

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ  
им. Гумарбека Даукеева  
Кафедра Тепловые Энергетические Установки**

**«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ**

**«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой**

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

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

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

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

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

**На тему:** Тепловой расчет испарительной установки 3 Тепловой  
Электростанции

**Специальность:** 5В071700 – Теплоэнергетика

**Выполнил (а):** Арбабаев Д.Н.  
(Фамилия и инициалы)

ТЭЗВ-18-1 (ТЭС)  
(группа)

**Научный руководитель:** к.т.н., доцент Бахтияр Б.Т.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

**Консультанты:  
по экономической части:**

к.э.н. Абильдина А.Ш  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**по безопасности жизнедеятельности:**

доц. к.т.н. Приходько Н.Г.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**Нормоконтролер:** Олжабаева К.С.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

**Рецензент:** Ергарин М.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

**Алматы 2020 г.**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество**

# АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Теплоэнергетики и теплотехники  
Специальность 5В071700 – Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловых Энергетических Установок

## ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент: Арбабаев Дамир Нуралиевич  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта: Тепловой расчет испарительной установки 3 Тепловой  
Электростанции

Утверждена приказом ректора № \_\_\_\_ от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
Срок сдачи законченной работы « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:  
Установленная Электрическая мощность – 510 МВт;  
Установленная тепловая мощность – 1414 Гкал/ч;  
Топливо – экибастузский уголь, мазут.

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

Аннотация;  
Введение;  
Описание станции;  
Расчет принципиальной тепловой схемы;  
Раздел БЖД;  
Экономический раздел.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1 Принципиальная тепловая схема станции;
- 2 Схема генерального плана ТЭЦ-3;
- 3 Поперечный разрез главного корпуса;



**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Изучение оборудования Алматинской ТЭЦ-3.	17.02.2020-29.02.2020	
2	Расчет высоты дымовой трубы, Расчет дегазации	01.03.2020-22.03.2020	
3	Выбор типа мельницы	23.03.2020-12.04.2020	
4	Описание испарительной установки	13.04.2020-26.04.2020	
5	Специальный вопрос	27.04.2020-09.05.2020	
6	Оформление работы	11.05.2020-17.05.2020	

Дата выдачи задания « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению  
студент \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## **Аннотация**

В данном дипломном проекте был сделан расчет на увеличение испарительной установки теплового электроцентра Алматы.

Определены энергетические, технико-экономические и экологические показатели теплоэнергетического центра. Рассмотрены способы повышения эффективности использования в народном хозяйстве видов энергии и снижения себестоимости топлива в производстве электроэнергии и тепловой энергии, повышения эффективности использования в народном хозяйстве паровых установок, процессов преобразования топлива в пар в течение цикла, повышения эффективности использования генераторов на основе различных методов, освоения новых технологических процессов, которые наиболее эффективны. Изучены пути дальнейшего развития эффективности тепловых электростанций, процессы принципиальной работы тепловых машин, установок, способы повышения эффективности паротурбинного цикла.

## **Андатпа**

Бұл дипломдық жобада Алматы жылу электр орталығының булану қондырғысын ұлғайтуға есеп жасалды.

Жылу энергетикалық орталықтың энергетикалық, техникалық-экономикалық және экологиялық көрсеткіштері анықталды. Халық шаруашылығында энергия түрлерін пайдалану тиімділігін арттыру және электр энергиясы мен жылу энергиясын өндіруде отынның өзіндік құнын төмендету, халық шаруашылығында бу қондырғыларын пайдалану тиімділігін арттыру, цикл ішінде отынды буға айналдыру процестері, түрлі әдістер негізінде генераторларды пайдалану тиімділігін арттыру, ең тиімді жаңа технологиялық процестерді игеру тәсілдері қарастырылған. Жылу электр станцияларының тиімділігін одан әрі дамыту жолдары, жылу машиналарының, қондырғылардың принципті жұмыс істеу процестері, бу турбиналық циклдың тиімділігін арттыру тәсілдері зерттелді.

## **Annotation**

In this diploma project, a calculation was made to increase the evaporation plant of the thermal power center of Almaty.

The energy, technical, economic and environmental indicators of the heat and power center are determined. The methods of increasing the efficiency of using energy types in the national economy and reducing the cost of fuel in the production of electricity and heat energy, increasing the efficiency of using steam installations in the national economy, the processes of converting fuel into steam during the cycle, increasing the efficiency of using generators based on various methods, and developing new technological processes that are most effective. The ways of further development of the efficiency of thermal power plants, the processes of basic

operation of thermal machines, installations, and ways to improve the efficiency of the steam turbine cycle are studied.

1	Производственный водозабор	9
2	Характеристики топлива	10
3	Турбинный цех	13
4	Расчет высоты дымовой трубы	19
5	Расчет дегазации	21
6	Выбор типа мельницы	30
7	Описание испарительной установки	33
8	Специальный вопрос	38
9	Безопасность жизнедеятельности	43
10	Экономическая часть	51
	Заключение	66
	Список использованной литературы	67

### Содержание

					ДП – 5В071700 – 2020-ПЗ-ДО					
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Содержание					
Разраб.		Арбабаев Д.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бахтияр Б.Т.								
Реценз.		Ергарин М.М.						АУЭС, каф. ТЭУ		
Н. Контр.		Олжабаева К.С.								
Зав.каф.		Кибарин А.А.								

## Введение

ТЭЦ-3 в г. Алматы введен в эксплуатацию в 1961 году. До настоящего времени станция обеспечивает город тепловой и электрической энергией. Отремонтирован турбинный цех, так как введены строительные работы для производства большого количества тепла.

В настоящее время работают 90% установок. Однако наблюдается необходимость проведения капитального ремонта основного оборудования. Оборудование очень устарело. Их последствия могут нанести ущерб в будущем производству тепловой и электрической энергии. Электроэнергетика является частью мирового энергетического хозяйства.

Программа развития электроэнергетики до 2030 года является частью стратегии и развития системного характера, основанной на реализации программы развития Республики Казахстан 2030 года.

Электроэнергетика является основной отраслью экономики в каждой стране. Поэтому электроэнергетический комплекс является экономически развитым сектором Республики Казахстан и рассматривается как динамично сбалансированная система: энергетика; экономика; природа общества.

Оценка необходимых тенденций в электроэнергетике Республики Казахстан мировые тенденции и народный рост экономического роста до 2015 года выполнены на ГРЭС.

В мире установленная мощность электростанций в 2010 году составила 3600 млрд. долл.кВт. По расчету ежегодный рост потребления электроэнергии и тепла в мире составит 3,2%, если в последние годы этого века в 2,4%, то в последующие десятилетия-3,2%. Выработка электроэнергии в расчете на одного человека от 2300 до 3100 кВт.растут до 30 ч.



## 1 Производственный водозабор

13 артезианская скважина глубиной 200-300м. годовое пополнение расхода воды с допуском к промышленному использованию-6 107 млн. долл.м<sup>3</sup>.

АлЭС ТЭЦ-3-го (бывший ГРЭС) расположение постройки частично в открытом виде установок, закрытых шатрен основные установки котла,а турбина находится в открытом виде пленок и установки. Данная электростанция с 1962 по 1997 годы производит непрерывную электроэнергию и тепловую энергию для производственных нужд. Первый раз в 1997 году был прекращен с мая по октябрь. До настоящего времени электростанция и подача тепла работают в пиктическом режиме в зависимости от климатических условий. На электростанции имеется 4 турбины типа К-50-90, которые имеют дополнительную Т-выработку, а 6 котлов БКЗ-160-100. Подача топлива осуществляется через 4 ленточного конвейера. Тепло-электроцентр полностью оборудован подземными и наземными коммуникациями. Площадь зоны 30,3 га. Станция имеет железнодорожные и транспортные пути, склады для хранения их деталей. На территории станции имеется 4 предприятия, которые в настоящее время проводят ремонтные работы во всех регионах.

В 3-м теплоэлектроцентре основным топливом является экибастузский уголь, а топка-мазут. Золоотвал энергетических котлов осуществляется трубопроводом типа Вентури.

## 2 Характеристики топлива

### 2.1 Расчет расхода топлива

Таблица 2.1 - Характеристика Экибастузского угля

$W^P, \%$	$A^P, \%$	$S^P, \%$	$C^P, \%$	$H^P, \%$	$N^P, \%$	$O^P, \%$	$Q_{Н}^P$ ккал/кг
8,0	38,8	0,9	40,1	2,8	0,8	6,6	4080

Топливная пыль на топку  $t_1=70-130^{\circ}\text{C}$  выдается. Расход воздуха на одно топливо  $V_1=4850 \text{ нм}^3/\text{ч}$ .

