

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра «Тепловых энергетических установок»

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИГЭТТ

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

«        »        20\_\_ г  
(подпись)

«        »        20\_\_ г  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Модернизация АТЭС-2 и расчет  
подогревателей высокого давления

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Темурзаев В.А. ТЭ - 15-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Тембак А.А., д.т.н. профессор А.Т.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Тарамонов С.Г., к.э.н. профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Г. « 05 » 06 2019 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Е. « 15 » мая 2019 г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В.О., магистр, ст. преподав.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

В.Байбекова « 7 » 06 2019 г.  
(подпись)

Рецензент: Олжабаев М.С. - АО АлЭС, зам. начальника ПТО, ТЭС-2  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«        »        20\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт ИТиТ  
Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика  
Кафедра ТЭУ - тепловых энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Темирзянов Валерий Андреевич  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Модернизация АТЭУ-2 и расчет подогревателя высокого давления

утверждена приказом ректора № 124 от «26» 10 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «18» июнь 2019 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Техническая документация АЭС ТЭУ-2  
Диаметр турбины ТТ-30/100-130/13  
Диаметра и характеристики ПВД

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Введение
- 2) Описание и расчет тепловой схемы АТЭУ-2
- 3) компоновка главного корпуса
- 4) Генеральный план АТЭУ-2
- 5) Основное и вспомогательное оборудование
- 6) ХВО
- 7) Техническое водоснабжение
- 8) БЖД
- 9) Экономическая часть
- 10) Спец. вопрос: расчет ПВД.



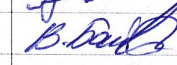

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план ТЭЦ  
Принципиальная тепловая схема ТЭЦ  
Поперечный разрез шавного корпуса  
Чертеж ПВД

Рекомендуемая основная литература

- 1) Елизаров Д.П. "Теплоэнергетические установки электростанций" - Энергоатомиздат, 1967 - 256с.
- 2) Рыжкин В.Я. "Тепловые электрические станции" - М: Энергоатомиздат, 1987 - 328с.
- 3) Костюк А.Т., Фролов В.В., Буекин А.Е. "Турбины тепловых и атомных электрических станций": учебник для вузов 2-е издание, М: Издательство МЭИ, 2001

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Мамачбаева С.Е.	30.04.-15.05.19	
Экономика	Парамонов С.Т.	05.06.19	
Спец. вопрос	Тейбач А.А.	05.06.19	
Коррозионный контроль	Байбеков В.О.	7.06.19	



## **Андатпа**

Берілген дипломдық жобада Алматы ЖЭО-ғың жоғары қысымды жылытқышты есептеу. Станцияның басты жылу схемасы есептелген. ӨҚТ бөлімінде қауіпсіздік техникасы есептелді және өрт қауіпсіздігі есептелді. Экономика бөлімінде жоғары қысымды жылытқышты жаңғыртудың экономикалық тиімділігі есептелді.

## **Аннотация**

В данном дипломном проекте рассмотрена модернизация АТЭЦ расчетом подогревателя высокого давления. Произведен тепловой расчет принципиальной тепловой схемы станции. В разделе БЖД произведен расчет предохранительных устройств и проведен расчет пожаробезопасности. В экономической части была вычислена экономическая эффективность модернизации подогревателя высокого давления.

## **Annotation**

This diploma project presents modernization of ACHP by calculating the high-pressure heater. The thermal calculation of the station's principle thermal scheme has been made. In the BC section, the safety devices were calculated and fire safety was calculated. In the economic part, the economic efficiency of the modernization of the high pressure heater was calculated.

## Содержание

Введение.....	7
Глава 1 Описание и расчет тепловой схемы АТЭЦ2.....	9
1.1 Описание тепловой схемы.....	9
1.2 Расчет тепловой схемы.....	9
Глава 2 Компоновка главного корпуса.....	16
Глава 3 Генеральный план АТЭЦ–2 .....	18
Глава 4 Основное и вспомогательное оборудование.....	21
Глава 5 Химводоочистка.....	27
Глава 6 Техническое водоснабжение.....	28
Глава 7 Безопасность жизнедеятельности.....	29
7.1 Анализ условий труда в турбинном цехе Алматинской ТЭЦ-2.....	29
7.2 Расчет пожаробезопасности.....	30
Глава 8 Экономическая часть.....	41
8.1 Характеристики турбинного цеха.....	42
8.2 Капитальные вложения.....	43
8.3 Расчет срок окупаемости.....	47
Глава 9 Специальный вопрос: расчет ПВД.....	48
9.1 Устройство и принцип работы ПВД.....	48
9.2 Расчет подогревателя высокого давления.....	50
Заключение.....	58
Список литературы.....	60

					<i>ДП – 5В071700 – 2019 – ПЗ.ДО</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Темирзянов</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Генбач А.А.</i>						
<i>Реценз.</i>	<i>Олжабаев М.С.</i>				<i>Содержание</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Байбекова В.О.</i>				<i>АУЭС, каф.ТЭУ</i>		
<i>Утверд.</i>	<i>Кибарин А.А.</i>						

## Введение

В 15 км западнее города Алматы, в области поселка Алгабас Карасайского района, находится Алматинская ТЭЦ-2. Строительство АЛЭС ТЭЦ-2 проходило в две очереди.

Первая очередь строительства проходила с 1980 по 1983 годы. В использование были запущены три паровых котла типа БКЗ-420-140-7с и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13. Вторая очередь строительства проходила с 1985 по 1989 годы. В использование были запущены еще четыре паровых котла БКЗ-420-140-7с две паровые турбины Т-110/120-130-5 и паровая турбина Р-50-130/13.

С 1995 года и по сей день проходит третья очередь постройки, которая добавит к уже имеющемуся оборудованию еще один котел типа БКЗ-420-140-7с, постройка обновленного золоотвала, восстановление скрубберов с трубами Вентури, перестройку конвективной шахты котлов типа БКЗ-420-140-7с.

Выпуск тепла от АЛЭС ТЭЦ-2 производится в горячей воде для зоны тепла г. Алматы. АЛЭС ТЭЦ-2 действует в основном режиме вместе с западным тепловым пунктом, который действует в максимальном режиме. Выпуск электроэнергии от АЛЭС ТЭЦ-2 выполняется и передается на напряжении 110 кв. контур распределительного устройства 110 кв сделана с двойной рабочей и обходными устройствами шин, с одним отключением. Обе рабочие системы шин разделены.

Установленная мощность АТЭЦ-2:

- тепловая мощность - 1176 Гкал/ч.

- электрическая мощность - 510 мВт

В Алматинском регионе на данный момент имеется дефицит тепловой мощности и электрической мощности, с этим связано развитие производства и жилищное строительство.

Основным топливом на Алматинской ТЭЦ-2 является экибастузский уголь. Экибастузский угольный бассейн является крупнейшим угольным месторождением в Казахстане и располагается в Павлодарской области. Добывается в котловине общей площадью 155 км<sup>2</sup> при длине 24 км и ширине 8.5 км. Запас угля в бассейне рассчитывается около 12 млрд. т. Центром добычи угля является город Экибастуз. Основными характеристиками экибастузского угля являются: влага ( $W^p = 4 - 9\%$ ); зольность ( $A^p = 35 - 53\%$ ); сера ( $S^p = 0.4 - 0.7\%$ ); азот ( $N^p = 0.5 - 0.9\%$ ); низшая теплота сгорания ( $Q_n^p = 2700 * 4250 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$ ); выход летучих ( $V^l = 24 - 28\%$ ).

Будет произведено описание и расчет принципиальной тепловой схемы Алматинской ТЭЦ-2. Принципиальной тепловой схемой называют ту схему, которая характеризует преобразование тепла в электрическую энергию и обеспечивает теплом потребителей. Предельная тепловая нагрузка Алматинской ТЭЦ-2 равна  $Q_{\max} = 1071$  Дж/ч, отсюда нагрузка горячего водоснабжения  $Q_{\text{гвс}} = 195$  Дж/ч, нагрузка отопления и вентиляции  $Q_{\text{от}} = 876$  Дж/ч. Основное топливо, которое используют на ТЭЦ-2, является

экибастузский уголь, а в качестве расходного топлива использую мазут. Мазут на ТЭЦ-2 хранится в емкостях объемом 1000 м<sup>3</sup>, всего на территории станции имеется три емкости.

Также будет произведено описание компоновки главного корпуса ТЭЦ, при планировке которого было решено строить постройку в заглубленном варианте.

Составится описание основного и вспомогательного оборудования. Большое количество имеющегося на ТЭЦ-2 основного и вспомогательного оборудования, из них будут описаны: одна турбина типа Р-50-130, две турбины типа Т-100/120-130, три турбины типа ПТ-80/100-130/13, восемь паровых котлов типа БКЗ-420-140-7с, масляная система, деаэратор, конденсационная установка, теплофикационная установка, экономайзер, подогреватели мазута и другие. На ТЭЦ из подпитки котлов и подпитки тепловых сетей складывается производительность ХВО. Произведется расчет производительности ХВО и расход сырой воды на ХВО. Рассчитается расход технической воды.

На Алматинской ТЭЦ-2 эксплуатируются следующие подогреватели высокого давления:

1. На турбинах типа ПТ-80 установлены блоки из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-5), ПВ-425-230-37 (ПВД-6), ПВ-500-230-50 (ПВД-7);
2. На турбинах Т-110 установлены блоки из трех подогревателей: ПВД-550-230-25 (ПВД-5), ПВД-550-230-35 (ПВД-6), ПВД-550-230-50 (ПВД-7);
3. На турбине Р – 50 установлен блок из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-1), ПВ-425-230-37 (ПВД-2), ПВ-475-230-50 (ПВД-3);
4. Общестационарная группа подогревателей высокого давления смонтирована в цехе, состоит из двух подогревателей: ПВ-425-230-13 (ПВД-1), ПВ-425-230-37 (ПВД-2).

В разделе БЖД произведется расчет пожарной профилактики турбинного цеха, в расчете которого будет предусмотрена эвакуация людей из охваченных огнем зданий, расчет установок водяного пожаротушения, расчет предохранительных устройств подогревателя высокого давления. Для обеспечения необходимого количества воды для пожаротушения в турбинном цехе, определил плотность потока эвакуируемых людей и произвел расчет водяного пожаротушения.

В экономической части дипломного проекта рассчитывается экономическая эффективность модернизации подогревателя высокого давления.

Раздел специального вопроса дипломного проекта включит в себя расчет подогревателя высокого давления с последующей модернизацией.

В настоящее время на Алматинской ТЭЦ-2 производится сжигание преимущественно экибастузского угля с высоким содержанием золы. В настоящем проекте предусматривается модернизация АТЭЦ-2 расчетом подогревателя высокого давления. Кроме того, технико-экономическое



обоснование проектных решений по вопросам реконструкции, безопасности и охраны окружающей среды.

## **Глава 1 Описание и расчет тепловой схемы АТЭЦ-2**

### **1.1 Описание тепловой схемы**

Принципиальной тепловой схемой называют ту схему, которая характеризует преобразование тепла в электрическую энергию и обеспечивает теплом потребителей.

На Алматинской ТЭЦ-2 установлено восемь котлов типа БКЗ-420-140-7с, работающих на общем коллекторе 140 ата, который питает шесть турбин, три турбины типа ПТ-80/100-130/13, две турбины типа Т-110/120-130 которые имеют сетевые нагреватели, обеспечивающие тепловую нагрузку, а так же одну турбину Р-50-130/13. У турбин ПТ и Т система регенерации состоит из четырёх подогревателей низкого давления (ПНД), трёх подогревателей высокого давления (ПВД) и деаэратора. Система регенерации турбины типа Р состоит из трёх ПВД и деаэратора.

Пар из турбины типа Р-50-130/13 и отборов турбин типа ПТ-80/100-130/13 подается на стационарный коллектор 13 ата. Из стационарного коллектора питаются пиковые бойлеры, которые покрывают пиковые нагрузки, а так же подается пар на собственные нужды ТЭЦ, то есть поставка пара для производства из Алматинской ТЭЦ-2 очень маленькая.

На ТЭЦ имеется система РОУ-140/13, предназначенная для резервирования коллектора 13 ата на случай остановки одной из турбин, одна на 250 т/ч и два по 150 т/ч. В турбины ПТ и Т включены конденсаторы. Конденсат из конденсатора через группу ПНД идет в деаэратор, из деаэратора через группу ПВД идет в котёл и цикл закрывается. В турбине Р-50 нет конденсатора, пар из турбины уходит на коллектор, а в деаэратор турбины идет дренаж пиковых бойлеров.

### **1.2 Расчёт тепловой схемы**

#### *Тепловые нагрузки ТЭЦ*

Исходя из данных ТОО «Алматинские тепловые сети» и ТОО «Алматыэнерго» предельная тепловая нагрузка Алматинской ТЭЦ-2 равна  $Q_{\max}=1071$  Дж/ч, отсюда нагрузка горячего водоснабжения  $Q_{\text{ГВС}}=195$  Дж/ч, нагрузка отопления и вентиляции  $Q_{\text{от}}=876$  Дж/ч.

Климатические данные для г. Алматы:

Температура наружного воздуха:

Расчетная температура отопления  $t_{\text{н}}^{\text{р}} = -25^{\circ}\text{C}$

Средняя температура холодная месяца  $t_{\text{н}}^{\text{хм}} = -7,4^{\circ}\text{C}$

Средняя температура отопительного периода  $t_{\text{н}}^{\text{ср}} = -2,1^{\circ}\text{C}$   
Средняя температура летнего периода  $t = +20^{\circ}\text{C}$ .

*Вычисление тепловых нагрузок по режимам:*

I-режим, максимально-зимний:

$$Q^{\text{I}} = Q_{\text{max}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{гвс}}; \quad (1.1)$$

$$Q^{\text{I}} = 876 + 195 = 1071 \text{ Дж/ч.}$$

II-режим, расчетно-контрольный:

$$Q^{\text{II}} = Q_{\text{от}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{KM}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{P}}} + Q_{\text{гвс}}; \quad (1.2)$$

$$Q^{\text{II}} = 876 \cdot \frac{18+7,4}{18+25} + 195 = 712,4 \text{ Дж/ч.}$$

III-режим, среднеотопительный:

$$Q^{\text{III}} = Q_{\text{от}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{P}}} + Q_{\text{гвс}}; \quad (1.3)$$

$$Q^{\text{III}} = 876 \cdot \frac{18+2,1}{18+25} + 195 = 604,5 \text{ Дж/ч.}$$

IV-режим, летний:

$$Q^{\text{IV}} = Q_{\text{max}} = 195 \text{ Гкал/ч.} \quad (1.4)$$

Тепловая мощность аппаратуры:

3хПТ-80/100-130/13:

$$\sum Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} = 3 \cdot 80 = 240 \text{ Гкал/ч.} \quad (1.5)$$

2хТ-110/120-130:

$$\sum Q_{\text{отб}}^{\text{T}} = 2 \cdot 175 = 350 \text{ Гкал/ч.} \quad (1.6)$$

Суммированная мощность отборов:

$$Q_{\text{отб}} = \sum Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} + \sum Q_{\text{отб}}^{\text{T}}; \quad (1.7)$$

$$Q_{\text{отб}} = 240 + 350 = 590 \text{ Дж/ч.}$$

Мощность пиковых бойлеров  
ПТ-80/100-130:

$$\sum Q_{пб}^{пт} = 3 \times Q_{пб}^{пт}; \quad (1.8)$$

$$\sum Q_{пб}^{пт} = 3 \times 130 = 390 \text{ Дж/ч.}$$

P-50-130:

$$\sum Q_{пб}^p = 230 \text{ Дж/ч}; \quad (1.9)$$

Суммированная мощность пиковых бойлеров:

$$\sum Q_{пб} = \sum Q_{пб}^{пт} + \sum Q_{пб}^p; \quad (1.10)$$

$$\sum Q_{пб} = 390 + 230 = 620 \text{ Дж/ч.}$$

Для города Алматы, согласно нормам, рекомендуется тепло:

$$\alpha_{тэц} = 0,5 : 0,55; \quad (1.11)$$

Расчетный коэффициент теплофикации:

$$\alpha_{тэц} = \frac{Q_{отб.}}{Q^1}; \quad (1.12)$$

$$\alpha_{тэц} = \frac{590}{1071} = 0.55.$$

Нагрузка отборов турбин:

$$Q_{отб} = \alpha_{тэц} \cdot Q^1; \quad (1.13)$$

$$Q_{отб} = 0.55 \cdot 1071 = 590 \text{ Дж/ч.}$$

Максимальная нагрузка АТЭЦ-2:

$$Q_{пик} = Q^1 - Q_{отб}; \quad (1.14)$$

$$Q_{пик} = 1071 - 590 = 481 \text{ Дж/ч.}$$

Таблица 1.1- Сводная таблица тепловых нагрузок

№ п/п	Наименование потребителя	Обозна- чение	Един. изм.	Режимы			
				I	II	III	IV
1	Отопление и вентиляция	Q <sub>от</sub>	Дж/ч	876	513	405	-
2	Горячее водоснабжение	Q <sub>ГВС</sub>	Дж/ч	195	195	195	195

Продолжение таблицы 1.1

3	Итоги по ТЭЦ	Q	Дж/ч	1071	712,4	604,5	195
4	Основные сетевые подогреватели	Q <sub>осп</sub>	Дж/ч	590	590	590	195
5	Пиковые сетевые подогреватели	Q <sub>пб</sub>	Дж/ч	481	154	46	-

*Вычисление расхода пара на собственные нужды ТЭЦ*

а) Расход пара на мазутохозяйство.

