1966. – 236 с.

15. Ляликов Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. Ч. 1: Учебное пособие. – 2-е издание, стереотип. – Томск: Издательство ТПУ. – 2008, 155 с.
16. Ляликов Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. Ч. 2: Учебное пособие. – 2-е издание, стереотип. – Томск: Издательство ТПУ. – 2008, 172 с.
17. Романенко С.В. Социальная ответственность: Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» ВКР магистра, специалиста и бакалавра всех направлений и форм обучения ТПУ. – Томск: Издательство ТПУ. – 2016, 21 с.
18. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е издание, стереотип. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
19. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. – М.: Минздрав России, 2003.
20. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ИПК издательство стандартов, 1989
21. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001
23. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. – М.: Стандартиформ, 2014. – 16 с.
24. СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 1997.
25. ГОСТ 2.104-2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
26. ГОСТ 2.105-95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
27. ГОСТ 2.301-68 Единая система конструкторской документации. Форматы.