КПД парового котла

Пара КПД котла посредством обратного баланс находим, [4]:

$$\eta_{\text{ка}}=100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \quad (2.1)$$

$$\eta_{\text{ка}} = 100 - 6,86 - 0 - 1,5 - 0,20,06 = 90,88\%.$$

Расход тепла дымовым газом:

$$q_2 = (J_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} \cdot J_{\text{xb}}^0) \cdot (100 - q_4) / Q_{\text{P}}^P, \quad (2.2)$$

$$q_2 = (1324,3 - 1,1 \cdot 167,2) \cdot (100 - 1,5) / 15880 = 6,86\%.$$

Температура газа:

$$t_{\text{yx}} = 163^{\circ}\text{C}$$

$$J_{\text{yx}} = J_{\text{r}}^0 + (\alpha_{\text{yx}} - 1) \cdot J_{\text{в}}^0, \quad (2.3)$$

$$J_{\text{yx}} = 1042,2 + (1,3 - 1) \cdot 910,1 = 1324,3 \text{ кДж/кг}.$$

Котел котлована по норме [4]:

Воздушные и газовые энтальпии [4]:

$$J_{\text{xb}}^0 = 167,2 \text{ кДж/кг если } t_{\text{xb}} = 30^{\circ}\text{C};$$

$$J_{\text{в}}^0 = 910,1 \text{ кДж/кг если } t_{\text{xb}} = t_{\text{yx}} = 174^{\circ}\text{C};$$

$$J_{\text{r}}^0 = 1042,2 \text{ кДж/кг если } t_{\text{yx}} = 174^{\circ}\text{C}.$$

Тепловые потери при сжигании топлива:

с полным механическим

$$q_4 = 1,5\%;$$

с полным химическим воспламенением

$$q_3 = 0\%;$$

от стенки парового котла  $q_5=0,2\%$ .

$$q_6 = \alpha_{\text{шт}} \cdot (c v_{\text{шт}}) \cdot \Delta P / Q_{\text{ПП}}, \quad (2.4)$$

$$q_6 = 0,05 \cdot 448 \cdot 40,9 / 15880 = 0,06 \%$$

Где полезное количество тепла в паровом котле вот показатели воды и пара, [6]:

$$h_{\text{пе}} = 3385,3 \text{ кДж/кг при } P_{\text{пе}} = 25,5 \text{ МПа, } t_{\text{пе}} = 5450\text{С};$$

$$h_{\text{пв}} = 2840,6 \text{ кДж/кг при } t_{\text{пв}} = 2700\text{С};$$

$$h''_{\text{пп}} = 3543,7 \text{ кДж/кг при } P''_{\text{пп}} = 4,0 \text{ МПа, } t''_{\text{пп}} = 5450\text{С};$$

$$h'_{\text{пп}} = 3402 \text{ кДж/кг при } P'_{\text{пп}} = 4,1 \text{ МПа, } t'_{\text{пп}} = 2900\text{С};$$

Выход пара:

а) нагретый пар:

$$D_{\text{пе}} = 2782,4 \text{ т/саг} = 772,9 \text{ кг/с},$$

б) вновь нагретый пар:

$$D_{\text{пп}} = 2185,9 \text{ т/саг} = 607,2 \text{ кг/с}.$$

Расчетный размер расхода топлива:

$$B_p = B \cdot (100 - q_4) / 100 = 35,7 \cdot (100 - 1,5) / 100 \quad (2.5)$$

$$B_p = 35,165 \text{ кг/с} = 126,59 \text{ т/саг}.$$

Продукт дробильной установки:

$$B_{\text{др}} = [B_{\text{ст}} - (\eta_{\text{гр}} / 100 \cdot B_{\text{мел}})] / Z_{\text{др}} \quad (2.6)$$

$$B_{\text{др}} = [4641,8 - 80 / 100 \cdot 42,197] / 2 = 2304,02 \text{ т/ч}.$$

где,  $\eta_{\text{гр}} = 80\%$  КПД, определяется по типу грохота.

Количество одновременно работающих дробилок:  $Z_{\text{др}} = 2$

Характеристики дробилки: М-20х30

Таблица 2.2 - Данные о топливе

Вид топлива	ш.о.ш. тыс	В,% Расходы	Качество топлива			
			Q <sub>н</sub> ккал/кг; ккал/м <sup>3</sup>	W <sub>p</sub>	A <sub>p</sub>	S <sub>p</sub>
всего	170,639	100	-	-	-	-
Мазут	4,205	2,5	9790	1,97	0,032	0,011

В 2001 году средний клиренс тепловых электростанций составлял 95,8%. Выхлопные газы обрабатываются через две трубы. Описание дымоходов приведено в таблице ниже.

### 3 Турбинный цех

1. Типы паровых турбин К-50-90 ст.№4 и Т-41-90 ст.№1,2,3;
2. Номинальные мощности К-50-90-50000 кВт, Т-41-90-41000 кВт;
3. Индикаторы нового пара перед запорным клапаном:
  - давление -90
  - температура -5350С
4. Скорость вращения ротора турбины - 3000 об / мин.
5. Количество ступеней составляет -22 с количеством регуляторов с одной передачей и двадцать одной ступенью давления. На этапах sat1,2,3 давление двадцать;
6. Количество цилиндров – один;
7. Ротор турбины и генератора являются гибкими;
8. Пределы числа оборотов:
  - ротор турбины -1725 об / мин
  - ротор ротора -1320 об / мин
9. Якорный двигатель -3800 об / мин.

Таблица 3.1 - Управление паром - в виде клапана

Расположение клапана	Порядок открытия
В правом верхнем углу	1
Вниз справа	2
Вниз слева	3
В правом верхнем углу	4

#### 3.1 Турбинные аксессуары

Паровая турбина типа К-50-90 предназначена для непосредственного вращения генератора переменного тока с номинальной мощностью 50000 кВт (50 МВт) и мощностью 60000 кВт, расположенного на том же основании, что и турбина, при 3000 об/мин с нерегулируемой циркуляцией конденсирующегося пара.

Турбина оснащена устройством регенерации для подогрева питательной воды и работает с конденсационной установкой.

Ротор вращается по часовой стрелке в направлении генератора относительно передней опоры шейки. Давление свежего пара перед автоматическим запорным клапаном составляет 90 бар. Температура свежего пара перед автоматическим запорным клапаном составляет 535 ° С.

Давление в конденсаторе составляет 0,05–0,06 кгс / см<sup>2</sup>.

Температура охлаждающей воды составляет 20-25 ° С.

Объем охлаждающей воды, проходящей через конденсатор, составляет 8000 м<sup>3</sup> / час.

Нагреватели низкого давления, деаэраторы и нагреватели высокого давления в турбине имеют восемь нерегулируемых паров для нагрева питательной воды до 226 °С при номинальной нагрузке турбины. Данные по регенерации пара приведены в таблице и соответствуют номинальной мощности, номинальным параметрам свежего пара перед турбиной и номинальной температуре охлаждающей воды.

Таблица 3.2 - Данные по регенерации пара

Подогреватели	Настройка в камере выбора		Выбираемое количество пара
	давление	температура, °С	
ПВД № 8	31,5	410	12
ПВД № 7	18,0	343	8
ПВД № 6	11,7	293	2
Деаэратор	11,7	293	6
ПНД № 5	4,3	190	8
ПНД № 4	2,1	130	8
ПНД № 3	0,84	93	3
ПНД № 2	0,45	79	4
ПНД № 1	0,19	58	6

В паровых турбинах ступеней №1,2,3, после реконструкции, пар всасывался из переднего уплотнения турбины ЖЗ. При номинальных параметрах пара, при полной регенерации, когда поток воды турбины чистый, а температура охлаждающей воды составляет 10 °С, турбина и вспомогательное оборудование могут работать с перегрузкой до 57 МВт. При температуре охлаждающей воды 20–25 °С турбина может работать с нагрузкой более 55 МВт. Турбина может работать на максимальной мощности в течение длительного времени, когда давление в камере ступени управления не превышает 77 кгс / см<sup>2</sup> и регенерация полностью отключена. Когда нагреватели выключены, максимальная мощность уменьшается соответственно:

В случае сбоя питания - примерно до 50 МВт, максимальное давление в камере ступени управления не должно превышать 69 кгс / см<sup>2</sup>. Когда регенерация полностью отключена - около 40 МВт, максимальное давление в камере ступени управления не должно превышать 59 кгс / см<sup>2</sup>.