В качестве расходного топлива на ТЭЦ-2 используют мазут, теплотворная способность которого  $Q_{нр} = 38940$  кДж/кг. На топку энергетических котлов расходуется мазут:

$$B_{расч}^{эк} = \frac{D_{расч}(h_{пл} - h_{пв})}{Q_{н}^p \eta}; \quad (1.15)$$

где, количество пара от двух растапливаемых котлов с 30% производительностью 420 т/ч, определяется как:

$$D_{раст} = \frac{30 \cdot 2 \cdot D_{к}}{100}; \quad (1.16)$$

$$D_{раст} = \frac{30 \cdot 2 \cdot 420}{100} = 252 \text{ т/ч.}$$

Энтальпия пара и воды, взятая по таблице «Термодинамические свойства воды и водяного пара» Ривкин С.Л.:

$$h_{пл} = 3474,3 \text{ кДж/кг, при } P = 140 \text{ ата, } t = 555^{\circ}\text{C}$$

$$h_{пв} = 1021 \text{ кДж/кг, при } t_{пв} = 230^{\circ}\text{C, } P_{пв} = 170 \text{ ата.}$$

$$B_{расч}^{эк} = \frac{252 \cdot (3474,3 - 1021)}{38940 \cdot 0,91} = 17,44 \text{ т/ч.}$$

Расход пара на дренаж мазута из железнодорожных баков:

$$D_{сл} = n(0,636 - 0,0106 t_{нв}); \quad (1.17)$$

где,  $n=5$  – число баков мазутного слива в одной ставке;  
 $t_{нв}$ - температура наружного воздуха.

Расчет зададим по режимам:

$$D_{сл}^I = 5 \cdot (0,636 - 0,0106(-25)) = 4,5 \text{ т/ч,}$$

$$D_{сл}^{II} = 5 \cdot (0,636 - 0,0106(-7,4)) = 3,6 \text{ т/ч,}$$

$$D_{сл}^{III} = 5 \cdot (0,636 - 0,0106(-2,1)) = 3,3 \text{ т/ч,}$$

$$D_{сл}^{IV} = 5 \cdot (0,636 - 0,0106 \cdot 20) = 2,1 \text{ т/ч.}$$

Расход пара на разогрев мазута в резерве мазутохранилища. На Алматинской ТЭЦ-2 есть три емкости по 1000 м<sup>3</sup>. Расход пара на одну емкость 1000 м<sup>3</sup>.

$$D^1_{\text{под}} = 0,876 - 0,0146(\pm t_{\text{нв}}); \quad (1.18)$$

Расход пара на три резервуара:

$$D_{\text{под}} = n \cdot (0,876 - 0,0146(\pm t_{\text{нв}})); \quad (1.19)$$

Расчет по режимам:

$$D^1_{\text{под}} = 3 \cdot (0,876 - 0,0146(-25)) = 3,7 \text{ т/ч.}$$

$$D^2_{\text{под}} = 3 \cdot (0,876 - 0,0146(-7,4)) = 3,0 \text{ т/ч,}$$

$$D^3_{\text{под}} = 3 \cdot (0,876 - 0,0146(-2,1)) = 2,7 \text{ т/ч,}$$

$$D^4_{\text{под}} = 3 \cdot (0,876 - 0,0146 \cdot 20) = 1,8 \text{ т/ч.}$$

Расход пара на подогрев при перекачке мазута:

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 \cdot V^{\text{ЭК}}_{\text{раст}}; \quad (1.20)$$

где,  $V^{\text{ЭК}}_{\text{раст}} = 17,44$  – расход мазута на котлы.

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 \cdot 17,44 = 1,16 \text{ т/ч.}$$

Общий расход пара на мазутохозяйство:

$$D_{\text{мх}} = D_{\text{под}} + D_{\text{сл}} + D_{\text{раз}}. \quad (1.21)$$

Расчет по режимам:

$$D^1_{\text{мх}} = 4,5 + 3,7 + 1,16 = 9,36 \text{ т/ч,}$$

$$D^2_{\text{мх}} = 3,6 + 3,0 + 1,16 = 7,76 \text{ т/ч,}$$

$$D^3_{\text{мх}} = 3,3 + 3,7 + 1,16 = 7,16 \text{ т/ч,}$$

$$D^4_{\text{мх}} = 2,1 + 1,8 + 1,16 = 5,06 \text{ т/ч.}$$

б) Потребление сырой воды на химводоочистку:

$$G_{\text{св}} = 1,25(G_{\text{ут}} + G^{\text{тс}}_{\text{под}} + G^{\text{мх}}_{\text{пот}} G^{\text{б}}_{\text{сеч}}); \quad (1.22)$$

где,  $G_{\text{ут}}$  потери пара на энергетическом котле при его получении:

$$G_{\text{ут}} = 0,02 D^1_{\text{к}}; \quad (1.23)$$

где,  $D^1_{\text{к}}$  расход пара на турбины:

$$D^1_{\text{к}} = 1,03(n_{\text{пт}} D^{\text{пт}}_{\text{мах}} + D^{\text{р}}_{\text{мах}} + n_{\text{т}} D^{\text{т}}_{\text{мах}}); \quad (1.24)$$

$$D^1_{\text{к}} = 1,03(3 \cdot 470 + 420 + 2 \cdot 485) = 2884 \text{ т/ч,}$$

$$G_{\text{ут}} = 0,02 \cdot 2884 = 57 \text{ т/ч.}$$

Расход воды на питание теплосети:

$$G_{\text{под}}^{\text{те}} = G_{\text{сет.воды}} = \frac{Q^1}{(t_{\text{пм}} - t_{\text{об}}) C_{\text{в}}}; \quad (1.25)$$

где,  $t_{\text{пм}} = 150^\circ\text{C}$  – температура воды в подающей магистрали;  
 $t_{\text{об}} = 30^\circ\text{C}$  – температура подпиточной воды теплосети.

$$G_{\text{под}}^{\text{те}} = \frac{1071 \cdot 10^3}{(150 - 30) 1} = 8925 \text{ т/ч.}$$

Потери пара на мазутном хозяйстве:

$$G_{\text{мх}}^{\text{пот}} = 0,2 D_{\text{мх}}; \quad (1.26)$$

$$G_{\text{мх}}^{\text{пот}} = 0,2 \cdot 9,36 = 1,872 \text{ т/ч.}$$

Затраты воды на продувку котлов:

$$G_{\text{прод}} = 0,01 \cdot D_{\text{к}}^1; \quad (1.27)$$

$$G_{\text{прод}} = 0,01 \cdot 2884 = 28,84 \text{ т/ч.}$$

Затраты пара из РНП:

$$D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} \frac{h_{\text{прод}}^n - h_{\text{сеп}}^{\text{в}}}{h_{\text{сеп}}^{\text{п}} - h_{\text{сеп}}^{\text{в}}}; \quad (1.28)$$

где,  $h_{\text{прод}} = 1573 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия воды в цилиндре,  $h_{\text{сеп}}^{\text{п}} = 2756 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия пара при  $P = 0.6 \text{ МПа}$ ,  
 $h_{\text{сеп}}^{\text{в}} = 671 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия воды из РНП.

$$D_{\text{сеп}} = 28,84 \frac{1573 \cdot 0,98 - 671}{2756 - 671} = 12,0 \text{ т/ч.}$$

Тепло которое перешло продувкой в теплообменнике:

$$G_{\text{сеч}}^{\text{в}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}}; \quad (1.29)$$

$$G_{\text{сеч}}^{\text{в}} = 28,84 - 12,0 = 16,84 \text{ т/ч.}$$

Расход необработанной воды на химводоочистку:

$$G_{\text{св}} = 1,25(57 + 8875 + 1,8 + 16,8) = 11188 \text{ т/ч.}$$

в) Расчет деаэратора подпитки цикла:

$$G_{\text{цикла}}^{\text{под}} = G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}^{\text{пот}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{пот}}); \quad (1.30)$$

$$G_{\text{цикла}}^{\text{под}} = 16,8 + 57 + 1,8 + (9,4 - 1,8) = 83,2 \text{ т/ч.}$$

Температура воды в деаэраторе:

$$t_{\text{д}}^{\text{в}} = \frac{(G_{\text{сеп}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}^{\text{пот}}) \cdot 38 + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{пот}}) \cdot 100}{G_{\text{под}}^{\text{цикла}}}; \quad (1.31)$$

$$t_d^B = \frac{(16,8+57+1,8) \cdot 38 + (9,4-1,8) \cdot 100}{83,2} = 43,7^\circ\text{C}$$

По значению температуры воды в деаэраторе  $t_d^B = 43,7^\circ\text{C}$  и температуры воды в баке деаэратора  $t_{\text{бак}}^B = 43^\circ\text{C}$  определяем коэффициент  $k = 4,6 \cdot 10^{-3}$

Расход пара из эжектора в ДВС:

$$D_{\text{п}}^{\text{д1}} = G_{\text{цикла под}} \cdot k \cdot 10^{-3}; \quad (1.32)$$

$$D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 83,2 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч.}$$

Расход пара на эжекторы:

$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = U \cdot D_{\text{п}}^{\text{д1}}; \quad (1.33)$$

$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = 0,3 \cdot 0,38 = 0,12 \text{ т/ч.}$$

Суммарный расход пара:

$$D_{\text{эж}}^{\text{д1}} = D_{\text{п}}^{\text{эж}} + D_{\text{п}}^{\text{д1}}; \quad (1.34)$$

$$D_{\text{эж}}^{\text{д1}} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч.}$$

г) Расход сетевой воды для подогрева подпиточной воды теплосети в ДВС т/сети:

$$G_{\text{сет.в}} = \frac{G_{\text{подп}}^{\text{пт}} (h_{\text{д}}^1 - h_{\text{подп}}^1)}{h_{\text{св}} - h_{\text{д}}^1}; \quad (1.35)$$

где,  $h_{\text{д}} = 167$  кДж/кг – энтальпия перегретой воды,  
 $h_{\text{подп}} = 159$  кДж/кг – энтальпия подпиточной воды,  
 $h_{\text{св}} = 482$  кДж/кг – энтальпия сетевой воды.

$$G_{\text{сет.в}} = \frac{8875 \cdot (167 - 159)}{482 - 167} = 221 \text{ т/ч.}$$

Таблица 1.2 – Сводная таблица тепловых нагрузок наружных потребителей и СН ТЭЦ-2

№ п/п	Название Величин	Обозначение	Ед. Изм.	Режимы			
				I	II	III	IV
<b>I</b>	Нагрузка по пару 13 ата:						
<b>1</b>	на пиковые бойлеры	$D_{\text{п}}^{\text{пб}}$	т/ч	698	210	63	-
<b>2</b>	на мазутное хозяйство	$D_{\text{п}}^{\text{мх}}$	т/ч	9,36	7,76	7,16	5,06
<b>3</b>	на эжекторы вакуумного деаэратора	$D_{\text{п}}^{\text{эж}}$	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>4</b>	на подогрев подпиточной воды	$D_{\text{п}}^{\text{под}}$	т/ч	7,7	7,7	7,7	7,7

Продолжение таблицы 1.2

<b>5</b>	<b>Итого:</b>	$D_{II}^{пб}$ $Q_{II}$	т/ч Дж/ч	<b>715,6</b> <b>524</b>	<b>226</b> <b>166</b>	<b>78,4</b> <b>57</b>	<b>13,3</b> <b>9,7</b>
<b>II</b>	Нагрузка по пару 1,2 ата:						
<b>6</b>	на основные сетевые подогреватели	$Q_{осп}$	Дж/ч	554	554	554	554
<b>7</b>	на подогреватели сырой воды	$Q_{св}$	Дж/ч	36	36	36	36
	Итого:	$Q$	Дж/ч	590	590	590	255
	Всего:	$Q_{сумм}$	Дж/ч	1114	756	647	234,7

## Глава 2 Компоновка главного корпуса

Компоновкой главного корпуса называют взаиморасположение оборудования, строительных конструкций и отдельных помещений. Главный корпус на станции – это центральный производственный корпус, в котором находятся турбоагрегаты с электрическими генераторами, паровые котлы, вспомогательное оборудование, трубопроводы, щитки управления работой оборудования и др.

Главный корпус состоит из машинного зала, в котором находятся турбины и их вспомогательное оборудование, из котельной, где размещены паровые котлы и их промежуточного отделения (деаэрационная). Так же в состав главного корпуса входит бункерное отделение которое может находиться со стороны машинного зала, или с наружной стороны котельной. Иногда строительство бункерного отделения выполняется вместе с деаэрационной.

Большая часть вложений на станцию уходит на строительство главного корпуса и оборудование.

Компоновка главного корпуса должна соответствовать следующим требованиям:

1. Технологический процесс электростанции должен осуществляться безопасно и надежно.

2. Компоновка главного корпуса должна обеспечивать промышленные методы его строительства и монтажа, ремонта оборудования. Для этого необходимо установить грузоподъемные краны для обслуживания основного и вспомогательного оборудования станции.

3. Компоновка главного корпуса должна предусматривать комфортные условия эксплуатации. Должно быть достаточное количество проходов между оборудованием, ремонтные площадки, иметь щиты для управления оборудованием и др.



4. Санитарно-гигиенические требования должны включать в себя создание нормальных условий труда, нормальные условия жизни для населенных пунктов находящихся рядом со станцией.

5. Размещение оборудования на станции должно быть компактным в соответствии с технологическим процессом.

При планировке основного корпуса было решено выполнить постройку корпуса в заглубленном варианте и установить три турбоагрегата типа ПТ – 80/100 - 130/13 ЛМЗ с ТВФ 120 – 2, двух - Т – 110/120 – 130 УТМЗ с ТВФ 110 – 2ЕУЗ, одного Р – 50 – 30/13 ЛМЗ с ТВФ 63 – 2УЗ и восемь пылеугольных отлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С. Главный корпус представляет собой продольно расположенные отделения на четырех пролетах:

- машинное отделение – 39 метровый пролет, с пристройкой в 12 метров конденсационном отделении ряд;

- деаэрационное отделение – с пролётом в 12 метров;

- деаэрационное-бункерное отделение – с пролетом в 12 метров;

- котельное отделение – с пролетом в 39 метров. Для продольного шага колонн каркаса было принято расстояние в 6 метров.

Расположение машинного отделения выполнено поперечным расположением турбогенераторов и оснащено двумя мостовыми кранами, грузоподъемность которых составляет 50/10 тонн.

Основные отметки машинного отделения:

- отметка пола конденсационного отделения равна -12.00 метров;

- отметка пола обслуживания турбогенераторов равна 0.00 метров;

- отметка низов ферм перекрытия + 16.70 метров.

Фундаменты турбогенераторов, регенеративных подогревателей, питательных насосов, пусковые и резервные маслонасосы, конденсаторы, питательные насосы, конденсатные насосы и дренажные насосы размещены в конденсационном отсеке машинного зала.

Установка турбин и генераторов производилась на сборном железобетонном фундаменте, который не имеет отношения к остальным конструкциям. Так же в корпусе установлены служебные зоны, соединенные между собой коридорами, находящиеся возле турбогенераторов. Площадки обслуживания находятся на отметке +0.15 метров.

На металлических каркасах, с правой стороны турбины, установлены регенеративные подогреватели ПНД и ПВД. С учетом удобной эксплуатации трубопроводов размещены сетевые подогреватели.

Чтобы обеспечить удобный монтаж, ремонт оборудования, обслуживание оборудования, арматуры и «карман» трубопровода был предусмотрен кран с грузоподъемностью в 10 тонн.

Ядром жёсткости каркаса главного корпуса послужило бункерно-деаэрационное отделение, в пролётах которого располагаются:

- деаэраторы 6 и 1,2 ата в полуоткрытом виде установлены на отметке в +20.10 метров. Для ремонта и обслуживания деаэраторов установлены 2 крана грузоподъемностью в 10 тонн;

- конвейерная лента бункера сырого угля на отметке +12.50 метров;
- деаэраторы теплофикационной установки и трубопроводы низкого давления ПДУ находятся на отметке +10,00 метров;
- трубопроводы питательной воды и острого пара, РОУ размещены на отметке +6.10 метров. На площадке установлен кран грузоподъемностью в 5 тонн;
- питатели сырого угля находятся на отметке 0.15 метра;
- главный щит управления аккумуляторов, групповые щиты управления находятся на отметке в 0.15 метров;
- кабельные полуэтажи РУСН находятся на отметке -4.00 метра;
- РУСН-10 и 0.4 кВт на отметке в -8.4 метра;
- молотковые мельницы ММТ-2000/2590/730 и мельничные вентиляторы ВГДН-15  $\phi = 900$ ;
- кабельные полуэтажи ГЩУ и ГрЩУ на отметке в -12.00 метров.

Так же в отделениях расположен бункер сырого угля.

Котельное отделение и бункерно-деаэраторное отделение отделены друг от друга стеной по ряду на отметке 0.00 +10.00 метров, перекрытием на отметке +10.00 метров и стеной на отметке +10.00 до +20.00 метров.

Восемь котлов типа БКЗ-420-140-7С и один котел типа Е-420-140-7С расположены в котельном цехе на отметке от -12.00 до 20.40 метров. На отметке -12.00 метров расположено оборудование гидрозолаудаления (зольное помещение), дутьевые вентиляторы ДН-26-ГМ и багерные насосные. Каждый котел установлен на своем каркасе. Для воспроизведения ремонтов и обслуживания используется кран грузоподъемностью 10 тонн, который находится в подвешенном состоянии к фермам потолкового перекрытия котельного цеха. В открытом положении находятся дымососы ДН-26х2-0.65 за стенами главного корпуса. На территории главного корпуса предусмотрены монтажно-ремонтные площадки с въездами для транспортных средств.

### **Глава 3 Генеральный план АТЭЦ-2**

Генеральным планом электростанции называют план размещения на производственной площадке станции ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план является важнейшей составляющей ситуационного плана электростанции.

Важнейшим условием грамотного размещения зданий и сооружений на электростанции являются «господствующие» направление и сила ветра и называется «роза ветров».

В генеральном плане предусматривается строительство для монтажного полигона, на котором происходит сборка стальных и железобетонных конструкций. Учитывается свободное место для достройки главного корпуса. Подвод железнодорожных и автомобильных путей предусматривается ко всем постройкам на станции, таким как: машинный зал и котельная, к

повышающему трансформатору, к приемно-разгрузочному устройству и складу топлива, к складам масла и прочих материалов.

Площадка для строительства Алматинской ТЭЦ-2 расположена в 15 километрах от города Алматы с запада.

Участок Алматинской ТЭЦ-2 состоит из пластов просадочного суглинка, который имеет слой песка, которые в свою очередь переходят в гравийные и галечные слои (просадка суглинков 13-18 метров). Нахождение грунтовых вод находится на глубине 16 – 22 метров от поверхности земли. Если учесть утечки из коммуникаций, то вероятность повышения уровня грунтовых вод очень низкая. Строительным коммуникациям находящимся на территории ТЭЦ не угрожают грунтовые воды.

Сейсмическая активность в районе участка-9 баллов. Трудность обработки грунта определяется при помощи СНиП IV-2-82. Степень сложности, по отношению к инженерно-геологическим условиям, III. Учитывая здания и сооружения I - II класса, были предусмотрены буронабивные сваи, поддерживаемые на Песках с помощью ног. Буронабивные сваи с диаметром 120см и 60 см несущая способность равна 300 и 90 тонн. Общая площадь земель, определенных под строительство Алматинской ТЭЦ-2, составляет 500 Га и включает:

- золоотвал площадью 12 Га (на 3 года);
- электростанции площадью 38 Га;
- временные сооружения площадью 20 Га (строительные дворы).

При учете научно-технических связей для планирования приняты запросы многофункционального зонирования местности, запросы решения с ТЭЦ ЛЭП и тепловых трасс, автотранспорта и последующих возведений.

От жилой зоны площадь постройки ограждена массивом в 3 километра зеленых насаждений и сельхоз полей. В проекте данной дипломной работы изучены только строительная база и ген план площади электростанции.

Основной корпус ТЭЦ, дополнительный корпус, растопочное мазутное хозяйство, административно – бытовые здания, открытые сортировочный установки, трансформаторы, градирни, складское помещение твёрдого горючего, корпус дробления были размещены на территории площади электростанции в пределах ограждения. Железнодорожные пути, вагонный опрокидыватель угля, склад при объекте ОКСа, устройство размораживания и станция находятся вне пределов ограды с западной стороны. Дальше с нужным охранно-пожарным разрывом – мазутное хозяйство и хранилище РКТ.

(Алматинской компании тепловых сетей).

Строительная площадка с бетонорастворным узлом, автобазой, а также две сборочные площадки для сбора металлических конструкций каркаса основного корпуса и блоков котла располагаются в северной стороне электростанции. Учитываются минимальные разрывы между сооружениями и зданиями, определяя размер площади электростанции, исходя из технологических, санитарных и противопожарных требований.

С северной стороны железнодорожные пути выходят на ТЭЦ к путепроводу для разгрузки вагонов неисправного типа, а далее на объекты легкого мазута и ОВК - 2. Железнодорожные пути также состоят из сборочных мест. Прием блоков укрупненного типа в зону, где происходит монтаж, осуществляется прицепами на пневматическом ходу.

С юга от строительной площадки приходит автодорога, которая соединяет площади ТЭЦ с автомобильной дорогой. Ширина дороги основного въезда и кольцевая дорога 6 метров, остальные дороги – 4.5 метра шириной.

Тип планировки территории-вертикальный, выполненный максимально при сохранении естественного рельефа с минимальным количеством заделок. Все вышеизложенное учитывает отвод воды из зданий и сооружений в дренажные траншеи лотка водоснабжения и в дождеприемники на поверхности. Минимальный наклон проектируемых участков варьируется от 0,005 до 0,008. Параллельно наружным стенам сооружений создается ответный удар, имеющий ширину, превышающую удаление карниза на 200 мм, но не менее 500 мм, с наклоном  $0,03 \div 0,10$ , который направлен от стен зданий.

Уровень первого этажа, а именно его чистого пола, располагается на 0,15м выше чем отметка планировки сооружения. Отметка ЧП конденсационного отделения машинного зала, ОВК-1 и зольного помещения котельного цеха основного здания располагается на уровне -12 метров (вариант заглублённого основного корпуса). С целью отведения паводковых и прочих вод при непредвиденных ситуациях из зольного отдела основного корпуса проведёт туннель.

Ветры, преобладающие в Алматы, достигают скорости 3 м/с, при учете годовых наблюдений. Сильные ветры достигают скорость выше 15 м/с и наблюдаются в Алматы всего до 15-ти дней в год. Озеленение местности электростанции осуществлено посадками древесно-кустарникового типа в обобщении с травянистыми посевами и декоративными растениями. В рамках площади озеленения проектом предусматриваются места для отдыха.

Генеральный план спроектирован учитывая вероятность по расширению ТЭЦ.

*Основные технико-экономические показатели компоновки генплана*

1. Величина площади размещающая здания:  $F_{зд} = 10$  Га.
2. Величина площади электростанции в пределах ограды:  $F = 38$  Га.
3. Величина площади, размещающая здания и сооружения:  $F_{сум} = 16$

Га;

4. Удельная величина площади промышленной площадки:

$$F_{уд} = \frac{F}{N}; \quad (3.1)$$

$$F_{уд} = \frac{38}{620} = 0,061 \text{ Га/МВт.}$$

5. Коэффициент функционирования территории:

$$K_r = \frac{F_{\text{сум}} \cdot 100\%}{F}; \quad (3.2)$$

$$K_r = \frac{16 \cdot 100\%}{38} = 42,1\%.$$

6. Коэффициент строительства:

$$K_{\text{стр}} = \frac{F_{\text{зд}} \cdot 100\%}{F}; \quad (3.3)$$

$$K_{\text{стр}} = \frac{10 \cdot 100\%}{38} = 26,3\%.$$

## Глава 4 Основное и вспомогательное оборудование

На Алматинской ТЭЦ-2 в эксплуатации присутствуют:

а) шесть паротурбинных установок:

- одна турбина типа Р-50-130;
- две турбины типа Т-100/120-130;
- три турбины типа ПТ-80/100-130/13.

б) восемь паровых котлов типа БКЗ-420-140-7с.

Паротурбинная установка ПТ-80 / 100-130 / 13 с промышленным и отопительным отбором пара, номинальной мощностью 80 МВт, максимальной мощностью 100 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначен для непосредственного привода электрогенератора типа ТВФ-120-2 с частотой вращения 50 Гц, мощностью 120 МВт и теплоснабжения для нужд производства и отопления.

Номинальные значения основных параметров турбоустановки типа ПТ-80\100-130\13:

1. Электрическая мощность:

- максимальная мощность,  $N_{\text{max}} = 100$  МВт;
- номинальная мощность,  $N_{\text{ном}} = 80$  МВт.

2. Давление и температура пара перед стопорным краном:

- давление,  $P_o = 12,75$  МПа;
- температура,  $t_o = 555^{\circ}\text{C}$ .

3. Давление пара в конденсаторе,  $P_k = 0,0035$  Мпа

4. Данные пара в регулируемых отборах:

- производственный отбор,  $P_n = 1,3$  МПа  $t_n = 265^{\circ}\text{C}$ ;
- нижний отопительный отбор,  $P_{\text{нот}} = 0,10-0,05$  Мпа;
- верхний отопительный отбор,  $P_{\text{вот}} = 0,25-0,05$  Мпа.

5. Данные пара в нерегулируемых отборах:

- I, ПВД – 7 = 4,5 МПа;
- II, ПВД – 6 = 2,6 МПа;
- III, ПВД – 5 = 1,3 МПа;
- IV, ПНД – 4 = 0,4 МПа;

V, ПНД – 3 = 0,17 МПа;

VI, ПНД – 2 = 0,085 МПа;

VII, ПНД – 1 = 0,033 МПа.

6. Максимальный расход пара в турбине:

$D_{\max}=470$  т/ч.

7. Номинальный расход пара в турбине:

$D_{\min}= 420$  т/ч.

В турбоустановке типа ПТ-80\100-130\13, установке установлены блоки из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-5), ПВ-425-230-37 (ПВД-6), ПВ-500-230-50 (ПВД-7).

Вертикальными, сварными конструкциями являются внешние подогреватели низкого давления которые находятся под номерами № 2,3 и 4. Система труб сделана из латунных трубок и завальцована в трубную доску.

В паровом отделении конденсатора размещен подогреватель низкого давления № 1, состоящий из одной горизонтальной секции с водяной камерой и трубной доски с закатанными в нее латунными U-образными трубками. Нагреватели № 2, 3 и 4 оснащены регулирующим клапаном для отвода конденсата из нагревателя, управляемым электронным регулятором уровня.

Конденсат подогревающего пара из подогревателей № 2, 3 и 4 при низких нагрузках каскадом выливается в конденсатор. При оптимальной работе под нагрузкой из подогревателя №2 конденсат откачивает сливным насосом в напорную линию главного конденсата перед подогревателем низкого давления №3. В случае если вышло так что ПНД-2 переполнен, то выходит слив образовавшегося конденсата в конденсатор. В случае увеличения уровня конденсата в любой из ПНД закрываются задвижки на паропроводе отбора пара из турбины к полагающемуся подогревателю и полностью открывается слив конденсата греющего пара в конденсатор для сливания образовавшегося конденсата.

Три наружных подогревателя высокого давления под номерами 5, 6 и 7 (ПВ-425-230-25, ПВ-425-230-37, ПВ-500-230-50) сварной конструкции, вертикального типа. Трубная система подогревателей выполнена из стальных трубок.

Подогреватели высокого давления оборудованы с охладителями пара и охладители конденсата расположены внутри нагревателей. Конденсация греющего пара от подогревателей высокого давления каскадом проходит через подогреватель № 5 самотеком в деаэратор, а при малых нагрузках слив автоматически переключается на подогреватель низкого давления № 4. ПВД-5, 6 оснащены предохранительными клапанами объема пара для предотвращения повышения давления в них выше 1,15 раб. Подогреватель высокого давления поставляется с коллективной защитой от повышения уровня конденсата в корпусе каждого нагревателя над допустимым дефектом. Деятельность ПВД описана в руководстве по эксплуатации для подогревателя высокого давления.

Таблица 2.1- Данные об отборах пара для нужд регенерации

Подогреватели	Давление в отборе (МПа)	Температура в отборе ( $^{\circ}\text{C}$ )	Количество отбираемого пара (т/ч)	Место отбора (за ступенью турбины)
ПВД - 7	45	420	26	9
ПВД - 6	26	345	32	13

Продолжение таблицы 2.1

ПВД - 5	13	265	10,5	17
ПВД - 4	4	160	28	21
ПВД - 3	1	-	-	25
ПВД - 2	0,34	-	-	27
ПВД - 1	0,033	-	-	29

#### *Масляная система.*

Масляная система турбины ПТ-80/100-130/13 снабжается маслом марки ТП-22, ТП-22С или другими марками масла соответствующими требованиям эксплуатации. В системе установлен маслоохладитель типа МБ-63-90. Вместительность масляной системы достигает 16 кубических метров и масляный бак, для системы смазки и системы регулирования, с объемом 14 метра кубических. На масляном баке имеется указатель уровня масла, бак так же снабжен датчиками минимального и максимального уровня масла.

В маслосистеме предусмотрены три масляных насоса:

- пусковой маслонасос (для обеспечения маслом систем регулирования и смазки при пуске и останове турбоагрегата);
- резервный маслонасос (для обеспечения поставки масла в систему смазки перед включением пускового насоса);
- аварийный насос смазки (для подачи масла на смазку, помимо маслоохладителя).

*Деаэратор.* На ТЭЦ-2 используется деаэратор ДСП - 500.

Технические характеристики деаэратора ДСП – 500:

- рабочее давление 6 бар;
- рабочая температура  $164^{\circ}\text{C}$ ;
- производительность 500т/ч;
- гидравлическое давление  $9 \text{ кг/см}^2$ ;
- давление предохранительных клапанов 6,9 бар;
- рабочая емкость бака  $120 \text{ м}^3$ ;
- геометрическая емкость бака  $150 \text{ м}^3$
- размерные параметры бака 3400x17000x9100 мм.

Деаэратор предназначен для удаления из поступающих в нее потоков кислорода и углекислого газа. Деаэратор так же представляет собой одну из ступеней регенеративного подогревателя питательной воды.

*Конденсационное устройство.* Конденсационное устройство включает в себя:

- конденсатор;
- конденсатный насос;
- водяной фильтр;
- воздухоудаляющее устройство.