Таблица 3.3 - Регенеративные подогреватели

№	С какого этапа получен	Давление в заряде	температура, °С	выход пара, т/ч	Куда идет пар после сбора
1	2	3	4	5	6
1	6	29,1	400	10,5	ПВД №8 ПВД №7 и Д-6 ПВД №6 и Д-6 ПВД №5, ПУВ-1 ТГ-1,2,3,4
2	9	16,6	340	7,03	
3	11	10,75	290	4,63	
4	15	3,63	190	7,25	
5	17	1,82	130	8,26	
6	19	0,71	100	3,6	ПВД №4, ОБ-4, ПУВ-2 ТГ-1,2,3
7	20	0,38	100	3,8	ПВД №3, ТГ-1,2,3
8	21	0,16	100	4,35	ПВД №2 ПВД №1
	22	0,035		129,3	конденсатор



Рисунок 3.1 – Нагреватель высокого давления

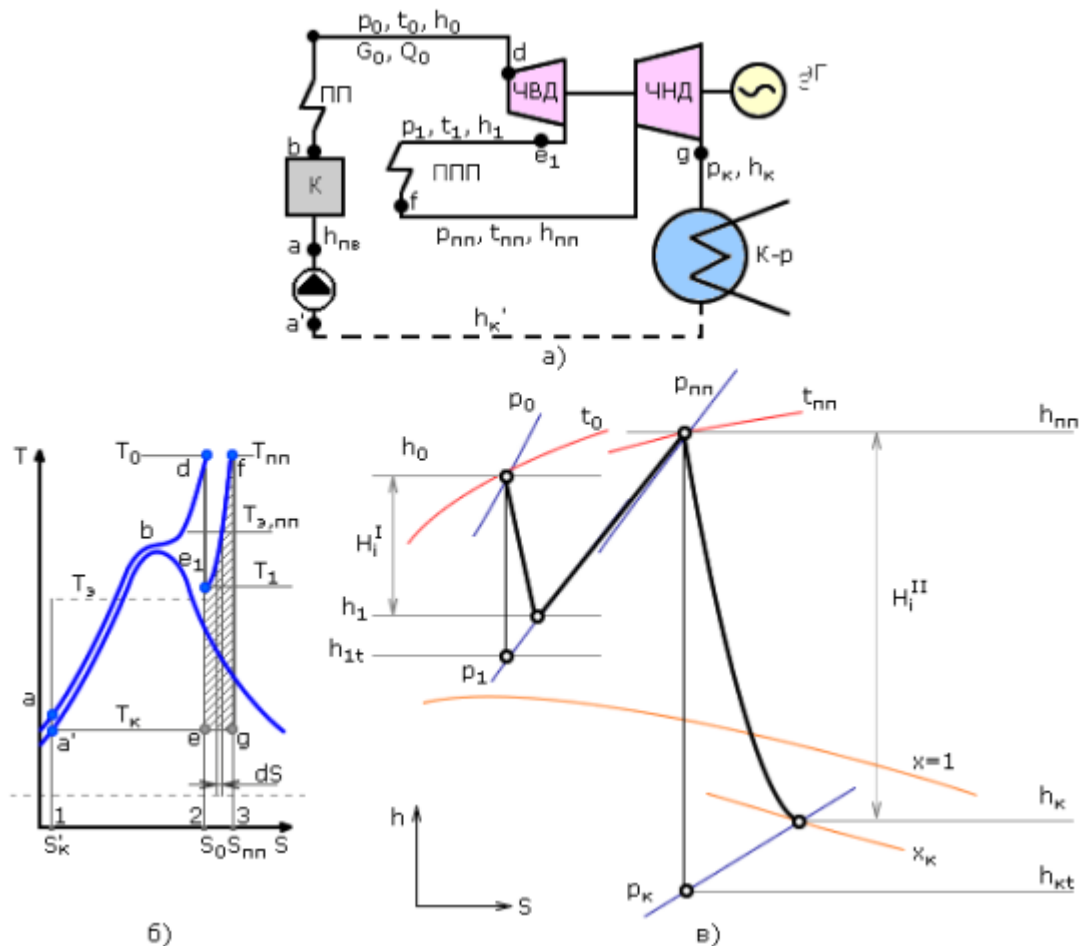


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема рабочего цикла

### 3.2 Регенеративные нагреватели низкого давления (ПНД)

Нагреватели низкого давления имеют U-образную форму, трубы изготовлены таким образом.

Площадь обогрева - 70 м<sup>2</sup>;

Диаметр трубы 17,5 / 19 мм;

Материал трубы - латунь Л-68;

ПНД №3,4,5 тип ПН-90;

Площадь обогрева - 90 м<sup>2</sup>;

Диаметр трубы 14,5 / 16 мм;

Материал трубы - латунь Л-68;

Количество труб - 530 шт.;

Гидравлическое сопротивление - 5м.вод.ст.

Регенеративные нагреватели высокого давления:

ПВД №6,7,8 типа ПВ-170/180

Зона нагрева 170 м<sup>2</sup>;

Диаметр трубы 25/32 мм;

Гидравлическое сопротивление 20м.вод.ст.



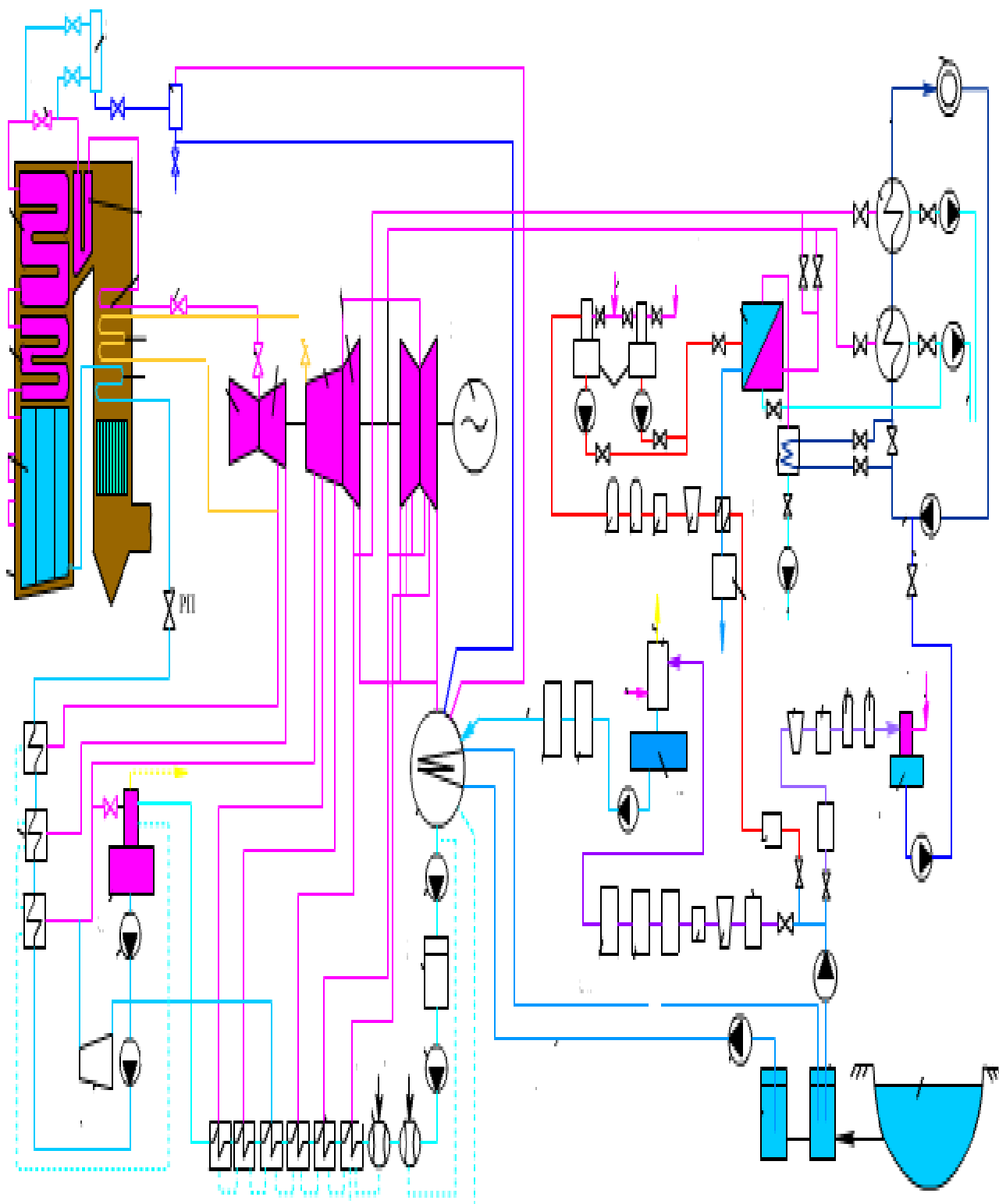


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема



Рисунок 3.4 – Внешний вид ТЭЦ-3

#### 4 Расчет высоты дымовой трубы

В соответствии с санитарными требованиями необходимая высота дымовых труб зависит от зольности топлива и содержания серы, расхода топлива в единицах времени, атмосферных условий и степени очистки газа, местных характеристик.

До поступления в дымовой насос должны быть приняты все предпринятые меры по очистке газа от твердых частиц, серы, окислов, а также от образования окислов азота, возникших при горении. Количество выбрасываемых дымовых газов водогрейных или водяных паровых котлов при пересчете  $SO_2$  (при отсутствии очистки русловой серы) выражается здесь в г/ч:

$$M_{SO_2} = 2000 \cdot (S_p / 100) \cdot V_{сек} \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (4.1)$$

$$M_{SO_2} = 2000(0,8/100) \cdot 180 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0,015) = 2780 \text{ г/ч.}$$

где,  $S_p - 0,8$  – наличие серы в рабочей массе;

$\eta'_{SO_2} = 0,02$  – доля окиси серы в искровых золах, содержащихся в газовых путях парового котла;

$\eta''_{SO_2} = 0,015$  – доля окиси серы, удерживаемого у мокрого золоуловителя.