На Алматинской ТЭЦ-2 используется конденсатор типа 80КЦС-1 который состоит из двух поверхностей охлаждения:

- основной сверток (охлаждающая среда в виде холодной воды);
- встроенный сверток (для нагревания сетевой воды или воды подпитки).

Абсолютное давление в конденсаторе можно вычислить по формуле

$$P_k = \frac{B-H}{735,6}, \text{ кгс/см}^2,$$

где, В – барометрическое давление, мм.рт.ст.;

Н – вакуум, мм.рт.ст.

Паровая турбина противодействия типа Р-50-130 / 13 представляет собой одновальный и одноцилиндровый аппарат, используемый для привода электрогенератора типа ТВФ-63-2, мощность которого составляет 63 МВт. Турбоустановка состоит из 16 ступеней давления и одной регулирующей ступени.

Номинальные значения параметров турбины:

1. Параметры пара перед турбоустановкой

- давление,  $P_o = 12,75$  Мпа;
- температура,  $t_o = 555^{\circ}\text{C}$ .

2. Давление пара за турбоустановкой в противодействии  $P_n = 1,3$  Мпа;

3. Давление пара в регулируемых отборах Р:

- I, ПВД-3 = 3,63 Мпа;
- II, ПВД-2 = 2,16 Мпа;
- III, ПВД-1 = 1,3 Мпа.

4. Максимальный расход пара  $D_{\max} = 470$  т/ч;

5. Номинальный расход пара  $D_{\text{ном}} = 385$  т/ч.

Паровая турбоустановка конденсационного типа с двух-регулируемыми отопительными отборами типа Т-110/120-130 используется для привода в действие генератора ТВФ-120-12 и отдачи тепла на теплофикацию в размере 175 Гкал/ч. Турбоустановка имеет основные параметры:

1. Электрическая мощность:

- максимальная мощность,  $N_{\max} = 120$  МВт;
- номинальная мощность,  $N_{\text{ном}} = 110$  МВт.

2. Давление свежего пара:

- давление,  $P_o = 12,75$  МПа;



Таблица 2.2 - Параметры отборов турбины Т-110/120-130

Подогреватели	Давление в отборе, бар	Температура в отборе ( $^{\circ}\text{C}$ )	Количество отбираемого пара (т/ч)	Номер отбора
ПВД - 7	33,2	379	-	1
ПВД - 6	22,8	337	-	2
ПВД - 5 (деаэратор)	12,2	266	-	3
ПВД - 4	5,7	190	-	4
ПВД - 3	2,94	130	-	5
ПВД - 2	9,8	-	0,983	6
ПВД - 1	0,37	-	0,964	7

В турбине типа Т-110/120-130 используется турбинное масло марки ГП-22С которая питает маслом систему под давлением  $14 \text{ кгс/см}^2$  и под давлением  $0,7-0,8 \text{ кгс/см}^2$  питает систему смазки подшипников турбины и генератора.

*Конденсационная установка.* Конденсационная установка включает в себя:

- конденсаторы с основными и встроенными пучками;
- два паровых эжектора;
- два основных эжектора;
- четыре конденсатных насоса;
- два циркуляционных насоса.

Общая поверхность охлаждения конденсаторов  $6200 \text{ м}^2$ .

*Теплофикационная установка.* Теплофикационная установка включает в себя:

- два сетевых подогревателя;
- три конденсатных насоса;
- трубопроводы с арматурой.

*Экономайзер.*

Водяной экономайзер конструирован как сборка змеевиковых труб. Из труб  $32 \times 4 \text{ мм}$  ст. 20. Первый по ходу уровень воды VE состоит из 4 блоков - 2 в передней и задней частях опускного канала. Каждый блок собран от 51 пакета, и каждый пакет представляет катушку 4 петель.

Габариты блока первой ступени ВЭ: ширина трубной системы  $2,103 \text{ м}$ , длина –  $8,04 \text{ м}$ , высота с опорной рамы –  $2,545 \text{ м}$ , а трубной системы –  $1,482 \text{ м}$ . Камеры ВЭ первой ступени из труб  $219 \times 25 \text{ мм}$ , длина  $2,503 \text{ м}$  по торцам доньшек. Вторая ступень ВЭ состоит также из 4-х блоков. Блок собран из 62 пакетов, 5 петлевых змеевиков и рамы опорной и строповочной. Габариты блока: ширина  $2,87 \text{ м}$  (трубной системы  $2,312 \text{ м}$ , длина трубной системы (без камер  $7,15 \text{ м}$ ) и высота блока  $1,71 \text{ м}$  (трубной системы –  $1,077 \text{ м}$ . Расположение труб ВЭ – шахматное с шагами  $S_1 = 75 \text{ мм}$ ,  $S_2 = 46 \text{ мм}$ , по первой ступени и  $S_1 = 75 \text{ мм}$ ,  $S_2 = 55 \text{ мм}$  по второй ступени). Скорость газов средняя  $8,1 \text{ м/с}$  во второй ступени и  $6,8 \text{ м/с}$  в первой ступени ВЭ. Поверхность

нагрева первой ступени ВЭ – 2360 м<sup>2</sup>, вторая ступень – 1790 м<sup>2</sup>. Движение подогреваемой среды в поверхностях нагрева, установленных в опускном газоходе, противоточное. Трубы выходной петли второй ступени ВЭ переходят в панели, экранирующие боковые стены опускного газохода. Так как имеется температурная развертка между этими панелями и соседними пароперегревательными, имеет место их температурные расширения, то трубы экономайзерных панелей закреплены неподвижно относительно пароперегревательных панелей. Нагрузка от обшивки и изоляции этих панелей передаётся на соседние панели через обшивочные швеллеры. Водяной экономайзер второй ступени опирается на балки, подвешенные к задней и передней стенам конвективной шахты. Для уменьшения присосов ТВП первой ступени, ВЭ второй ступени и ТВП второй ступени сварены между собой без промежуточных компенсаторов. ТВП первой ступени опирается на раму каркаса опускного газохода и при нагреве вся конвективная шахта расширяется вверх. Верхняя, экранированная часть КШ расширяется вниз. Для обеспечения возможности свободного расширения КШ между экранированной частью ВЭ второй ступени и ТВП второй ступени установлен специальный песочный компенсатор.

#### *Мазутный подогреватель.*

Мазутные подогреватели предназначены в основном для подогрева мазута до температуры  $t = 120^{\circ}\text{C}$ . Они обеспечивают нормальную вязкость мазута перед подачей его на мазутные форсунки котлоагрегата. Установлены подогреватели на напорном трубопроводе ОМН. Схема позволяет обходить, а также утилизировать мазут, взятый до и после нагревателей на любой МБ. Характеристика подогревателей типа ПМ-40-30.

#### *По мазуту:*

- производительность 30т/ч;
- напор 40кгс/см<sup>2</sup>;
- температура мазута марки М100 на входе 70 0С;
- температура мазута на выходе до 125 0С.

#### *По пару:*

- давление 10 - 13кгс/см<sup>2</sup>;
- температура 220-250 0С;

Площадь поверхности нагрева 100 м<sup>2</sup> (96 труб 38х2,5мм по 10 м).

Количество ходов по мазуту-12

#### *Объем:*

- по мазуту - 1,0 м<sup>3</sup>
- по пару – 1,86 м<sup>3</sup>

На АТЭЦ-2 сжигают тяжелый мазут-продукт переработки нефти, различающийся по маркам: М-40, М-100.

Котлоагрегат типа БКЗ-420-140-7с представляет собой однобарабанный, вертикально-водотрубный котел с естественной циркуляцией П-образной компоновки. Котел рассчитан на работе топлива параметры которого:

Таблица 2.3 Характеристики топлива

$Q_p^H$	Ккал/кг	3880
$A_p$	%	38,7
$W_p$	%	10
$S_p$	%	0,9
$V_r$	%	30

Основные параметры котла:

- номинальная производительность пара  $D=420$ т/ч;
- давление пара в барабане  $P_6=159$  кгс/см<sup>2</sup>;
- давление перегретого пара  $P_{пп} 140$  кгс/см<sup>2</sup>;
- температура перегретого пара  $t_{пп}=560^{\circ}\text{C}$ .

Топка котла газоплотная, из цельносварных экранов, выполнена из труб  $d = 60$  мм с шагом 80 мм. Объем топки  $2660 \text{ м}^3$ , расчетное теплонапряжение  $103,5 \text{ Гкалл/м}^3$ .

Площади поверхностей нагрева:

- пароперегреватели  $2987 \text{ м}^2$ ;
- водяной экономайзер первой и второй ступени  $3580 \text{ м}^2$ ;
- воздухоподогреватели 1 и 2 ступени -  $26838 \text{ м}^2$ .

Над топкой и в горизонтальном дымоходе расположен радиационно-конвективный пароперегреватель, состоящий из четырех ступеней. Температуру перегретого пара осуществляется в два этапа путем впрыска собственного конденсирования.

В конвективной шахте по ходу газов расположены водяной экономайзер второй ступени, трубчатый воздухоподогреватель второй ступени, водяной экономайзер первой ступени, трубчатый воздухоподогреватель первой ступени.

## Глава 5 Химводоочистка

На ТЭЦ из подпитки котлов и подпитки тепловых сетей складывается производительность ХВО.

С учетом потери конденсата в размере 2% определяется подпитка котлов, которая устанавливается производительностью котлов и собственной нужды ХВО.

Производительность ХВО подпитки паровых котлов:

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} = 0,02 \cdot \Sigma D_{\text{ка}} + D_{\text{СН}}^{\text{доп}}; \quad (5.1)$$

где,  $\Sigma D_{\text{ка}}$  – суммарная паропроизводительность котлов.

$$D_{\text{ка}} = n_{\text{ка}} \cdot D_{\text{ка}}; \quad (5.2)$$

$$D_{\text{ка}} = 7 \cdot 420 = 2940 \text{ т/ч},$$

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} = 00,2 \cdot 2940 + 25 = 83,8 \text{ т/ч}.$$

Для открытых систем водоснабжения, производительность ХВО подпитки тепловых сетей, определяется расходом воды в тепловую сеть:

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/тс}} = G_{\text{свт.в}} = 8875 \text{ т/ч}. \quad (5.3)$$

Производительность ХВО:

$$D_{\text{ХВО}} = D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} + D_{\text{ХВО}}^{\text{п/тс}}; \quad (5.4)$$

$$D_{\text{ХВО}} = 83,8 + 8875 = 8958,5 \text{ т/ч}.$$

Расход сырой воды на ХВО:

$$G_{\text{св}} = 1,25 \cdot D_{\text{ХВО}}; \quad (5.5)$$

$$G_{\text{св}} = 1,25 \cdot 8959 = 11188 \text{ т/ч}.$$

Для подготовки воды принята обессоливающая установка, идущая в качестве добавки к питательной воде котлов типа БКЗ-420-140-7с. Производительность обессоливающей установки 140 м<sup>3</sup>/ч. Проектировка обессоливающей установки была принята по типу «гребенка». Схемой предусматривается экономия химических реагентов, достигающаяся парными регенерациями фильтров и экономия воды на собственные нужды, достигающаяся повторным использованием отмывочных вод.

Исходная вода нагревается от машинного помещения, произведенные во встроенной турбины стартапов, который подается через один сырой воды трубопроводов ДУ 1020 мм для обессоливания завода: Н-катионитовых фильтров 1-ой ступени, анионита фильтр 1-ой ступени, Н-катионитовых фильтров 2-й ступени, декарбонизатор и впадает в decarbonated резервуар для воды.

## Глава 6 Техническое водоснабжение ТЭЦ

Тепловая электростанция потребляет большое количество воды для конденсации пара в конденсаторах паровых турбин. Потребителями технической воды так же являются маслоохладители турбин и вспомогательного оборудования, охладители водорода и конденсата статоров электрогенераторов, система охлаждения подшипников и др. Так же техническая вода на ТЭЦ используется в системе гидротранспорта золы и шлака, для гидроуборки в тракте топливоподачи.

Циркуляционная система технического водоснабжения на Алматинской ТЭЦ-2 используется вместе с градирнями.

Расход технической воды определяется по формуле:

$$W_{\text{тех}} = \sum_1^n W_k + W_{\text{го}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}}; \quad (6.1)$$

$$W_{\text{тех.в}} = n_{\text{т}}^{\text{пт}} \cdot W_{\text{к}}^{\text{пт}} + n_{\text{т}}^{\text{т}} \cdot W_{\text{к}}^{\text{т}} + W_{\text{го}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}}; \quad (6.2)$$

$$W_{\text{тех.в}} = 3 \cdot 6250 + 2 \cdot 13500 + 140 + 550 + 1160 = 47600 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

где, по техническим характеристикам расход воды на конденсаторы турбин:

$n_{\text{т}}^{\text{пт}} = 3$  – количество турбин ПТ-80/100-130/13

$W_{\text{к}}^{\text{пт}} = 6250 \text{ м}^3/\text{ч}$

$n_{\text{т}}^{\text{т}} = 2$  – количество турбин Т-110/120-130

$W_{\text{к}}^{\text{т}} = 13500 \text{ м}^3/\text{ч}$

По данным норм и правил технической эксплуатации расходы воды на:

- Газоохладители  $W_{\text{го}} = 140 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

- Маслоохладители  $W_{\text{мо}} = 550 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

- Подшипники  $W_{\text{подш}} = 1160 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Поверхность охлаждения 6 установленных вентиляторных, двухсекционных градирен составляет  $648 \text{ м}^2/\text{с}$ , с расходом воды одной секции градирни  $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , взято при параметрах воздуха окружающей среды  $t_{\text{нар}} = 30^\circ\text{C}$ ,  $V = 760 \text{ мм. рт. ст.}$

В системе с обратным водоснабжением напор циркуляционных насосов определяется с учетом потребного свободного напора перед брызгательными соплами:

$$H_{\text{цн}} = H_{\text{г}} + \sum h_c + h_{\text{бр}}; \quad (6.3)$$

где,  $H_{\text{г}} = 14 \text{ м. вод. ст.}$  – геодезическая высота подачи воды;

$\sum h_c = 5 \text{ м. вод. ст.}$  – сумма гидравлических сопротивлений водоводов;

$h_{\text{бр}} = 5 \text{ м. вод. ст.}$  – свободный напор перед брызгальными соплами.

$$H_{\text{цн}} = 14 + 5 + 5 = 24 \text{ м.}$$

Приходим к выбору циркуляционных насосов D-6300-2:

Подача -  $6300 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

Напор -  $27 \text{ м вод. ст.}$

## Глава 7 Безопасность жизнедеятельности

Раздел безопасности жизнедеятельности включает в себя расчет пожаробезопасности на Алматинской ТЭЦ-2 и расчет предохранительных устройств подогревателя высокого давления типа ПВ – 425 – 230 – 37.

На Алматинской ТЭЦ-2 пожары несут большую опасность для жизни и здоровья работающих на ней людей и может повлечь за собой материальный ущерб для станции.

Для этого при строительстве ТЭЦ решаются вопросы пожарной безопасности для предотвращения пожаров и быстрого тушения при их возникновении.

### **7.1 Анализ условий труда в турбинном цехе Алматинской ТЭЦ-2**

Данный дипломный проект представляет собой расчет турбинного цеха на Алматинской ТЭЦ-2 после некоторых реконструкций.

Основная работа персонала напрямую связана с системой автоматизации, а также с мониторингом тепломеханического и теплового оборудования.

В помещении турбинного цеха находится такое оборудования, как:

- турбо агрегаты;
- насосы питательные, сетевые насосы;
- атмосферный деаэратор;
- регенеративный подогреватель;
- подогреватели высокого и низкого давления;
- задвижки, регуляторы;
- различного рода теплообменника.

Условия работы машинистов-операторов турбинного цеха осложняются источниками тепла турбогенераторов и нагревателей.

В турбинном цехе используются следующие методы защиты от лучистой и тепловой энергии:

- 1) Теплоизоляция горячих и излучающих поверхностей теплоизоляцией, т. е. материалами с низкой теплопроводностью. Согласно санитарным нормам, температура изоляции трубопровода не должна превышать 35 ° С.
- 2) Экранирование источников излучения теплопоглощающими и теплоотражающими материалами, работающими по принципу отражения лучистой энергии в сторону источника.
- 3) Воздушное кондиционирование и вентиляция.
- 4) Использование помещений для отдыха.
- 5) Применение защитой одежды, обуви и головных уборов.

## 7.2 Расчет пожаробезопасности

Пожарная профилактика в турбинном цехе

На Алматинской ТЭЦ-2 пожары несут большую опасность для жизни и здоровья работающих на ней людей и может повлечь за собой материальный ущерб для станции.

Для этого при строительстве ТЭЦ решаются вопросы пожарной безопасности для предотвращения пожаров и быстрого тушения при их возникновении.

Пожарные краны установлены в цеху на всех его уровнях на высоте 1,5 метра от пола. При анализе пожаров продолжительность подачи воды на пожаротушение по нормам принята равной 3 часа.

*Исходные данные:*

$H$  - Высота помещения турбинного цеха равная 17 м;

$V$  – объем турбинного цеха равный 179000 м<sup>3</sup>;

$Q_H$  – расход воды на наружное пожаротушение равное 15 л/с;

$Q_B$  – расход воды на внутреннее пожаротушение равное 12 л/с;

$\tau$  – время работы пожарных кранов равное 3 часа;

$W_{ХТ}$  - регулируемый запас воды на технические нужды равный 80 м<sup>3</sup>;

В турбинном цехе в одну смену всего работают 25 человек.

Количество воды на наружное пожаротушение:

$$W_H = \frac{Q_H \tau \cdot 3600}{1000}; \quad (7.1)$$

где,  $Q_H$  – расход воды на наружное пожаротушение равное 15 л/с;  
 $\tau$  – время работы пожарных кранов равное 3 часа.

$$W_H = \frac{15 \cdot 3 \cdot 3600}{1000} = 162 \text{ м}^3.$$

Количество воды на внутреннее пожаротушение:

$$W_B = \frac{Q_B \tau \cdot 3600}{1000}; \quad (7.2)$$

где,  $Q_B$  – расход воды на внутреннее пожаротушение равное 12 л/с;

$$W_B = \frac{12 \cdot 3 \cdot 3600}{1000} = 129,6 \text{ м}^3.$$

Полная вместимость пожарного резервуара:

$$V_{пр} = W_H + W_B + W_{ХТ}; \quad (7.3)$$

где,  $W_{ХТ}$  регулируемый запас воды на технические нужды равный 80 м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{пр}} = 162 + 129,6 + 80 = 371,6 \text{ м}^3.$$

*Расчет установок внутренних пожарных кранов*

Высота помещения  $H = 17 \text{ м}$ ;

Длина рукавных линий  $L_p = 10 \text{ м}$ ;

Расстояние между рукавами определяется по формуле:

$$B = R_k \cdot \cos\alpha; \quad (7.4)$$

где,  $R_k$  - радиус действия контактной струи равный  $H$ ;  
 $\alpha$  – угол наклона ствола равный  $60^\circ$ .

$$B = 17 \cdot 0,5 = 8,5 \text{ м}.$$

Расстояние между кранами пожаротушения:

$$R_{\text{кп}} = 2L_p + 2B; \quad (7.5)$$

$$R_{\text{кп}} = 2 \cdot 10 + 2 \cdot 8,5 = 36 \text{ м}.$$

Количество кранов пожаротушения при длине помещения турбинного цеха 270 м:

$$N_{\text{пк}} = \frac{L_{\text{тц}}}{R_{\text{кп}}}; \quad (7.6)$$

$$N_{\text{пк}} = \frac{270}{36} = 7,5 \text{ (округляем до 8 кранов)}.$$

Устанавливаем вдоль стен по 8 кранов пожаротушения через каждые 30 метров и по 15 метров от стен, по 1 пожарному крану с торцевых стен по центру (длина торцевых стен 39 метров).

*Расчет пожарной струи*

Высота раздробленной вертикальной струи:

$$H_p = \alpha \cdot H_k; \quad (7.7)$$

где,  $\alpha$  – коэффициент раздробленной струи равный 1,3;  
 $H_k$  - высота струи равная 12м.

$$H_p = 1,3 \cdot 12 = 15,6 \text{ м}.$$

Расчет расхода воды на пожаротушение для зданий объемом более 50000 м<sup>3</sup> принимается с учетом норм и стандартам. Для 8 струй с расходом на 1 струю 5 л/с, с общим расходом на 8 струй 40 л/с, при времени тушения пожара 3 часа и вычисляется по формуле:



$$Q = \frac{q \cdot \tau \cdot 3600}{1000}; \quad (7.8)$$

$$Q = \frac{40 \cdot 3 \cdot 3600}{1000} = 432 \text{ м}^3.$$

Расход воды в час:  $Q_{\text{час}} = 144 \text{ м}^3$ .

Давление в пожарном водоводе высокого давления 50м.вод.ст.

### *Эвакуация людей из зданий*

В случае возникновения пожара, жизни человека угрожает опасность в результате сопутствующих тепловых выбросов, в случае возникновения пожара, продуктов полного и неполного сгорания, токсичных веществ, обрушения зданий или сооружений, все это так или иначе наносит вред здоровью и жизни человека. Для предотвращения опасности при проектировании зданий принимаются меры, позволяющие завершить процесс эвакуации в нужное время и безопасно.

Люди инстинктивно начинают свое движение одновременно в сторону выходов в силу угрожающей опасности жизни. Эти действия согут привести к заполнению проходов эвакуации людьми, из-за этого увеличивается плотность движущегося потока. При увеличении плотности скорость движения снижается, что может повлечь за собой последствия при чрезвычайной ситуации.

Безопасность при эвакуации будет достигнута при минимальной продолжительности эвакуации из охваченного пожаром здания, время которого составляет, меньше продолжительности пожара, по истечении которой возникают опасные для человека воздействия. Кратковременность процесса эвакуации достигается конструктивно-планировочными и организационными решениями.

Основными параметрами в процессе эвакуации людей является: плотность  $D$ , скорость движения  $v$  людского потока, пропускная способность выходов  $Q$  и интенсивность движения  $q$ , свободная длина пути  $l$  и шириной  $\delta$  движения.

При движении людей по эвакуационным путям образуется людской поток. Размещение людей в потоке может меняться, так как оно случайное. Плотность людского потока вычисляется по формуле:

$$D = \frac{N}{A}; \quad (7.9)$$

где:  $A$  – площадь пути эвакуационного участка,  $\text{м}^2$ ;  
 $N$  – количество людей, для АТЭЦ-2 количество людей составляет около 700 человек.

$$D = \frac{700}{1000} = 0,7 \text{ чел/м}^2,$$

Площадь эвакуационного потока находится по формуле:

$$A = \delta l; \quad (7.10)$$

$$A = 4 \cdot 250 = 1000 \text{ м}^2.$$

Если площадь горизонтальной проекции человека обозначить через  $f$  (таблица. 7.1), то формула определения плотности,  $\text{м}^2/\text{м}^2$  примет вид:

$$D = \frac{Nf}{A}; \quad (7.11)$$

где,  $f$  примем за 0,113 (взрослый человек в демисезонной одежде).

$$D = \frac{700 \cdot 0,113}{1000} = 0,08 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

Таблица 7.1 - Площади горизонтальной проекции человека

Возраст, одежда человека и вид груза	Площадь горизонтальной проекции человека $f$ , $\text{м}^2$
<b>Взрослый человек:</b>	
в летней одежде	0,10
в демисезонной одежде	0,113
в зимней одежде	0,125
с рюкзаком	0,315

Плотность потока которая составляет до  $0,05 \text{ м}^2/\text{м}^2$  дает человеку свободу движения по направлению эвакуации. Плотность потока которая находится в интервале  $0,05 < D < 0,15$  не дает человеку свободно менять свое направления и затрудняет движения человека при эвакуации. Плотность потока выше  $0,15 \text{ м}^2/\text{м}^2$  заставляет людей двигаться практически слитно, верхней гранью следует считать  $D < 0,92 \text{ м}^2/\text{м}^2$ , этой величиной ограничиваются при проектировании эвакуационных путей.

Образование высокой плотности наиболее вероятно и опасно в случае вынужденной эвакуации, когда люди стремятся быстрее уйти от источника опасности. Естественное желание людей уйти от источника опасности диктует необходимость минимизировать время, которое они проводят в опасной зоне.

Скорость движения людского потока зависит от его плотности и вида пути, при плотности потока  $0,08 \text{ м}^2/\text{м}^2$  скорость движения в дверных проемах составляет 65 м/мин, на спусках лестниц 50 м/мин, на подъемах лестниц 45 м/мин, среднее значение скорости движения составляет 54 м/мин.

Пропускная способность пути-называется количество людей, которое проходит через поперечное сечение определенной ширины в единицу времени. Вычисляется по формуле:

$$Q = Dv\delta; \quad (7.12)$$

$$Q = 0.08 \cdot 54 \cdot 4 = 17,3 \text{ чел/мин.}$$

Интенсивность движения потока -называется количество людей, которое проходит через поперечное сечение определенной ширины в единицу времени.

Интенсивность движения вычисляется по формуле:

$$g = Dv; \quad (7.13)$$

$$g = 0.08 \cdot 54 = 4,32 \text{ м}^2/\text{мин.}$$

Максимальная пропускная способность зависит от максимальной интенсивности движения по нему потока:

$$Q_{\max} = g_{\max} \delta; \quad (7.14)$$

$$g_{\max} = 0,08 \cdot 65 = 5,2 \text{ м}^2/\text{мин};$$

$$Q_{\max} = 5,2 \cdot 4 = 20,8 \text{ чел/мин.}$$

#### Расчет установок водяного пожаротушения

Параметры спринклерных установок во внутрискладном пространстве необходимо принимать по таблица 7.2.

Таблица 7.2 - Параметры спринклерных установок

Перечень складированных грузов	Интенсивность орошения водой, л/(см <sup>2</sup> )	Максимальное расстояние между спринклерными оросителями, м	Время работы установки, мин
Несгораемые материалы в сгораемой упаковке	0,40	2	60
Твердые сгораемые материалы	0,45	2	60
Резинотехнические изделия	0,50	1,5	60

Гидравлический расчет трубопроводов следует выполнять при условии водоснабжения этих установок только от основного фидера воды. Давление на блоке управления должно быть не более 1,0 МПа.

Расчетный расход воды, раствора пенообразователя  $Q_d$ , л/с, через ороситель (генератор) следует определять по формуле

$$Q_d = k\sqrt{H}; \quad (7.15)$$

Где,  $k$  — коэффициент производительности оросителя (генератора), принимаемый по табл. 7.3;

$H$  — свободный напор перед оросителем (генератором) , м.

$$Q_d = 0.71 \cdot \sqrt{10} = 2,25 \text{ л/с.}$$

Таблица 7.3 - Коэффициент производительности оросителя

Ороситель (генератор)	Значение коэффициента $k$	Минимальный свободный напор, м	Максимальный допустимый напор, м
Водяной спринклерный и дренчерный с диаметром выходного отверстия, мм:			
8	0,20	5	100
10	0,31	5	100
12	0.45	5	100
15	0,71	10	100
20	1.25	10	100
Эвольвентный:			
ОЭ-16	0,27	15	80
ОЭ-25	0,66	15	80
ОЭ-50	2,73	15	80
Генератор пенный:			
ГЧС, ГЧСм	1,48	15	45

Расход воды, раствора пенообразователя необходимо определять произведением стандартной интенсивности орошения и площади для расчета расхода воды, раствора пенообразователя.

К потоку огнетушащего вещества в автоматической установке пожаротушения следует добавить струю воды, раствор пенообразователя во внутреннюю пожарную трубу.

Необходимость суммирования расхода воды, раствора пенообразователя спринклерных и дренчерных установок определяется технологическими требованиями.

Расход воды, раствора пенообразователя  $Q$ , л/с, для спринклерной установки во внутрестеллажном пространстве определяется по формуле

$$Q = abnq_n; \quad (7.16)$$

где,  $a$ -расчетная длина одновременно орошаемой части стеллажа, принимается равной 15м;

$b$  — наибольшая ширина совмещенных стеллажей, м;

$n$  — количество экранов;

$q_n$  — интенсивность орошения, принимается по таблицей 7.1.

$$Q = 15 \cdot 0,45 \cdot 3 \cdot 2 = 40,5 \text{ л/с.}$$

Для дождевальной установки, размещенные под перекрытием в зоне стеллажного хранения, интенсивность орошения необходимо принимать не менее 0,12 л / (см<sup>2</sup>), площадь для расчета расхода воды, раствора пенообразователя составляет 180 м<sup>2</sup>.

Время работы установки следует принимать в соответствии с таблицей 7.1.

Общий расход воды, раствора пенообразователя на внутреннее пожаротушение высотных стеллажных складов следует принимать в соответствии с самыми высокими расход спринклерной установки под перекрытием в зоне стеллажного хранения, спринклерной установки в интра-стеллажи пространстве и пожарных кранов или спринклерной установки в зоне приемки, упаковки и отправки грузов и пожарных кранов.

Таблица 7.3 - Параметры труб

Трубы	Диаметр условного прохода, мм	Диаметр наружный, мм	Толщина стенки, мм	Значение $k_1$
Стальные электро-сварные (ГОСТ 10704-76)	15	18	2,0	0,0755
	20	25	2,0	0.75
	25	32	2,2	3.44
	32	40	2,2	13,97
	40	45	2,2	28.7
	50	57	2,5	110
	65	76	2,8	572
	80	89	2.8	1 429
	100	108	2,8	4 322
	100	108	3.0	4 231
	100	114	2,8	5 872
	100	114*	3.0*	5 757
	125	133	3.2	13 530
	125	133*	3.5*	13 190
	125	140	3,2	18 070
	150	152	3,2	28 690
	150	159	3,2	36 920
	150	159*	4,0*	34 880
	200	219*	4,0*	209 900
	250	273*	4,0*	711 300
300	325*	4,0*	1 856 000	
350	377*	5,0*	4 062 000	

Продолжение таблицы 7.3

Стальные водогазо- проводные (ГОСТ 3262-75)	15	21,3	2,5	0,18
	20	26,8	2,5	0,926
	25	33,5	2,8	3,65
	32	42,3	2,8	16,5
	40	48	3,0	34,5
	50	60	3,0	135
	65	75,5	3,2	517
	80	88,5	3,5	1 262
	125	140	4,0	16940
	150	165	4,0	43 000

Потери напора на расчетном участке трубопроводов  $H_1$ , м, определяются по формуле:

$$H_1 = \frac{Q^2}{B}; \quad (7.17)$$

где  $Q$  - расход воды на расчетном участке трубопровода, л/с;

$B$  — характеристика трубопровода, определяется по формуле:

$$B = \frac{k_1}{l}; \quad (7.18)$$

где  $k_1$  — коэффициент, принимается по таблице 7.3;

$l$ -длина расчетного участка трубопровода, м.

$$B = \frac{5205}{15} = 347,$$

$$H_1 = \frac{40,5^2}{347} = 4,7 \text{ м.}$$

Потери напора в узлах управления установок  $H_2$ , м, определяются по формуле:

$$H_2 = \varepsilon Q^2; \quad (7.19)$$

где  $\varepsilon$  - коэффициент потерь напора в узле управления, принимается за  $3,02 \cdot 10^{-4}$ ;

$Q$  — расчетный расход воды через узел управления, л/с.

$$H_2 = 3,02 \cdot 10^{-4} \cdot 40,5 = 0,012 \text{ м.}$$

Расчет предохранительных устройств подогревателя высокого давления

Рассматриваемы в дипломной работе подогреватель высокого давления типа ПВ – 425 – 230 – 37 снабжен предохранительными устройствами, на которые установлены предохранительные клапаны с определенными характеристиками.