$N^{\circ}_2$ -н (г/с)- секундный вывод определяется по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-7} \cdot V \cdot K \cdot V_{сек} \cdot Q_p \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot \beta_3 + \beta_1 \cdot [1 - (\varepsilon \cdot \zeta)] \cdot \beta_3 \cdot \beta_2 \cdot \varepsilon_2 \text{ т/ч,} \quad (4.2)$$

а) Если мы посчитаем дымоход одного котла:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 28,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5/100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,083598 \text{ кг/сек} = 0,3 \text{ т/ч.}$$

б) Если рассчитать дымоход для работы пяти котлов:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 124,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5/100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,41799 \text{ кг/сек} = 1,5048 \text{ т/ч.}$$

здесь:

$$\beta_1 = 0,178 + (0,47 \cdot N^p) = 0,178 + (0,47 \cdot 1,5) = 0,883;$$

$\beta_1$ - безразмерная величина, учитывающая азотную кислоту при сгорании топлива и шлака;

$$\beta_2 = 0,85;$$

$$\beta_3 = 1,0;$$

$\beta_3$ - множитель с учетом конструкции очага;

$$\varepsilon_1=0,010;$$
$$\varepsilon_2=0,99.$$

$$k=(12 \cdot D_p)/(200+D),$$

$$k=12 \cdot 160/200+160=5,33.$$

где, D- номинальная и фактическая производительность котла.

$$M_{SO_2}=0,02 \cdot S^p \cdot B(1-\eta'_{SO_2}) \cdot ((1-\eta''_{SO_2}), \text{ т/ч}, \quad (4.3)$$

а) Если рассчитать дымоход одного котла:

$$M_{SO_2}=0,02 \cdot 0,55 \cdot 28,5 \cdot (1-0,05)=0,2978 \text{ кг/сек}=1,0722 \text{ т/ч}.$$

б) Если рассчитать дымоход для работы пяти котлов:

$$M_{SO_2}=0,02 \cdot 0,55 \cdot 142,5 \cdot (1-0,05)=1,489 \text{ кг/сек}=5,3604 \text{ т/ч}.$$

где,  $\eta''_{SO_2}$ - доля серной кислоты в зольности.

$K=12 \cdot D/200+D=12 \cdot 670/200+670=9,24$  кг/т множитель с учетом расхода оксида азота на 1 тонну сгоревшего топлива (для котлов производительностью более 70 т / ч);

$V_3=1$  мультипликаторы, гидромассажные форсунки:

$$q_4=0$$

Мы принимаем 2 дымососа в размере технического проекта.

Скорость второго потока газа определяется следующим образом:

$$V_{\text{сек}} = \frac{n \cdot V_{O_2}}{3600} = \frac{5 \cdot 1551,04 \cdot 10^3}{3600} = 2,15 \cdot 10^3 = 2150 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Согласно таблице мы принимаем:

$m = 0,85$  раза, с учетом влияния скорости потока газа по трубе;

A-200 коэффициент умножения зависит от стратиграфической температуры атмосферы в неблагоприятных метеорологических условиях и условий, определяющих вертикальное и горизонтальное распределение опасных веществ в воздухе;

F=1 множитель учитывает скорость, с которой вредные вещества остаются в воздухе;

$\eta = 1$  множитель без ограничения измерения;

$\Delta T = V_{\text{yx}} - T = 85^\circ\text{C}$ - разница между средней температурой выхлопных газов.

Внутренний диаметр дымососа:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V^2}{\pi \cdot W_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 102,179}{3,14 \cdot 20}} = 2,55 \text{ м}$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V^2}{\pi \cdot W_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1510,895}{3,14 \cdot 20}} = 5,7 \text{ м}$$

Высота дымососа:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot \eta \cdot m \cdot n}{(\text{ПДК} - C_\phi) \cdot \sqrt[3]{V_z \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 69,26 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,7352 \cdot 1}{(0,5 - 0) \sqrt[3]{102,179 \cdot 85}}} = 44,5 \text{ м}$$

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot \eta \cdot m \cdot n}{(\text{ПДК} - C_\phi) \cdot \sqrt[3]{V_z \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 346,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,7657 \cdot 1}{(0,5 - 0) \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}}} = 77,7 \text{ м}$$

Таблица 4.1 – Описание дымохода

Количество дымоходов	Характеристики		Количество и тип котлов
	H, м	D <sub>y</sub> , м	
1	44,5	2,55	БКЗ-160-100 ст. №1
2	77,7	5,7	БКЗ-160-100 ст. №2-6

По данным ТЭЦ, вредные вещества, выделяемые в городской воздух, следующие:

Зола 4,27 тыс. т/год;  
 Диоксид серы 2,59 тыс. т/год;  
 Диоксид азота 0,544 тыс. т/год;  
 Оксид углерода 0,111 тыс. т/год;  
 Оксид азота 0,089 тыс. т/год.

Расход топлива парового котла

Выбор дымососа

Объем газа, проходящего через дымосос:

$$V_{\text{дым}} = B_p \cdot V_{\text{yx}} \cdot (v_{\text{дг}} + 273) / 273 =$$

$$= 35,165 \cdot 5,712 \cdot (153 + 273) / 273 = 128,76 \text{ м}^3 / \text{с}$$

температура газа:

$$v_{\text{дг}} = v_{\text{yx}} - 10 = 163 - 10 = 153^\circ \text{C}$$

На один паровой котел устанавливаются два дымососа.

Производительность дымососа:

$$Q_{\text{дс}} = 1,15 \cdot V_{\text{дым}} / 2, \quad (4.4)$$

$$Q_{\text{дс}} = 1,1 \cdot 128,76 / 2 = 70,82 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Давление дымососа:

$$H_{\text{дс}} = 1,15 \cdot \Delta H_{\text{с}}, \quad (4.5)$$

$$H_{\text{дс}} = 1,15 \cdot 4,3 = 4,95 \text{ кПа}.$$

где расход давления в газовой системе  $\Delta H_{\text{с}} = 4,3 \text{ кПа}$ .

#### 4.1 Расчет выхлопных дымовых газов в атмосферу

БКЗ-160-100 паровой котел, марка, топливо-Экибастузский каменный уголь:

$B = 28,5 \text{ т/ч}$  ( $7,92 \text{ кг/сек}$ ) – расход топлива в котле;

$t_{\text{yx}} = 120^\circ\text{C} + 273 = 393 \text{ К}$ ;

$D$  – Производительность котла  $160 \text{ т/час}$ .

Расчет теоретического количества сухого воздуха для жидкого и твердого топлива:

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^p + (0,3755 \cdot S^p)) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \quad (4.6)$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (42,0 + (0,3755 \cdot 0,55)) + 0,265 \cdot 5,0 - 0,0333 \cdot 11,5 = 4,694 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Расчет теоретического количества сухого воздуха при полном горении топлива в зависимости от необходимого воздуха:

$\alpha \neq 1$ :

$$V_{\text{г}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (4.7)$$

$$V_{\text{г}} = 0,788 + 3,715 + (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 6,1494 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot [(C^p + (0,375 \cdot S^p)) / 100], \quad (4.8)$$

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot ((42,0 + 0,375 \cdot 0,55) / 100) = 0,788 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot (N^p / 100), \quad (4.9)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,694 + 0,8(1,5/100) = 3,715 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$H_2O = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V^p, \quad (4.10)$$

$$H_2O = 0,111 \cdot 5,0 + 0,0124 \cdot 5,0 + 0,0161 \cdot 4,694 = 0,6925 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^p, \quad (4.11)$$

$$V_{H_2O} = 0,6925 + 0,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 0,7076 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Расход топлива на два котла:

$$B_{\text{сек}} = n \cdot B / 3600, \quad (4.11)$$

$$B_{\text{сек}} = 2 \cdot 35.165 / 3600 = 253,19 \text{ кг/с}.$$



Рисунок 4.1 – Внешний вид дымовой трубы

## 4.2 Расчет дымососа

Для установки на один котел выбираем два типа дымососа ВДН-18:

Производительность	135000м <sup>3</sup> /ч
Для парового котла № 2,6	
Завод, выпущенные	Барнаульский завод
Полный поток	210 мм.вод.ст
Скорость вращения	740об/мин
Оборот	250кВт
Производительность	84600м <sup>3</sup> /саг
Для парового котла № 1,3,4,5	
Завод, выпущенные	Барнаульский завод
Полный поток	210 мм.вод.ст
Оборот	250кВт
Скорость вращения	740об/мин

Выбор оборудования для золоулавливания и транспортировки шлака и золы, нанесение схемы их работы

Выбор электрических фильтров

Площадь перекрестка газового прохода электрического фильтра

$$F = V_{др} / n \cdot w = 1107,9 / 2 \cdot 3,14 = 176,42 \text{ м}^2$$

Таблица 4.2 – Тип электрического фильтра

Тип	Площадь, м <sup>2</sup>	Габариты, м	Вес, т
ЭГА-2-56-12-6-3-330-5	181,7	17,28x19,94x19,9	413,8



Рисунок 4.2 – Внешний вид ТЭЦ-3

## 5 Расчет дегазации



Производительность дегазации должна соответствовать максимальному размеру расхода питательной воды. По правилам проектирования, на энергоблок К-50-90 четыре деаэрата располагают тремя водосборными баками.

Максимальное количество питательной воды:

$$D_{пв} = (1 + \alpha_{сн}) \cdot D_{ка}, \quad (5.1)$$

$$D_{пв} = (1 + 0,02) \cdot 2650 = 2703 \text{ т/ч.}$$

Объем бака дегазатора (БДП):

$$V_{БДП} = \tau \cdot \frac{\nu \cdot D_{пв}}{60} = 7 \cdot \frac{1,1 \cdot 2703}{60} = 346,89 \text{ м}^3. \quad (5.2)$$

где, количество удельного объема воды  $\nu = 1,1 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Дегазации (6 ата) и сетевой воды (1,2 ата).

Дегазатор 6 ата используется для очистки питательной воды от газов в котле:

Заводская марка	- ДС-2
Количество	- 4 шт
Производительность	- 225 т/саг
Кубический объем	- 72 м <sup>3</sup>
Давление дегазации	- 6 ата

Основная дегазация обеспечивает дегазацию воды в тепловых сетях:

Заводская марка	- ДС-75
Количество	- 3 шт
Производительность	- 75 т/саг
Кубический объем	- 50 м <sup>3</sup>
Давление дегазации	- 1,2 ата

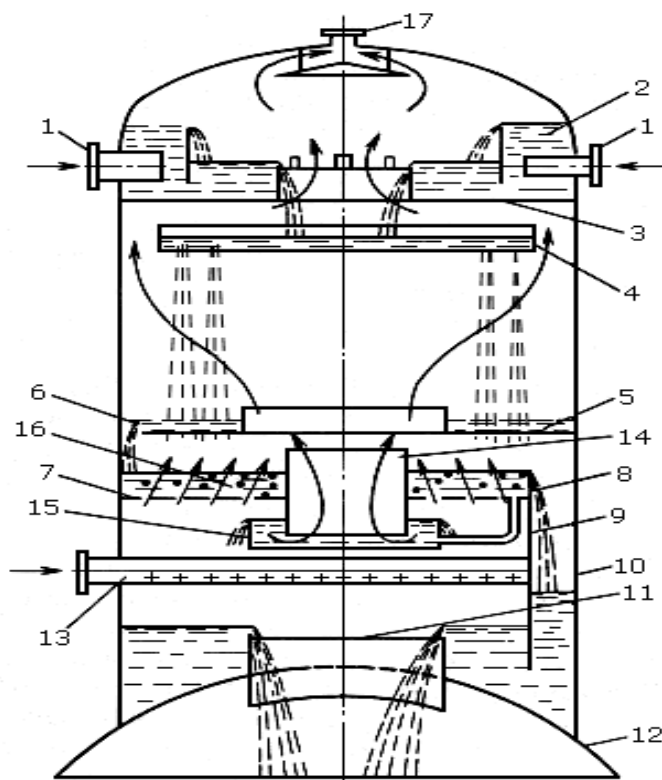


Рисунок 5.1 – Схема дегазации

1-подача воды; 2-смесительная установка; 3 – сливная установка; 4 – отверстия; 5 – тарелка паропроводная; 6 - сливной канал; 7 - барботажная тарелка; 8 - заливка; 9 - гидрозатвор; 10-корпус; 11-заливка воды; 12-бак-аккумулятор; 13-подача

### 5.1 Питательные насосы

По проектированию, как правило, производительность питательных насосов [1] берется с расходом питательной воды и запасом 5%.

Производительность питательных насосов:

$$Q_{\text{пн}} = 1,05 \cdot D_{\text{пв}}, \quad (5.3)$$

$$Q_{\text{пн}} = 1,05 \cdot 2703 = 2838,15 \text{ т/ч};$$

где,  $D_{\text{пв}} = 2703$  т/ч. расход питательной воды.

Баки для хранения запасов безсоленой воды

В соответствии с проектом [1] объем питательных водяных баков должен выполнять работу ТЭС в течение 30 мин, а объем не должен превышать  $4000 \text{ м}^3$ .

Объем бак на проектируемой ТЭЦ:

$$V_6 = 0,5 \cdot n_{\text{ка}} \cdot D_{\text{па}}, \quad (5.4)$$

$$V_6 = 0,5 \cdot 2 \cdot 2703 = 2703 \text{ м}^3.$$

Для установки выбираем два бака, объем каждого из которых составляет 2703 м<sup>3</sup>.

Таблица 5.1 – Технические характеристики бака

Тип	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Скорость вращения, об / мин	Диаметр ротора, мм	Мощность, кВт	Масса, т	Длина ротора, мм
М-20х30	850-1000	500	2000	1100	64,2	3000

Выбор схемы подготовки угольной пыли Экибастуза:

В зависимости от характеристик экибастузского угля:

$$V^r = 30\%;$$

$$K_{\text{ло}} = 1,35. [7]$$

По договоренности мы принимаем молотковую мельницу, т.е. выбираем систему пылеудаления с прямым воздухоудувкой.

Можно видеть, что уголь из ВТО поступает в мельницу через питатель и после хранения поступает в часть сгорания парового котла через сепаратор. Угольная пыль высушивается и транспортируется горячим воздухом.

Питающие насосы являются важным элементом установок тепловой электростанции и предназначены для подачи питательной воды в котельные.

Питающий насосный агрегат ПЭ-270-150 предназначен для котельных агрегатов, снабжаемых водой при температуре 165 ° С, остальные параметры соответствуют правилам и требованиям технической эксплуатации тепловых электростанций.

Блок подающего насоса предназначен для использования внутри помещений в нормальных климатических условиях.

ПЭ-270-150 символы питающего насосного агрегата;

ПЭ – питание от электропривода;

270 – подача масла, м<sup>3</sup>/ч;

150 – давление насоса, кгс/см<sup>2</sup>;

Технические данные:

- Подача масла - 270 м<sup>3</sup>/саг;
- Частота вращения - 2980 об/мин;
- Давление выхода на насос - не более 0,78 МПа.

Питающий электронасосный агрегат включает в себя питающий насос, электродвигатель, масляный агрегат и обратный клапан. Привод насоса выполнен с помощью зубчатой муфты. Направление вращения по часовой стрелке.

Насос ПЭ-270-150 имеет десятиступенчатые подшипники скольжения с

центробежными, горизонтальными, однослойными, секционными, смазочными и сальниковыми уплотнениями. Четвертая ступень насоса обеспечивает водой для технологических нужд. Корпус состоит из секции, крышки всасывания и впрыска. Все элементы корпуса центрированы друг с другом и сгруппированы с тяговыми шипами. Секция изготовлена из коррозионностойкой стали. Впускной и напорный колпачки изготовлены из углеродистой стали. Эта крышка давления оснащена выпускной гильзой. Ротор насоса состоит из вала, рабочих колес, диска стрелы, защитных, уплотнительных и крепежных частей. Во время работы насоса на рабочее колесо действует осевая сила, направленная в сторону всасывания. Осевая сила уравновешена и получена автоматическим опускающим устройством. Окончательное уплотнение насоса - с помощью мягкой заглушки сальника, конденсат выпускается для охлаждения сальника в коробку. Подшипники ротора обслуживаются подшипниками с принудительной смазкой. Температурный режим работы подшипников может контролироваться термометрами сопротивления, завернутыми в ярлыки подшипников. Опора ротора установлена на заднем подшипнике, чтобы ограничить осевое смещение ротора со стороны крышки давления.

Осевое смещение ротора определяется визуальным индикатором, установленным на этом подшипнике во время работы насоса. Это раскрывается по отношению к стоимости. Есть вспомогательные трубы для охлаждения насоса и поворота сливного отверстия.

Электродвигатель. В качестве привода насоса используется асинхронный трехфазный электродвигатель с короткозамкнутым ротором мощностью 2000 кВт.

Обратный клапан и линия рециркуляции. Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного потока через насос из трубы для слива воды при обратном вращении всей впускной трубы и ротора насоса. Насос имеет линию рециркуляции для предотвращения кипения воды во время работы.

Масляный агрегат предназначен для охлаждения и принудительной смазки подшипников насосов, электродвигателей и редукторов. В состав масляного блока входят: масляный бак, масляный радиатор с двойным масляным фильтром, два электрических масляных насоса основного масляного насоса, установленных на валу подающего насоса, запорная и регулирующая арматура. Один из масляных насосов резервный, другой работает. Рабочий масляный насос включается на 0,5-1,0 минуты до запуска блока подачи. Наличие необходимого давления в масляном давлении линии является необходимым условием для пуска блока подачи.

## 6 Выбор типа мельницы

Для таблицы [1] прямого продувочного пылеприготовителя, определяется по:

$$B_M = B_p / (Z_M - 1), \quad (6.1)$$

$$B_M = 126,59 / (4 - 1) = 42,197 \text{ т/ч.}$$

где,  $B_p = 126,59$  т/ч расчетный расход топлива;  
 $Z_M = 4$  установленное количество мельниц.

Для установки выбираем 4 мельницы типа ММТ-2000/2590/730, производительностью 45 т / час, электрическая мощность  $P_{ном} = 800$  кВт. Вместе с мельницей мы выбираем инерционный сепаратор. Диаметр сепаратора равен диаметру ротора мельницы.

$$D_c = D_p = 1500 \text{ мм.}$$

Высота сепаратора:

$$H = 90 \cdot D_p, \quad (6.2)$$

$$H = 90 \cdot 1500 = 135000 \text{ мм.}$$

Мощность загрузчика угля составляет 110% от мощности мельницы:

$$B_{пит} = 1,1 \cdot B_M \quad (6.3)$$

$$B_{пит} = 1,1 \cdot 42,197 = 46,417 \text{ т/саг.}$$

Мы выборочно устанавливаем угольный питатель типа СПУ-900.