Для подогревателя осуществляется проверка пропускной способности клапана, необходимо рассчитать количество сбрасываемой среды через сбросной клапан при аварийной ситуации. Пропускная способность предохранительного устройства рассчитывается по формуле:

а) для жидкости:

$$m = 5,03 \alpha_1 \cdot F \sqrt{(P_1 - P_2) \cdot \rho_{ж}}; \quad (7.20)$$

$$m = 5,03 \cdot 0,1 \cdot 0,07 \cdot \sqrt{(230 - 37) \cdot 999,84} = 15,4 \text{ кг/с.}$$

б) для пара:

$$m = 10 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \alpha_2 \cdot F \cdot (P_1 + 0,1); \quad (7.21)$$

$$m = 10 \cdot 0,22 \cdot 0,76 \cdot 0,6 \cdot 0,07 \cdot (3,6 + 0,1) = 0,3 \text{ м}^3/\text{с.}$$

где,  $F$  – площадь сечения седла предохранительного клапана,  $F = \frac{\pi \cdot d_c^2}{4} = 0,07$ ;  $P_1$  и  $P_2$  – избыточное давление в подогревателе;  $V_1$  и  $V_2$  – коэффициенты, рассмотренные ниже;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости;  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  – коэффициенты расхода для жидкости и пара.

При сбросе жидкости для малоподъёмных предохранительных клапанов  $\alpha_1 = 0,05$ ; для средне- и полноподъёмных  $\alpha_1 = 0,1$ . При сбросе пара значение  $\alpha_2 = 0,6$ . Клапана устанавливаемые на ПВД являются полноподъёмными.

Для аппаратов, работающих под давлением жидкости при давлении выше 0,4МПа избыточное давление находится по формуле:

$$P_1 = 1,25 \cdot P_p; \quad (7.22)$$

$$P_1 = 1,25 \cdot 22,5 = 28,125 \text{ Мпа.}$$

Для аппаратов, работающих под давлением пара при рабочем давлении пара от 0,3 до 6,0МПа избыточное давление рассчитывается по формуле:

$$P_1 = 1,15 \cdot P_p; \quad (7.23)$$

где  $P_p$  - рабочее давление пара в ПВД = 3,6МПа.

$$P_1 = 1,15 \cdot 3,6 = 4,14 \text{ МПа.}$$

Исходя из физических и химических свойств газов и паров, а так же от характеристик среды предохранительных устройств, можно найти значение коэффициентов  $V_1$  и  $V_2$ . Коэффициент  $V_1$ , для газов и паров (за исключением водяного пара) определяется по формуле:

$$V_1 = 0,503 \cdot V_3 \cdot \sqrt{\frac{P_1}{(P_1+0,1)}}; \quad (7.24)$$

где,  $V_3$  – максимальный коэффициент изэнтропного расширения, который определяется по формуле:

$$V_3 = \left[ \frac{k}{2} \cdot \left( \frac{2}{k+1} \right)^{(k+1)/(k-1)} \right]^{0,5}; \quad (7.25)$$

где,  $k$  – показатель изэнтропного расширения

$$V_3 = \left[ \frac{1,23}{2} \cdot \left( \frac{2}{1,23+1} \right)^{(1,23+1)/(1,23-1)} \right]^{0,5} = 0,46$$

$$V_1 = 0,503 \cdot 0,46 \cdot \sqrt{\frac{4,07}{(4,14+0,1)}} = 0,22$$

Коэффициент  $V_2$  является коэффициентом жокритического расхода, который учитывает давление до предохранительного устройства и после него. Коэффициент  $V_2$  находится по формуле:

$$V_2 = \left[ 1 - \left( \frac{\beta - \beta_{\text{кл}}^*}{1 - \beta_{\text{кл}}^*} \right)^2 \right]^{0,5}; \quad (7.26)$$

$$\text{где, } \beta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{3,6}{22,5} = 0,6;$$

$$\beta_{\text{кл}} = 0,57\beta^* = 0,32;$$

$$\beta^* = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{k/(k-1)} = \left( \frac{2}{1,23+1} \right)^{1,23/(1,23-1)} = 0,55.$$

$$V_2 = \left[ 1 - \left( \frac{0,6 - 0,32}{1 - 0,32} \right)^2 \right]^{0,5} = 0,76 .$$

Коэффициенты  $\beta, \beta^*$  - отношения давлений до и после клапаном;  $\beta_{\text{кл}}$  – отношение давлений с учетом реальных условий.

Температура при рабочем давлении выше чем температура при давлении  $P_1$  и рассчитывается по формуле:

$$T_1 = T_p \cdot \left[ \frac{P_1+0,1}{P_p+0,1} \right]^{(k_n-1)/k_n}; \quad (7.27)$$

$$T_1 = 659,3 \cdot \left[ \frac{28,125+0,1}{22,5+0,1} \right]^{(1,23-1)/1,23} = 689,3$$

Плотность пара рассчитывается по формуле:



$$\rho_1 = 10^6 \cdot \frac{(P_1+0,1) \cdot M}{8314 \cdot z_1 \cdot T_1} = 4,07, \quad (7.28)$$

где,  $M$  – молекулярная масса газа или пара, кг/моль;  $z_1$  – коэффициент сжимаемости газа или пара который определяется по графику, по определенным параметрам  $\pi_1$  и  $\tau_1$ :

$$\pi_1 = \frac{P_1+0,1}{P_{кр.т.}} = \frac{3,6+0,1}{4,14} = 0,89; \quad \tau_1 = \frac{T_1}{T_{кр.т.}} = \frac{244,1}{253,4} = 0,96.$$

После определения физических параметров сбрасываемой среды и коэффициентам, по формулам (7.1) и (7.2), производится расчет пропускной способности клапана.

Проверка клапана производится по формуле Госгортехнадзора:

$$F_{R(ггтн)} = m_a \cdot [5.03 \cdot \alpha \cdot B \sqrt{(P_1 - P_2) \cdot \rho_1}]^{-1}, \quad (7.29)$$

а) для воды:

$$F_{R(ггтн)} = 15,4 \cdot [5.03 \cdot 0,1 \cdot 0,2 \sqrt{(22,5 - 3,6) \cdot 11,07}]^{-1} = 0,87,$$

б) для пара:

$$F_{R(ггтн)} = 0,3 \cdot [5.03 \cdot 0,6 \cdot 0,2 \sqrt{(22,5 - 3,6) \cdot 11,07}]^{-1} = 0,031.$$

Вывод

В данной дипломной работе был произведен расчет пожаробезопасности расчет предохранительных устройств подогревателя высокого давления типа ПВ – 425 – 230 – 37. Для обеспечения необходимого количества воды для пожаротушения в турбинном цехе, определил плотность потока эвакуируемых людей и произвел расчет водяного пожаротушения. Количество воды на внутреннее пожаротушение составило  $W_b = 129,6 \text{ м}^3$ , на внешнее пожаротушение  $W_n = 162 \text{ м}^3$  и общий объем вместимости пожарного резервуара для воды составил  $371,6 \text{ м}^3$ .

Для обеспечения сброса воды и пара были рассчитаны предохранительные устройства подогревателя высокого давления и проведена проверка клапанов по формуле Госгортехнадзора, значения которого составили для воды  $F_{R(ггтн)} = 0,87$  и для пара  $F_{R(ггтн)} = 0,031$ .

## **Глава 8 Экономическая часть**

В данной части дипломного проекта рассчитывается экономическая эффективность модернизации подогревателя высокого давления. Модернизация осуществляется путем уменьшения поверхностей нагрева подогревателя на 30%.

### **8.1 Характеристики турбинного цеха**

На ТЭЦ турбинный цех несет в себе важную роль на станции. В турбинном цеху происходит преобразование тепловой энергии в электрическую энергию. Электроэнергия получается при расширении пара высокого давления в проточной части паротурбинной установки. Также в цеху происходит отпуска тепла на собственные нужды и для снабжения теплом промышленных и бытовых потребителей.

Электроэнергия на ТЭЦ вырабатывается при помощи электрических генераторов, которые приводятся в действие паровыми турбинами типа ПТ-80/100-130/13; Т-110/120-130-5; Р-50-130/13. Тепловая энергия выделяется с противодавления и отборов турбины. В турбоустановки заливается турбинное масло, замена которого происходит 1 раз в 4 года, но частичная замена производится в случае нехватки или от неподлежащего для использования состояния масла. Для регенерации масла устанавливаются, у турбоустановок, маслоочистительные установки, которые путем фильтрации масла поддерживают его качество и держат его качество на уровне норм эксплуатации.

Проточная часть турбины очищается один раз в 4 года путем промывки водой или пневматическим способом. Во время эксплуатационного периода турбины в баках масла накапливаются отстои масла, которые необходимо вымывать водой. Компрессоры, в турбинном цеху, используются для получения сжатого воздуха.

Образование отходов в цехе обусловлено применением масел и проведению зачистки проточной части паровых турбин и нефтяных резервуаров. Основными отходами являются: отработка, масло из компрессоров, окалина, шлам регенерации масла, отработанные регенерационные материалы, фильтры, силикагель, цеолит, конденсат, содержащий нефтепродукты.

Работу турбинных установок поддерживают подогреватели высокого давления (ПВД) и подогреватели низкого давления (ПНД). Для обеспечения качественной работы турбин необходимо следить за состоянием подогревателей и держать их в надлежащем эксплуатационном состоянии.

Подогреватель высокого давления (ПВД) используется для подогрева питательной воды, которая поступает от питательных насосов в паровые котлы. Система регенерации высокого давления выполняется как

однопоточной (нагрев воды ведется в одной группе последовательно находящихся подогревателей), так и в многопоточной (нагрев воды проходит в двух параллельных группах подогревателей высокого давления). Подогреватели высокого давления по конструкции делятся на следующие типы: спирально-коллекторного типа; камерного типа; ширмового типа.

Подогревателем низкого давления называют подогреватели, в которых давление нагреваемой воды определяется давлением конденсационного насоса (рабочее давление не превышает 1 МПа). ПНД делятся на: поверхностные и смешивающее.

На каждой турбине установлен свой блок ПВД:

1. На турбинах ПТ- 80 установлены блок из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-5), ПВ-425-230-37 (ПВД-6), ПВ-500-230-50 (ПВД-7).
2. На турбинах Т-110 установлены блоки из трех подогревателей: ПВД-550-230-25 (ПВД-5), ПВД-550-230-35 (ПВД-6), ПВД-550-230-50 (ПВД-7).
3. На турбине Р-50 установлен блок из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-1), ПВ-425-230-37 (ПВД-2), ПВ-475-230-50 (ПВД-3).

## 8.2 Капитальные вложения

Капитальными вложениями называют, те денежные вложения, которые направлены на модернизацию, реконструкцию, перевооружение действующих фондов и др. Под капитальными вложениями понимаются затраты на покупку нового оборудования, транспортировку оборудования и на среднемесячные расходы на оборудование.

В состав капитальных вложений входят затраты на строительно-монтажные работы, приобретение нового оборудования, транспортировку оборудования, затраты на монтажный инструмент, затраты на подготовку фундамента или каркаса для монтажа оборудования и др.

Капитальные вложения можно определить по формуле:

$$K = K_{\text{ПВД}} + K_{\text{трансп}} + K_{\text{СМР}}; \quad (8.1)$$

где,  $K$  – капитальные вложения;

$K_{\text{ПВД}}$  – затраты на покупку подогревателя высокого давления, стоимость подогревателя 300000\$;

$K_{\text{трансп}}$  – затраты на транспортировку, стоимость транспортировки 400\$;

$K_{\text{СМР}}$  – строительно-монтажные работы.

Затраты на транспортировку это – то количество денег, которое необходимо для транспортировки оборудования от завода изготовителя до места эксплуатации оборудования.

Строительно-монтажной работой называют ту работу, которая несет в

себе расходы на строительство фундамента или каркаса для оборудования, монтаж оборудования на каркас или фундамент. Сумма вложений на строительно-монтажные работы составляет 20% от стоимости оборудования.

Строительно-монтажные работы рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{СМР}} = 0,2K_{\text{ПВД}}; \quad (8.2)$$

$$K_{\text{СМР}} = 0,2 \cdot 300000 = 60000\$,$$

$$K = 300000 + 400 + 60000 = 360400\$.$$

### Издержки

Эксплуатационные издержки это – затраты, которое предприятие осуществляет в рамках одного производственного цикла. В соответствии с экономическим содержанием затраты группируются по следующим элементам затрат:

1. Затраты на текущий ремонт оборудования;
2. Затраты на заработную плату рабочему персоналу;
3. Затраты на прочие расходы (затраты на закупку расходных материалов, закупка ремонтного оборудования и др.)

Эксплуатационные издержки рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{т.рем}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{проч}}; \quad (8.3)$$

где,  $I_{\text{экс}}$  – эксплуатационные издержки;

$I_{\text{т.рем}}$  – издержки на текущий ремонт;

$I_{\text{зп}}$  – заработная плата работникам;

$I_{\text{проч}}$  – прочие издержки.

Издержки на текущий ремонт оборудования это – затраты на проведение текущего ремонта оборудования, для поддержания его в надлежащем эксплуатационном состоянии. Эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и поддержание оборудования в рабочем состоянии. Вычисляются по формуле:

$$I_{\text{т.рем}} = 0,2I_{\text{ао}}; \quad (8.4)$$

где,  $I_{\text{ао}}$  – амортизационные отчисления.

Амортизационными отчислениями называют те отчисления, которые являются частью стоимости купленного оборудования. Амортизационные отчисления выражаются в проценте от первоначальных затрат на покупку подогревателя высокого давления.

Амортизационные отчисления вычисляются по формуле:

$$I_{ao} = 0,07K_{ПВД}; \quad (8.5)$$

$$I_{ao} = 0,07 \cdot 300000 = 21000\$,$$

$$I_{т.рем} = 0,2 \cdot 21000 = 4200\$.$$

Заработная плата рабочему персоналу начисляется путем умножения месячной ставки на отработанный период времени, в течение которого ведутся работы направленные на модернизацию ПВД. Также имеются расходы на дополнительную заработную плату. Дополнительная заработная плата включает в себя: выплату переработки за сверхурочное время, премирование работников станции и др.

Заработная плата работникам определяется по формуле:

$$I_{зп} = n \cdot t \cdot ЗП + I_{доп.зп}; \quad (8.6)$$

где,  $n$  – число работников ( $n = 5$ );

$t$  – необходимое времени на установку ( $t = 6$  месяцев);

$ЗП$  – средняя заработная плата работников ( $ЗП = 600\%$ );

$I_{доп.зп}$  – дополнительная заработная плата работникам.

$$I_{доп.зп} = 0,2 \cdot n \cdot t \cdot ЗП; \quad (8.7)$$

$$I_{доп.зп} = 0,2 \cdot 5 \cdot 6 \cdot 600 = 3600\$,$$

$$I_{зп} = 5 \cdot 6 \cdot 600 + 3600 = 21600\$.$$

Прочие издержки это – затрата денежных средств на прочие расходы. Прочие издержки вычисляются по формуле:

$$I_{проч} = 0,15(I_{ao} + I_{т.рем} + I_{зп}); \quad (8.8)$$

$$I_{проч} = 0,15(2100 + 4200 + 21600) = 7020\$.$$

Суммарные эксплуатационные издержки это – количество затрат на подогреватель высокого давления в год. Суммарные эксплуатационные издержки которые включают в себя амортизационные отчисления, затраты на текущий ремонт, заработная плата рабочему персоналу и прочие расходы являются минусом модернизации.

Суммарные эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I_{\Sigma \text{экс}} = I_{ao} + I_{\text{экс}}; \quad (8.9)$$

$$I_{\Sigma \text{экс}} = 2100 + 32820 = 34920\$. (13,3\text{млн.тг.})$$

Расчет экономической эффективности.

Экономической эффективностью называют показатель, который определяется соотношением эффективности модернизации и количества затрат на модернизацию оборудования. Другими словами, чем количество затрат на модернизацию меньше и чем выше величина результата, тем выше показатель эффективности. Для того чтобы определить количество экономической эффективности используется показатель эффективности, также это – результативность экономической системы, выражающаяся в показателях выгодных результатов его эксплуатации к затраченным ресурсам. Основным показателем эффективности является производительность труда. Экономическая эффективность делится на виды:

1. Эффективность народного хозяйства (национальный доход на душу населения или ВВП);
2. Эффективность производства;
3. Эффективность отрасли;
4. Эффективность предприятия;
5. Эффективность отдельных мероприятий (установка различных сооружений).