Производительность 8-80 т / ч.

Мазутный завод ТЭС

Топливный бак для розжига топлива объем 200 м<sup>3</sup>, [1].

Емкость накопительных резервуаров [1]:

$$V = 2000 \text{ м}^3.$$

Количество резервуаров на складе составляет  $n = 3$ .

Выбор топливного насоса:

$$B_{расч} = 0,3 \times n_{расч} \times B \times Q_n^p / Q_m = 0,3 \times 2 \times 35,7 \times 15,880 / 39,76 = 8,56 \text{ т/ч.}$$

Подбор насосов для I и II подъемников.

Прежде всего, выбираются насосы второго подъема.

II - общая мощность насосов оптом:

$$Q'' = B_{расч} \times k \times v = 8,56 \times 1,4 \times 2 = 23,968 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

где,  $k = 1,1-1,4$  - коэффициент предупреждения об объеме мазута, циркулирующего в рециркуляции.

$$Q' = Q'' = 23,968 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

Диаметр мазутного трубопровода:

$$D = 18,8 \times \sqrt{Q_{м} / \omega} = 18,8 \times \sqrt{110,77 / 2} = 139,9 \text{ мм};$$

$$Q_{м} = 0,75 \times Q'' = 0,75 \times 147,69 = 110,77 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

Согласно стандарту, труба выбрана из марки стали.

Внутренний диаметр  $D_{и} = 150$  мм;

Наружный диаметр и толщина стенки  $D_{н} \times S = 159 \times 7$  мм.  $m = 28,1$  кг/м;

ТУ 14-3-460-95.

## 7 Описание испарительной установки

На станциях, требующих высокого качества питающей воды (барабанные высокого давления 11,1 и 14,2 МПа, а также вертикально-струйные котлы), для компенсации расходов конденсата, наряду с полным химическим обессоливанием присоединяемой воды, в некоторых случаях применяются испарительные установки.

В отличие от одной из ступеней многоступенчатой циркуляции присоединяемой воды в пар приводит к увеличению выхода полезного дистиллята на единицу нагреваемого пара. Однако практически пропорционально росту числа ступеней испарения также возрастает стоимость испарительной установки (при одинаковой разнице температур между исходящим от последней ступени нагревом и вторичным паром). На практике обычно ограничивается 2-3 стадиями выпаривания.

Вторичная конденсация пара испарительных установок осуществляется:

а) на конденсаторе турбины (самая экономичная ситуация);  
б) в регенерационном нагревателе, обогреваемом паром более низкого давления по сравнению с деаэратором или первичным паром выпарных установок;

б) специальный конденсатор испарителя (КИ), охлаждаемый основным конденсатором турбины.

осуществляется, имеются:

В первых двух случаях за счет увеличения более высоких выборок будут иметь энергетические потери, получаемые в результате вытеснения выборок низкого давления. В последнем случае энергетические потери отсутствуют, так как вторичный пар испарителей не вытесняет отбор пара, лежащего ниже этого отбора, из которого получают нагревательный пар первой ступени испарителя. Применение последней наиболее экономичной схемы ограничивается получением количества воды, при которой в испарителях добавляется  $D_{турб}$  (не более 3-4%). Малая величина относится к двум корпусным, а большая величина относится к трех корпусным выпарительным установкам.

Горячий конденсат испарителей подключается к сети основного конденсата и ухудшает регенерацию. Поэтому на крупных выпарных установках его следует охлаждать питающей водой испарителей. Тепло продувочной воды также целесообразно использовать для подогрева питающей воды испарителя.

Многоступенчатые испарительные установки по питательной воде могут включаться из ряда или постепенно. Постепенное питание испарителей приводит к снижению содержания соли полезного дистиллята при одинаковой величине размола по сравнению с параллельным питанием. Однако выход первого (подогревающего) пара на одну единицу полезного дистиллята при этом значительно возрастает. Питание испарителей может осуществляться

только деаэрированной водой. Испарители-установка для получения дистиллятов, компенсирующих потери пара и росы в основном обороте паровых установок электростанций, а также пар для общестанционных нужд и внешних потребителей. Испарители могут быть однократными или многоступенчатыми. В качестве нагревательной среды используется вода, полученная из конденсаторно-охлаждающей установки (АСУ/РОУ) среднего или низкого давления лебедки, а в некоторых моделях-из термической воды сгорания 150-180°C. В зависимости от назначения и требований к качеству вторичного пара испарители имеют одно-или двухступенчатые паромоечные устройства.

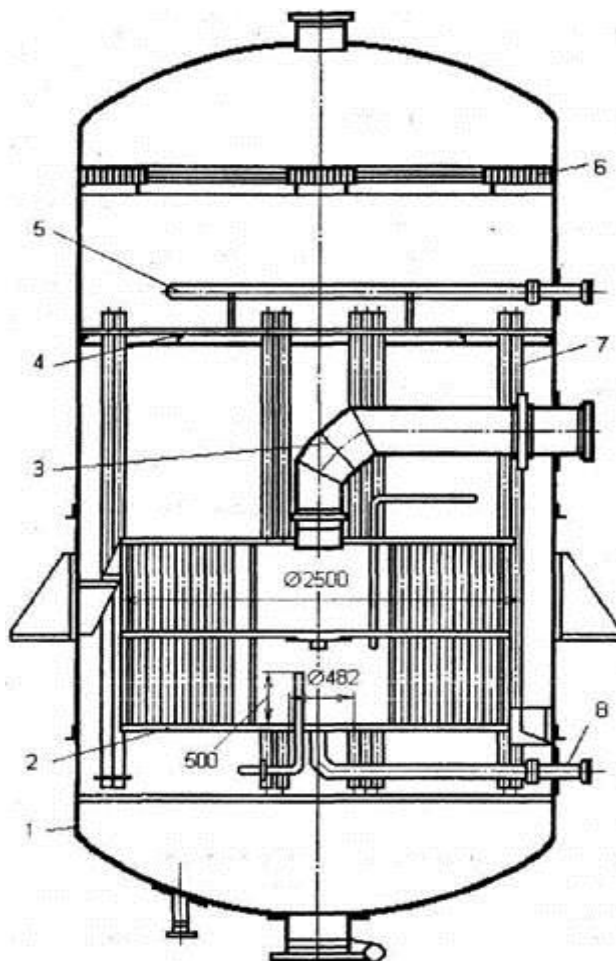


Рисунок 7.1 – Схема выпаривания

1-корпус; 2-нагревательная секция; 3-включение нагревательного пара; 4-моющая поверхность; 5-включение питательной воды; 6-выключатель жалюзи; 7-спускные трубы; вывоз 8-го нагревающего пара.

Испаритель представляет собой сосуд цилиндрической формы, обычно устанавливается вертикально. Корпус испарителя состоит из цилиндрической стенки и двух эллипсных днищ. Для крепления к фундаменту в трубу приварены опоры. Для подъема и перемещения испарителя предусмотрены грузовые шуцеры.



- подача нагревающего пара (3);
- вывоз вторичного пара;
- вывоз нагревательного пара (8);
- подача питательной воды в испаритель (5);
- подача воды в паромоечное устройство (4);
- непрерывная продувка;
- откачка воды из трубы и периодическая продувка;
- реализация конденсируемых газов;
- установка предохранительных клапанов;
- установка приборов проверки и автоматического регулирования;
- предусмотрены трубы и штуцеры для отбора проб.

Для осмотра и ремонта внутренних устройств предусмотрены два отверстия (люка) с головкой на трубе испарителя 450 мм.

Питательная вода поступает вдоль коллектора (5) в промывочный лист (4) и в нижней части секции нагрева по разгрузочным трубопроводам (2). Подогреватель поступает через патрубок (3) в межрубное пространство секции нагрева. Паропроводы нагревательной секции конденсируются в стенки трубопроводов с промывкой труб. Конденсат нагревающего пара течет в нижней части секции нагрева с образованием неотапливаемой зоны. Внутри трубопроводов сначала вода, а затем паровая смесь поднимается на бутилообразующий участок секции нагрева. Пар поднимается вверх, а вода поступает в кольцевое пространство вниз. Паровой вторичный образующийся, прежде всего, проходит через полоскательный лист, в котором остаются крупные капли воды, затем через веревочный сепаратор (6), в котором содержится часть средних капель и мелких капель. Движение воды в разгрузочных трубопроводах, кольцевом канале и паровой смеси трубопроводов секции нагрева происходит за счет естественного оборота: за счет разницы плотности паровой смеси и воды. Продольное сечение испарительной установки.

Для осмотра и ремонта внутренних устройств предусмотрены два отверстия (люка) с головкой на трубе испарителя 450 мм.

Питательная вода поступает вдоль коллектора (5) в промывочный лист (4) и в нижней части секции нагрева по разгрузочным трубопроводам (2). Подогреватель поступает через патрубок (3) в межрубное пространство секции нагрева. Паропроводы нагревательной секции конденсируются в стенки трубопроводов с промывкой труб. Конденсат нагревающего пара течет в нижней части секции нагрева с образованием неотапливаемой зоны. Внутри трубопроводов сначала вода, а затем паровая смесь поднимается на бутилообразующий участок секции нагрева. Пар поднимается вверх, а вода поступает в кольцевое пространство вниз. Паровой вторичный образующийся, прежде всего, проходит через полоскательный лист, в котором остаются крупные капли воды, затем через веревочный сепаратор (6), в котором содержится часть средних капель и мелких капель. Движение воды в разгрузочных трубопроводах, кольцевом канале и паровой смеси трубопроводов секции нагрева происходит за

счет естественного оборота: за счет разницы плотности паровой смеси и воды.  
Продольное сечение испарительной установки.

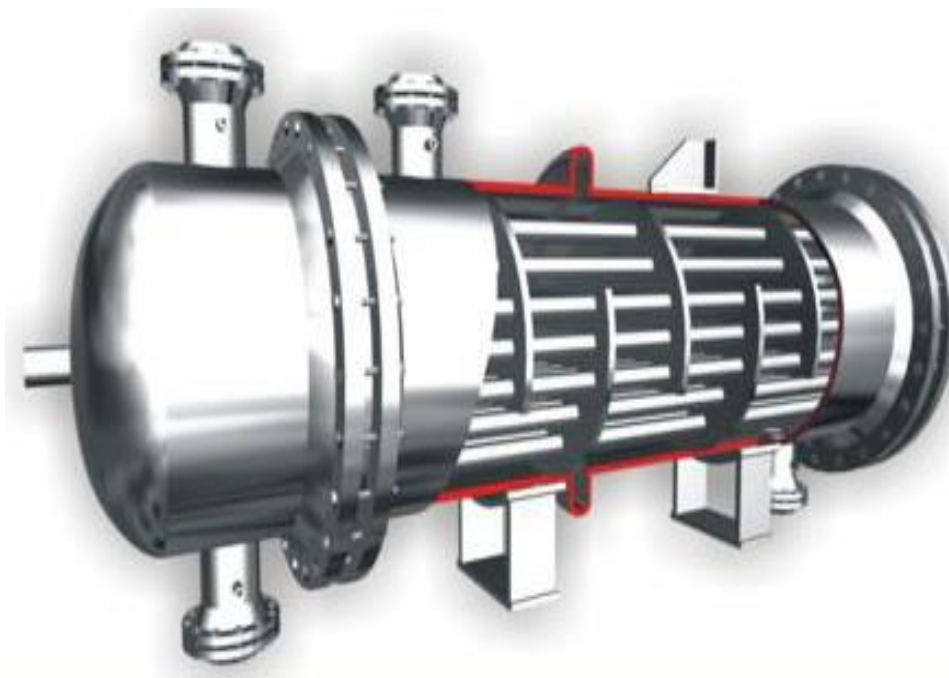


Рисунок 7.2 – Труба испарительной установки

### 7.1 Расчет испарительной установки

Исходные данные:

Тип испарителя - И -350;

Количество труб  $Z = 1764$ .

Параметры греющего пара:

$P_{\text{п}}=0,49$  МПа,  $t_{\text{п}}=177$  °С.

Расход пара:

$D_{\text{п}} = 13,5$  т/ч;

Габаритные размеры:

$L_1=2,29$  м;

$L_2=2,36$  м;

$D_1= 2,05$  м;

$D_2=2,8$  м.

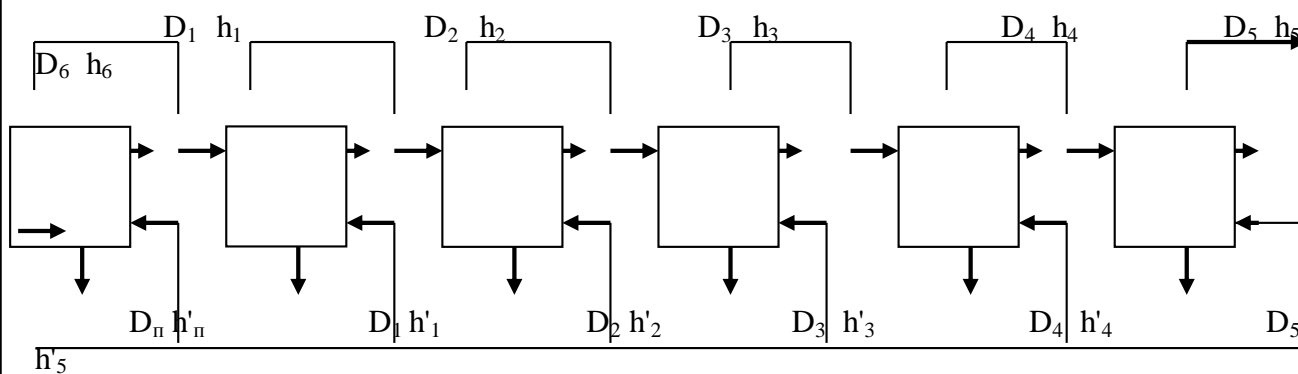
Опускные трубы:

Количество  $n_{\text{оп}} =22$ ;

Диаметр  $d_{\text{оп}} = 66$  мм.

Температурный напор в каждой ступени  $\Delta t=10$ °С.

## Определение параметров пара в ступенях испарительной установки



$D_{пв} \quad h_{пв}$

Рисунок 7.3 – Схема шести ступенчатой испарительной установки  
 Давление вторичного пара в каждой ступени определяется температурным напором ступени и параметрами потока в греющем контуре.  
 Давление вторичного пара определяется по температуре насыщения:

$$t_{н2} = t_{н1} - \Delta t, \quad (7.1)$$

где,  $\Delta t = 10^{\circ}\text{C}$ ;  
 $P_{п} = 0,49 \text{ МПа}$ ;  
 $t_{п} = 177^{\circ}\text{C}$ ;  
 $h'_{п} = 636,8 \text{ КДж/кг}$ ;  
 $t_{н} = 151^{\circ}\text{C}$ .

Энтальпия пара  $h_{п} = 2805,4 \text{ КДж/кг}$ .

Таблица 7.1 – Параметры вторичного пара по ступеням испарительной установки

Парам. №	1	2	3	4	5	6
$t_{н},^{\circ}\text{C}$	141	131	121	111	101	91
$P, \text{МПа}$	0,3717	0,2783	0,205	0,1481	0,105	0,0728
$h'', \text{кДж/кг}$	2735,2	2722,1	2708,1	2693,3	2677,9	2661,9
$h', \text{кДж/кг}$	593,4	550,6	508,0	465,5	423,3	381,1

### Определение производительности испарительной установки

Производительность многоступенчатой испарительной установки определяется суммой потоков вторичного пара из каждой ступени:

$$D_{иу} = \sum D_i, \quad (7.2)$$

Количество вторичного пара из каждой ступени определяется из уравнения теплового баланса для каждой ступени

$$D_{ni} \cdot (h_{ni} - h'_{ni}) \cdot \eta = D_i \cdot h''_i + \alpha \cdot D_i \cdot h'_i - (1 + \alpha) \cdot D_i \cdot h_{пв}, \quad (7.3)$$

Отсюда расходы пара на каждую ступень:

$$D_1 = 13,5 \cdot (2805,4 - 636,8) \cdot 0,98 / ((2735,2 + 0,06 \cdot 593,4 - (1 + 0,06) \cdot 293,3)) = 11,66 \text{ т/ч.}$$

Энтальпия греющего пара и его конденсата:

$$h_n = 2805,4 \text{ КДж/кг,}$$

$$h'_n = 636,8 \text{ КДж/кг.}$$

Энтальпии вторичного пара, его конденсата и питательной воды:

$$h''_1 = 2735,2 \text{ КДж/кг;}$$

$$h'_1 = 593,4 \text{ КДж/кг;}$$

$$h_{пв} = 293,3 \text{ КДж/кг.}$$

Продувка  $\alpha = 0,06$ ; т.е. 6%.

КПД испарителя,  $\eta = 0,98$ .

$$D_2 = 11,66 \cdot (2735,2 - 593,4) \cdot 0,98 / (2722,1 + 0,06 \cdot 550,6 - (1 + 0,06) \cdot 293,3) = 10,0 \text{ т/ч,}$$

$$D_3 = 10,0 \cdot (2722,1 - 550,6) \cdot 0,98 / (2708,1 + 0,06 \cdot 508 - (1 + 0,06) \cdot 293,3) = 8,8 \text{ т/ч,}$$

$$D_4 = 8,8 \cdot (2708,1 - 508) \cdot 0,98 / (2693,3 + 0,06 \cdot 465,5 - (1 + 0,06) \cdot 293,3) = 7,8 \text{ т/ч,}$$

$$D_5 = 7,8 \cdot (2693,3 - 465,5) \cdot 0,98 / (2677,9 + 0,06 \cdot 423,3 - (1 + 0,06) \cdot 293,3) = 7,1 \text{ т/ч,}$$

$$D_6 = 7,1 \cdot (2677,9 - 423,3) \cdot 0,98 / (2661,9 + 0,06 \cdot 381,1 - (1 + 0,06) \cdot 293,3) = 6,6 \text{ т/ч.}$$

Производительность испарительной установки:

$$D_{\text{иу}} = D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6, \quad (7.4)$$

$$D_{\text{иу}} = 11,66 + 10,0 + 8,8 + 7,8 + 7,1 + 6,6 = 51,96 \text{ т/ч.}$$

Проверочный тепловой расчёт третьей ступени испарителя

Расчёт производится методом последовательного приближения.