Плюсом модернизации подогревателя высокого давления является то, что после уменьшения на 30% поверхностей нагрева, увеличивается коэффициент теплоотдачи поверхностей нагрева на 30%. Коэффициент теплопередачи – это физическая величина, характеризующая интенсивность теплопередачи с изменением температуры. Коэффициент теплопередачи зависит от расхода теплоносителя, типа потока, геометрии твердой поверхности и др. Это сложная величина, которую нельзя определить по общей формуле. Как правило, коэффициент теплопередачи определяется экспериментальным путем.

Коэффициент теплоотдачи равен 8,3 Гкал/ч.

$$X = 0,3 \cdot R; \quad (8.10)$$

где,  $R$  – коэффициент теплоотдачи;  
 $X$  – увеличение теплоотдачи после модернизации.

$$X = 0,3 \cdot 8,3 = 2,5 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}.$$

Количество теплоотдачи в год вычисляется по формуле:

$$X_r = 8760 \cdot X; \quad (8.11)$$

где, 8760 – количество часов в году.

$$X_r = 8760 \cdot 2,5 = 21900 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}}.$$

Эффективностью модернизации называют прибыль, которую получает предприятие после проведения модернизации оборудования. Эффективность

модернизации можно определить путем умножения прироста теплоты после модернизации на себестоимость 1Гкал теплоты на АлматинскойТЭЦ-2.

Эффективность модернизации определяется по формуле:

$$I_{\text{эф}} = X_{\text{г}} \cdot S; \quad (8.12)$$

где,  $I_{\text{эф}}$  - эффективность модернизации;

$S$  – себестоимость 1Гкал теплоты на АлматинскойТЭЦ-2 ( $S = 2100 \frac{\text{тг}}{\text{Гкал}}$ ).

$$I_{\text{эф}} = 21900 \cdot 2100 = 45,9 \text{ млн. тг.}$$

### 8.3 Расчет срока окупаемости

Сроком окупаемости называют то количество времени, которое необходимо нам для того что бы доходы, которые приносит модернизации, окупили расходы на модернизацию. Во время срока окупаемости временная ценность денег не учитывается. Точка, в которой чистый доход примет положительное значение, будет точкой окупаемости. Срок окупаемости являются важными показателям, применяемыми для оценки разных вариантов модернизации с различной суммой затрат на их внедрение.

Если затрата на модернизацию не связана с увеличением стоимости основных производственных фондов, то срок окупаемости не рассчитывается. Это означает то что что затраты на внедрение не велики по этому нет необходимости в расчете окупаемости.

Срок окупаемости определяется по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{I_{\Sigma \text{экс}}}{I_{\text{эф}}}; \quad (8.13)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{13,3}{45,9} = 0,5 \text{ ( 6 месяца).}$$

#### Выводы

В данном разделе дипломного проекта был произведен расчет эффективности модернизации подогревателя высокого давления. Были рассчитаны капитальные вложения на модернизацию, которые составили 360400\$. Произведен расчет издержек на модернизацию ПВД, сумма которых равна 34920\$. Рассчитана экономическая эффективность модернизации проекта. Положительной часть модернизации является экономическая эффективность, которая составила 45,9 млн.тг. Отрицательным показателем модернизации подогревателя высокого давления являются затраты на модернизацию. Модернизация включила в себя уменьшение поверхностей нагрева подогревателя на 30% и увеличение его теплоотдачи на 30%. Срок окупаемости модернизации составил 6 месяца.

## Глава 9 Специальный вопрос: расчет ПВД

### 9.1 Устройство и принцип работы ПВД

Подогреватель высокого давления (ПВД) – это регенеративный подогреватель, который представляет собой кожухотрубный теплообменник вертикального типа. В конструкцию подогревателя включаются такие детали как: корпус подогревателя, змеевики, система труб, которая образована распределительными трубами. Через спиральные змеевики, в трубной системе, проходит питательная вода. Расход питательной воды регулируется дроссельными шайбами, которые сварены в коллекторные трубы. Омывание трубок происходит греющим паром снаружи.

Корпус подогревателя высокого давления состоит из корпуса цилиндрического типа, днища в форме эллипса и фланца, который соединяется с трубной системой и водяной камерой.

В каркасе трубной системы подогревателя имеются поперечные перегородки, которые направляют поток пара и служат промежуточными опорами для теплообменных труб.

Камера воды цилиндрическая раковина с эллиптическим дном и врезанном фланцем для соединения к пронзительной системе и соединениям снабжения жилищем, входа и выхода воды. Внутри водяная камера разделена перегородками на секции. Вода в водяной камере, через секции, делает четыре гребка.

Движение нагреваемой воды в теплообменнике осуществляется по теплообменным трубам. Через паропроводящие патрубки в межтрубное пространство подается греющий пар, который конденсируется при прохождении между перегородками.

Для повышения температуры воды за счет использования перегрева пара в верхней части трубной системы расположен пароохладитель. Для того чтобы использовать тепла нагретого конденсата греющего пара, конденсатный охладитель расположен в нижней части системы трубопровода, кожух состоит из стальной цилиндрической обечайки.

Конденсат пара поступает в нижнюю часть корпуса, в которой конденсат отводится в теплообменник через регулирующий клапан, который управляется автоматическим устройством.

Нормальный уровень конденсата в корпусе поддерживается за счет аппаратуры автоматического регулирования. Избыток конденсата отводится в дренажную сеть и препятствует выходу пара из корпуса.

Неконденсируемые газы, которые накапливаются в теплообменнике, отводятся через патрубок на корпусе.



На входе и выходе воды устанавливаются датчики, которые контролируют температуру воды. На патрубках теплообменника установлены датчики температуры, которым соответствуют свои температурные диапазоны. Приборами контроля уровня в ПВД и защитами по повышению уровня в корпусе ПВД.

Чтобы визуально контролировать уровень конденсата, в корпусе теплообменника установлены магнитные указатели уровня в ПВД. Указатель уровня действует по принципу магнитного взаимодействия. Магнитный указатель уровня представлен на рисунке 9.1.

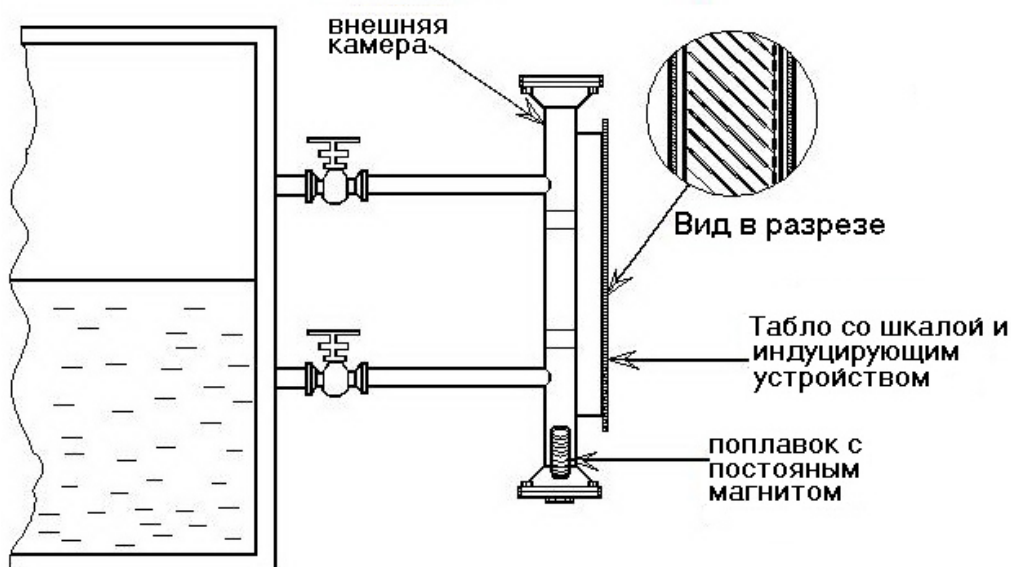


Рисунок 9.1 – Магнитный указатель уровня подогревателя высокого давления.

Магнитный указатель состоит из:

1. Внешняя камера;
2. Поплавок с постоянным магнитом;
3. Табло со шкалой и индукцирующим устройством.

На Алматинской ТЭЦ-2 эксплуатируются следующие подогреватели высокого давления:

5. На турбинах типа ПТ-80 установлены блоки из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-5), ПВ-425-230-37 (ПВД-6), ПВ-500-230-50 (ПВД-7);
6. На турбинах Т-110 установлены блоки из трех подогревателей: ПВД-550-230-25 (ПВД-5), ПВД-550-230-35 (ПВД-6), ПВД-550-230-50 (ПВД-7);
7. На турбине Р – 50 установлен блок из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-1), ПВ-425-230-37 (ПВД-2), ПВ-475-230-50 (ПВД-3);

8. Общестационарная группа подогревателей высокого давления смонтирована в цехе, состоит из двух подогревателей: ПВ-425-230-13 (ПВД-1), ПВ-425-230-37 (ПВД-2).

## 9.2 Расчет подогревателя высокого давления

Рассчитаем подогреватель высокого давления для паровой турбины типа ПТ-80/100-130/13. Исходные данные ПВД:

- давление греющего пара  $P_{\text{пар}} = 3,63 \text{ МПа}$  (36,3 бар);
- температура пара  $t_{\text{пар}} = 500^\circ\text{C}$ ;
- температура воды на входе  $t_{\text{в}} = 244,7^\circ\text{C}$ ;
- энтальпия греющего пара  $h_{\text{пар}} = 3450,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ ;
- расход конденсата  $D = 550 \frac{\text{т}}{\text{час}}$ ;
- емкость парового пространства  $V = 10,5 \text{ м}^3$ ;
- давление пара в следующем отборе  $P_{\text{пар2}} = 4,9 \text{ МПа}$  (49 бар);
- температура пара в следующем отборе  $t_{\text{пар2}} = 416^\circ\text{C}$ .

Исходя из таблицы 9.1 в соответствии с техникоэкономическими исследованиями недогрев  $\Delta t_1 = 4^\circ\text{C}$  рассчитаем температуру основного конденсата:

$$t_{\text{ок1}} = t_{\text{пар1}} - \Delta t_1; \quad (9.1)$$

$$t_{\text{ок1}} = 500 - 4 = 496^\circ\text{C},$$

$$\text{при } t_{\text{ок1}} = 496^\circ\text{C}, h_{\text{ок1}} = 3441,76 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$t_{\text{ок2}} = t_{\text{пар2}} - \Delta t_1; \quad (9.2)$$

$$t_{\text{ок2}} = 416 - 4 = 412^\circ\text{C},$$

$$\text{при } t_{\text{ок2}} = 416^\circ\text{C}, h_{\text{ок2}} = 3250,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Таблица 9.1 – Температурный напор

Минимальные температурные напоры	ПВД		ПНД	
	Топливо			
	дорогое	дешевое	дорогое	дешевое
$\Delta t_1$ и $\Delta t_3, ^\circ\text{C}$	3	4 - 6	1,5	2 - 2,5

Среднюю температуру нагреваемой жидкости можно рассчитать по формуле:

$$t_{\text{ж}} = \frac{t_{\text{ок1}} + t_{\text{ок2}}}{2}; \quad (9.3)$$

$$t_{\text{ж}} = \frac{412 + 496}{2} = 454 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Расход конденсата на ПВД принят равным  $D = 152,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ . Зная расход конденсата можно рассчитать, используя уравнение теплового баланса, расход греющего пара.

$$D_1 = D \frac{(h_{\text{ок1}} - h_{\text{ок2}})}{(h_{\text{пар}} - h_{\text{ок1}})\eta_{\text{п}}}; \quad (9.4)$$

$$D_1 = 152,7 \cdot \frac{(3441,76 - 3250,8)}{(3450 - 3441,76) \cdot 0,98} = 23,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Компоновка подогревателя высокого давления выполняется с трубной доской и U – образными латунными трубками размером 32x0,75.

Расположение трубок в трубной доске будет принято шахматным с шагом  $s_1 = 38$  мм и  $s_2 = 35$  мм. Коэффициент заполнения квадратных трубных досок труб в зоне их расположения принимается как  $\epsilon_f = 0,48$ . Средняя высота труб  $L = 7,15$  м.

Таблица 9.2 - Высота трубы в отдельных отсеках нагревателя высокого давления

№ отсека	Высота, м	
1	$H_1$	1
2	$H_2$	1,75
3	$H_3$	1,5
4	$H_4$	1,8
5	$H_5$	1,1

Средняя эффективная высота труб для всех отсеков подогревателя высокого давления может быть рассчитана по формуле:

$$H = \frac{\sum H_i^2}{\sum H_i}; \quad (9.5)$$

$$H = \frac{1^2 + 1,75^2 + 1,5^2 + 1,8^2 + 1,1^2}{1 + 1,75 + 1,5 + 1,8 + 1,1} = 1,5 \text{ м}.$$

Определяющий критерий теплопередачи при конденсации пара на вертикальной поверхности определяется по формуле по рекомендациям Д.А. Лабунцова:

$$Z_H = H \left( \frac{g}{v_{\text{ж}}^2} \right)_H^{\frac{1}{3}} \left( \frac{\lambda}{\rho_{\text{ж}} v_{\text{ж}}} \right)_H \frac{\Delta t}{r}; \quad (9.6)$$

где,  $\Delta t = t_{ок2} - t_c = 500 - 464 = 46 \text{ }^\circ\text{C}$ . Средняя температура стенки принимается как  $t_c = t_{ж}$ ;  $r = 2506,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ ; при  $t_{ок2} = 500 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$\rho_{жн} = 284,85 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \lambda_{жн} = 0,086 \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}};$$

$$\mu_{жн} = 244 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Н}\cdot\text{с}}{\text{м}^2};$$

$$v_{жн} = \frac{\mu_{жн}}{\rho_{жн}} = \frac{244 \cdot 10^{-6}}{284,85} = 0,86 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

$$Z_H = 1,5 \left( \frac{9,81}{0,86 \cdot 10^{-6}} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot \left( \frac{0,086}{284,85 \cdot 0,86 \cdot 10^{-6}} \right) \cdot \frac{46}{2506,5} = 223657.$$

Так как определяющий критерий процесса теплоотдачи  $Z_H > Z_{кр}$ , то режим стекания пленки ламинарный.

Температура для боковых стенок трубок принимается равной средней температуре нагревающейся в трубках воды  $t_c = t_{ж} = 454 \text{ }^\circ\text{C}$ . При  $t_c = 454 \text{ }^\circ\text{C}$  имеем:  $\lambda_{жс} = 0,08 \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$ ;  $\mu_{жн} = 289 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Н}\cdot\text{с}}{\text{м}^2}$ . Отсюда по формулам нахожу:

$$\frac{\lambda_{жс}}{\lambda_{жн}} = \frac{0,08}{0,086} = 0,93;$$

и

$$\frac{\mu_{жн}}{\mu_{жс}} = \frac{244 \cdot 10^{-6}}{289 \cdot 10^{-6}} = 0,84.$$

Определим поправку, которая учитывает температурную зависимость физических параметров конденсата, используя формулу:

$$\varepsilon_t = \left( \frac{\lambda_c^3 \mu_H}{\lambda_H^3 \mu_c} \right)_{жс}^{\frac{1}{8}}. \quad (9.7)$$

где,  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$ ;  
 $\mu$  – коэффициент динамической вязкости,  $\frac{\text{Н}\cdot\text{с}}{\text{м}^2}$ .

$$\varepsilon_t = \left( \frac{0,08^3 \cdot 244 \cdot 10^{-6}}{0,086^3 \cdot 289 \cdot 10^{-6}} \right)^{1/8} = 0,68.$$

Используя уравнение, определяем коэффициент теплопередачи на вертикальной поверхности:

$$Re_H = [253 + 0,069 \left( \frac{Pr_H}{Pr_c} \right)^{0,25} \cdot Pr_H^{0,5} (Z_H - 2300)]^{\frac{4}{3}}; \quad (9.8)$$

где,  $Pr$  – критерий Прандтля,  $Pr_H = 0,85, Pr_c = 0,97$ .

Дополнительный множитель  $\left(\frac{Pr_H}{Pr_c}\right)^{0,25}$  учитывает зависимость физических параметров от температуры в турбулентной области протекания жидкости.

$$Re_H = [253 + 0,069 \left(\frac{0,85}{0,97}\right)^{0,25} \cdot 0,85^{0,5} (223657 - 2300)]^{\frac{4}{3}} = 4 \cdot 10^6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Для режимов конденсации существует однозначная связь между количеством тепла и количеством конденсата который образовался в процессе работы подогревателя высокого давления. Используя уравнение (9.9) определяем средний коэффициент теплоотдачи при конденсации пара:

$$Re_H = 4 \frac{\bar{\alpha}_1 \Delta t H}{r \rho_{жн} \nu_{жн}}; \quad (9.9)$$

где,  $\bar{\alpha}_1$  – средний коэффициент теплоотдачи при конденсации пара,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{град}}$ ;

$H$  – вертикальная высота, м;

$\Delta t$  – разница температур насыщения пара, °С;

$r$  – теплота конденсации пара,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$ ;

$\nu_{жн}$  – Коэффициент кинематической вязкости,  $\frac{\text{м}^2}{\text{сек}}$ ;

$\rho_{жн}$  – плотность конденсации,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

Дальше исходя из уравнения находим  $\bar{\alpha}_1$ :

$$\bar{\alpha}_1 = \frac{Re_H r \rho_{жн} \nu_{жн}}{4 \Delta t H}; \quad (9.10)$$

$$\bar{\alpha}_1 = \frac{4 \cdot 10^6 \cdot 2506,5 \cdot 284,85 \cdot 0,86}{4 \cdot 46 \cdot 1,5} = 890 \cdot 10^6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Для предварительной оценки я принимаю количество параллельных труб вдоль потока  $z_1 = 1500$  штук. Исходя из количества труб, можно рассчитать живое сечение воды по формуле:

$$F_{ж} = z_1 \frac{\pi d_B^2}{4}; \quad (9.11)$$

где,  $d_B = d_H - 2\delta = 32 - 2 \cdot 0,75 = 30,5 \text{ мм}$ .

$$F_{ж} = 1500 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,0305^2}{4} = 1,095 \text{ м}^2.$$

После вычисления живого сечения определяю скорость воды по формуле:

$$W_{\text{ж}} = \frac{D_{\text{ж}} v_{\text{ж}}}{F_{\text{ж}}}; \quad (9.12)$$

$$W_{\text{ж}} = \frac{152,7 \cdot 0,0099}{1,095} = 1,38 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

При  $t_{\text{ж}} = 454^{\circ}\text{C}$   $\rho_{\text{ж}} = 458,52 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

$$v_{\text{ж}} = \frac{\mu_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}}; \quad (9.13)$$

$$v_{\text{ж}} = \frac{289 \cdot 10^{-6}}{458,582} = 0,63 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Определяю критерий Рейнольдса на основе полученных значений:

$$\text{Re}_{\text{ж}} = \frac{W_{\text{ж}} d_{\text{ж}}}{v_{\text{ж}}}; \quad (9.14)$$

$$\text{Re}_{\text{ж}} = \frac{1,38 \cdot 0,0305}{0,63 \cdot 10^{-6}} = 66809.$$

Так как  $\text{Re}_{\text{ж}} > \text{Re}_{\text{кр}}$ , то поток воды в трубах турбулентный. Исходя из того что  $t_{\text{с}} = t_{\text{ж}} = 454^{\circ}\text{C}$  то:

$$\text{Pr}_{\text{с}} = \text{Pr}_{\text{ж}} = 2,37; \quad \frac{\text{Pr}_{\text{с}}}{\text{Pr}_{\text{ж}}} = 1.$$

При средней длине труб  $L = 7150$  мм получаем:

$$\frac{L}{d_{\text{ЭК}}} = \frac{L}{d_{\text{В}}} = \frac{7150}{30,5} = 234.$$

т.к.  $234 > 50$ , (по таблице 9.2) значение поправочного множителя  $\varepsilon_l = 1$ .

Таблица 9.3 - Поправочный множитель  $\varepsilon_l$ .

$\text{Re}_{\text{ж}}$	$\frac{L}{d_{\text{ЭК}}}$								
	1	2	5	10	15	20	30	40	50
$1 \cdot 10^4$	1,65	1,50	1,34	1,23	1,17	1,13	1,07	1,03	1
$2 \cdot 10^4$	1,51	1,40	1,27	1,18	1,13	1,10	1,05	1,02	1

Продолжение таблицы 9.3

$5 \cdot 10^4$	1,34	1,27	1,18	1,13	1,10	1,08	1,04	1,02	1
$1 \cdot 10^5$	1,28	1,22	1,15	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02	1
$1 \cdot 10^6$	1,14	1,11	1,08	1,05	1,04	1,03	1,02	1,01	1

Вычисляю коэффициент теплоотдачи, которое справедливо для продольного омывания пучков:

$$\overline{Nu}_{ж} = 0.021 Re_{ж}^{0.8} \cdot Pr_{ж}^{0.43} \cdot \left( \frac{Pr_c}{Pr_{ж}} \right)^{0.25} \cdot \varepsilon_1; \quad (9.15)$$

$$\overline{Nu}_{ж} = 0.021 \cdot (2,4 \cdot 10^6)^{0.8} \cdot 2,37^{0.43} \cdot 1 = 3868.$$

Средний коэффициент теплопередачи от стенки трубы к воде определяется по формуле:

$$\overline{\alpha}_2 = \frac{\overline{Nu}_{ж} \lambda_{ж}}{d}; \quad (9.16)$$

где,  $\lambda_{ж} = 0,086 \frac{Вт}{м \cdot К}$ .

$$\overline{\alpha}_2 = \frac{3868 \cdot 0,086}{0,0305} = 10906 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Дальше определяю:

$$\frac{1}{\alpha_1} = \frac{1}{890 \cdot 10^6} = 112 \cdot 10^{-6} \frac{м^2 \cdot К}{Вт};$$

$$\frac{1}{\alpha_2} = \frac{1}{10906} = 0,917 \cdot 10^{-6} \frac{м^2 \cdot К}{Вт};$$

Коэффициент теплопроводности для латунных трубок  $\lambda_{ж} = 107 \frac{Вт}{м \cdot К}$ . Толщина стенки трубы и слоя накипи на трубах  $\delta_{ст} = 0,00075$ . Отсюда получаю:

$$\frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} = \frac{0,00075}{107} = 7,02 \cdot 10^{-6} \frac{м^2 \cdot К}{Вт}.$$

На регенеративном подогревателе высокого давления не образуется слой накипи на стенках поверхностей нагрева. По формуле (9.17) определяю коэффициент теплопередачи:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{\delta_H}{\lambda_H} + \frac{1}{\alpha_2}}; \quad (9.17)$$

$$R = \frac{1}{(112+7,02+0,9+1) \cdot 10^{-6}} = 8339 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Греющей средой в подогревателе высокого давления является насыщенный пар с температурой  $t_H = 500 \text{ }^\circ\text{C}$ . Нагреваемый основной конденсат имеет температуру на входе  $t_{вх} = 412 \text{ }^\circ\text{C}$  и на выходе  $t_H = 496 \text{ }^\circ\text{C}$ . Отсюда нахожу большую и меньшую разницу температур:

$$\Delta t_6 = 500 - 412 = 88 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_M = 500 - 496 = 4 \text{ }^\circ\text{C}.$$

После вычисления большей и меньше разницы температур рассчитываю средний температурный напор по формуле:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{2,31lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}}; \quad (9.18)$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{88 - 4}{2,31lg \frac{88}{4}} = 27,13 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Тепловую нагрузку подогревателя высокого давления определяю по формуле:

$$Q = D_{ж} (h_{ок1} - h_{ок2}); \quad (9.19)$$

$$Q = 152,7 (3441,76 - 3250,8) = 484 \cdot 10^6 \text{ Вт}.$$

Требуемая поверхность нагрева находится по формуле:

$$F = \frac{Q}{R \Delta t_{cp}}; \quad (9.20)$$

$$F = \frac{484 \cdot 10^6}{8339 \cdot 27,133} = 2139 \text{ м}^2.$$

Имея среднюю длину трубки  $L = 7,15 \text{ м}$  и наружный диаметр трубки  $d_H = 0,032 \text{ м}$  общее нужное количество трубок, при расчете по наружной поверхности, рассчитывается по формуле:

$$Z_2 = \frac{F}{\pi d_H L}; \quad (9.21)$$

$$Z_2 = \frac{2139}{3,14 \cdot 0,032 \cdot 7,15} = 2986 \text{ шт}.$$



Так как для подогревателя высокого давления принимается четыре хода, число параллельных трубок в каждом ходе будет равно:

$$Z_1 = \frac{Z_2}{2} = 1493 \text{ шт.}$$

Изначально принято  $Z_1 = 1500$  штук и расхождение не привнесило 0,4% то расчет сделан верно.

Общее количество трубных концов, которые развальцованы в трубной доске, составляет  $Z = 4Z_1 = 6000$  штук.

После проделанного расчета рассчитывается площадь трубной доски, занятая трубами, по формуле:

$$F_{\text{тр}} = Z \frac{\pi d_{\text{н}}^2}{4} \frac{1}{\varepsilon_f}; \quad (9.22)$$

$$F_{\text{тр}} = 6000 \frac{3,14 \cdot 0,032^2}{4} \frac{1}{0,48} = 7,6 \text{ м}^2.$$

За счет уменьшения площади трубной доски, занимаемой трубами, уменьшения количества труб и требуемой поверхности нагрева на 30% проводится модернизация подогревателя высокого давления.

Требуемая площадь поверхности нагрева, после модернизации, вычисляется по формуле:

$$F_{\text{м}} = (1-0,3) \cdot F; \quad (9.23)$$

$$F_{\text{м}} = (1-0,3) \cdot 2139 = 1497,3 \text{ м}^2.$$

Количество трубок, после модернизации, определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = (1-0,3) \cdot Z_2; \quad (9.24)$$

$$Z_{\text{м}} = (1-0,3) \cdot 2986 = 2090 \text{ штук.}$$

Площадь доски, занятая трубами, после модернизации, рассчитывается по формуле:

$$F_{\text{мтр}} = (1-0,3) \cdot F_{\text{тр}}; \quad (9.25)$$

$$F_{\text{мтр}} = (1-0,3) \cdot 7,6 = 5,32 \text{ м}^2.$$

На основе такого расчета разработан новый подогреватель высокого давления. Коэффициент теплопередачи, после выполнения модернизации подогревателя, увеличится на 30%. Увеличение коэффициента теплопередачи совершается при помощи использования пористых структур в подогревателе и навивки на конструкции подогревателя.

## Закключение

В дипломном проекте «Модернизация АТЭЦ-2 и расчет подогревателя высокого давления» были рассмотрены:

- Описание и расчет тепловой схемы. В описание тепловой схемы была описана тепловая схема АТЭЦ-2 в работу которой включены котлы типа БКЗ-420-140-7с, турбины типа ПТ-80/100-130/13, Т-110/120-130, Р-50-130/13, система РОУ-140/13 и другое оборудование. Расчет тепловой схемы включает в себя расчет тепловой схемы АТЭЦ-2. Расчет производился исходя из данных «АлЭС» и ТОО «Энергосбыт».

- Компоновка главного корпуса АТЭЦ-2. При планировке главного корпуса было решено выполнить постройку корпуса в заглубленном варианте, который представляет собой продольно расположенные отделения на четырех пролетах. Основные отметки машинного отделения расположены:

1. Отметка пола конденсационного отделения равна -12.00 метров;
2. Отметка пола обслуживания турбогенераторов равна 0.00 метров;
3. Отметка низов ферм перекрытия + 16.70 метров.

- Рассмотрен генеральный план АТЭЦ-2. При проектировании главного плана предусмотрена «роза ветров» и площадка для строительства которая состоит из суглинков, слоя песка, который переходит в слой гравия. Размер площади станции составил 38Га, а площадь размещения зданий составила 10Га.

- Основное и вспомогательное оборудование. Были рассмотрены шесть паротурбинных установок, восемь паровых котлов, масляная система турбинных установок, деаэратор ДСП-500, конденсационное устройство, теплофикационная установка, экономайзер, подогреватель мазута.

- Рассчитана производительность и расход сырой воды цеха Химводоочистки.

- Рассмотрено техническое водоснабжение АТЭЦ-2.

- В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрен анализ условий труда в турбинном цехе АТЭЦ-2, перечислены методы защиты от тепловой и лучистой энергии, произведен расчет пожаробезопасности в турбинном цехе при котором объем воды на наружное пожаротушение составил 162 м<sup>3</sup>, на внутреннее пожаротушение 129,6 м<sup>3</sup>, рассчитана установка внутренних пожарных кранов, число кранов составило 8 штук, эвакуация людей из охваченных пламенем помещений,

- Были произведены расчеты по экономической части, входе которых были найдены:

1. Капитальные вложения на модернизацию;
2. Эксплуатационные издержки;
3. Расчет экономической эффективности.

Произведен расчет срока окупаемости модернизации который составил 6 месяцев. Число денежных средств необходимых для модернизации составило 136952000 тенге. Эксплуатационные издержки составили 13300000 тенге. Экономическая эффективность составила 45900000 тенге.

В разделе специального вопроса был описан подогреватель высокого давления, схема его включения и его конструкция, был сделан расчет подогревателя высокого ПВ-425-230-37 для паровой турбины типа ПТ-80/100-130/13. После расчета ПВД была проведена модернизация путем уменьшения поверхностей нагрева подогревателя высокого давления на 30%, что дало нам увеличение теплоотдачи на 30% путем применения навивки и использования пористых структур в подогревателе.

## Список литературы

- 1 Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций // Типы регенеративных подогревателей и схемы их включения: «Энергия». Москва. 1982. – С.264.
- 2 Ривкин С.Л. «Термодинамические свойства воды и водяного пара. Справочник». – М.: Энергоатомиздат, 1984, 80с.
- 3 Годовой технический отчет ТЭЦ-2 за 2013, 2016 года.
- 4 Техническая документация АлЭС ТЭЦ-2 -2017г.
- 5 Трудовой Кодекс РК №483. от 24.05.18.
- 6 Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций // Режимы работы ТЭЦ: Минск. «Высшая школа». 1978. – С.105-126.
- 7 Рыжкин В.Я. Тепловые Электрические станции // Выбор площадки и генеральный план электростанции: Энергомиздат. 1987. -С.261-262.
- 8 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Казахстана. РД 34.РК.20.501-02, утвержденные Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан 2017г.
- 9 Н.Г. Борисова, В.Д. Огай, А.А. Кибарин Методические указания к выполнению дипломного проекта (работы) для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика (специализация – Тепловые электрические станции). - Алматы: АУЭС, 2011. - 34 с.
- 10 ГОСТ 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность.
- 11 ГОСТ 12.4.011-89. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих.
- 12 СНиП РК 2.02-05-2016 "Пожарная безопасность зданий и сооружений".
- 13 Э.Н. Мартемьянова «Теплотехника и теплотехническое оборудование технологии материалов и изделий», Учебное пособие, -2007.
- 14 Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 - Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». - Алматы: АУЭС, 2016. — 17 стр.
- 15 Мананбаева С.Е., Санатова Т.С., Бегимбетова А.С. Безопасность жизнедеятельности выполнение раздела дипломных проектов; Учебно-методическое пособие для всех специальностей. Бакалавриат. - Алматы: АУЭС, 2016. -95стр.
- 16 Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.: с ил.
- 17 Генбач А.А., Кибарин А.А. Тепловые двигатели и нагнетатели: Конспект лекций.-Алматы: АИЭС, 2003. 53с.
- 18 Трубилов М.А., Арсеньев Г.В, Фролов В.В. и др. Паровые и газовые турбины. –М.: Энергоатомиздат, 1985.-352с.

19 URL: [http://libr.aues.kz/facultet/eef/kaf\\_ot\\_os/10/umm/otos\\_7.htm](http://libr.aues.kz/facultet/eef/kaf_ot_os/10/umm/otos_7.htm)

20 URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-ekonomicheskoy-effektivnosti-modernizatsii-energeticheskogo-oborudovaniya>