Тепловой поток:

$$Q = (D_3 / 3,6) \cdot [h''_3 + \alpha h'_3 - (1 + \alpha) \cdot h_{пв}], \quad (7.5)$$

$$Q = (8,8 / 3,6) \cdot [2708,1 + 0,06 \cdot 508,0 - (1 + 0,06) \cdot 293,3] = 5934 \text{ кВт.}$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k = Q / \Delta t F, \quad (7.5)$$

$$k = 5934 / (10 \cdot 350) = 1,7 \text{ кВт/м}^2 \cdot \text{°C} = 1700 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C},$$

где  $\Delta t=10^{\circ}\text{C}$  ;  $F=350\text{ м}^2$ ;

Удельный тепловой поток:

$$g=Q/F, \quad (7.6)$$

$$g = 5934/350 = 17,0 \text{ кВт/м}^2,$$

Число Рейнольдса:

$$Re=g \cdot H/r \cdot \rho' \cdot v, \quad (7.7)$$

$$Re = 17 \cdot 0,763 / (2200,1 \cdot 942 \cdot 0,251 \cdot 10^{-6}) = 24,9.$$

Высота теплообменной поверхности:

$$H=L_1/3, \quad (7.8)$$

$$H = 2,29 / 3 = 0,763 \text{ м.}$$

Теплота парообразования:

$$r = 2200,1 \text{ кДж/кг};$$

Плотность жидкости:

$$\rho' = 942 \text{ кг/м}^3.$$

Коэффициент кинематической вязкости:

$$P_{\text{п}} = 0,205 \text{ Мпа};$$

$$v = 0,251 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Коэффициент теплоотдачи от конденсирующегося пара к стенке при  $Re = 24,9 < 100$ .

$$\alpha_{1H} = 1,01 \cdot \lambda \cdot (g/v^2)^{1/3} Re^{-1/3} \quad (7.9)$$

$$\alpha_{1H} = 1,01 \cdot 0,686 \cdot (9,81 / ((0,251 \cdot 10^{-6})^2))^{1/3} \cdot 24,9^{-1/3} = 12765 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{C};$$

где,  $P_{\text{п}} = 0,205 \text{ Мпа};$

$$\lambda = 0,686 \text{ Вт/м} \cdot \text{C}.$$

Коэффициент теплоотдачи с учётом окисления стенок труб:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 0,75 \cdot \alpha_{1H}, \\ \alpha_1 &= 0,75 \cdot 12765 = 9574 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{C}. \end{aligned} \quad (7.10)$$

## 7.2 Определение скорости циркуляции

Расчёт проводится графо-аналитическим методом

Задаваясь тремя значениями скорости циркуляции  $W_0 = 0,5; 0,7; 0,9$  м/с рассчитывают сопротивление в подводящих линиях и полезный напор.

Точка пересечения этих кривых соответствует рабочему значению скорости циркуляции.

Гидравлические потери в подводящей части складываются из потерь в кольцевом пространстве и потерь на входных участках труб.

Площадь кольцевого сечения:

$$F_k = 0,785 \cdot [(D_2^2 - D_1^2) - d_{оп}^2 \cdot n_{оп}], \quad (7.11)$$

$$F_k = 0,785 [(2,8^2 - 2,05^2) - 0,066^2 \cdot 22] = 2,78 \text{ м}^2,$$

Эквивалентный диаметр:

$$D_{эКВ} = 4 \cdot F_k / (D_1 + D_2 + n \cdot d_{оп}) \pi, \quad (7.12)$$

$$D_{эКВ} = 4 \cdot 2,78 / (2,05 + 2,8 + 22 \cdot 0,066) = 3,14 = 0,562 \text{ м}.$$

Скорость воды в кольцевом канале:

$$W_k = W_0 \cdot (0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot Z / F_k), \quad (7.13)$$

$$W_k = 0,5 \cdot (0,785 \cdot 0,033^2 \cdot 1764 / 2,78) = 0,27 \text{ м/с};$$

Внутренний диаметр труб греющей секции:

$$d_{вн} = d_n - 2 \cdot \delta, \quad (7.14)$$

$$d_{вн} = 38 - 2 \cdot 2,5 = 33 \text{ мм} = 0,033 \text{ м}.$$

Число труб греющей секции  $Z = 1764$  шт.

Таблица 7.1 – Расчёт скорости циркуляции

№	Наименование, формула определения, единица измерения.	Скорость, $W_0$ , м/с		
		0,5	0,7	0,9
1	2	3	4	5
1.	Скорость воды в кольцевом канале: $W_k = W_0 \cdot ((0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot z) / F_k)$ , м/с	0,27	0,365	0,47

*Продолжение таблицы 7.1 – Расчёт скорости циркуляции*

2.	Число Рейнольдса: $Re = W_k \cdot D_{эКВ} / \nu$	604542	817251	1052350
3.	Коэффициент трения в кольцевом канале $\lambda_{тр} = 0,3164 / Re^{0,25}$	0,011347	0,010523	0,009879

4.	Потери давления при движении в кольцевом канале, Па: $\Delta P_k = \lambda_{тр} \cdot (L_2 / D_{эжв}) \cdot (\rho \cdot W_k^2 / 2)$ ;	1,64	2,773	4,32
5.	Потери давления на входе из кольцевого канала, Па ; $\Delta P_{вх} = (\xi_{вх} + \xi_{вых}) \cdot (\rho \cdot W_k^2 / 2)$ , где $\xi_{вх} = 0,5$ ; $\xi_{вых} = 1,0$ .	51,5	94,1	156,0
6.	Потери давления на входе в трубы греющей секции, Па ; $\Delta P_{вх.тр.} = \xi_{вх.тр.} \cdot (\rho \cdot W_k^2 / 2)$ , где $\xi_{вх.тр.} = 0,5$	17,2	31,4	52,0
7.	Потери давления при движении воды на прямом участке, Па ; $\Delta P_{тр} = \lambda_{тр} \cdot (\ell_{но} / d_{вн}) \cdot (\rho \cdot W_k^2 / 2)$ , где $\ell_{но}$ -высота нижнего не обогреваемого участка ,м. $\ell_{но} = \ell + (L_2 - L_1) / 2 = 0,2 + (1,7 - 1,625) / 2 = 0,2375$ м , $\ell = 0,20$ -уровень конденсата	2,81	4,75	7,4
8.	Потери в опускных трубах , Па ; $\Delta P_{оп} = \Delta P_{вх} + \Delta P_k$	53,14	96,873	160,32
9.	Потери в не обогреваемом участке , Па ; $\Delta P_{но} = \Delta P_{вх.тр.} + \Delta P_{тр.}$	20,01	36,15	59,4
10	Тепловой поток , кВт/м <sup>2</sup> ; $g_{вн} = k \Delta t = 1,7 \cdot 10 = 17,0$	17	17	17
11	Общее количество теплоты подаваемое в кольцевом пространстве , кВт ; $Q_k = \pi D_1 L_1 k \Delta t = 3,14 \cdot 2,05 \cdot 2,29 \cdot 1,7 \cdot 10 = 250,6$	250,6	250,6	250,6
12	Повышение энтальпии воды в кольцевом канале , кДж/кг ; $\Delta h_k = Q_k / (0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot Z \cdot W \cdot \rho')$	0,048	0,065	0,083
13	Высота экономайзерного участка, м; $\ell_{эж} = ((-\Delta h_k - (\Delta P_{оп} + \Delta P_{но}) \cdot (dh/dp) + g \rho' \cdot (L_1 - \ell_{но}) \cdot (dh/dp)) / ((4g_{вн} / \rho' \cdot W \cdot d_{вн}) + g \rho' \cdot (dh/dp)))$ , где $(dh/dp) = \Delta h / \Delta p = 1500 / (0,412 \cdot 10^5) = 0,36$	0,82	0,76	0,62
14	Потери на экономайзерном участке , Па ; $\Delta P_{эж} = \lambda \cdot \ell_{эж} \cdot (\rho' \cdot W^2) / 2$	2,45	3,177	5,18
15	Общее сопротивление в подводящих линиях , Па ; $\Delta P_{подв} = \Delta P_{оп} + \Delta P_{но} + \Delta P_{эж}$	75,6	136,2	224,9
16	Количество пара в одной трубе, кг/с $D''_1 = Q / z \cdot r = 5934 / (1764 \cdot 2200,1) = 0,001529$	0,001529	0,001529	0,001529
17	Приведённая скорость на выходе из труб, м/с, $W''_{ок} = D''_1 / (0,785 \cdot \rho' \cdot d_{вн}^2)$ $= 0,001529 / (0,785 \cdot 0,65 \cdot 0,033^2) = 1,555$ м/с;	1,555	1,555	1,555
18	Средняя приведённая скорость, $W''_{пр} = W''_{ок} / 2 = 1,555 / 2 = 0,777$ м/с	0,777	0,777	0,777

*Конец таблицы 7.1 – Расчёт скорости циркуляции*

19	Расходное паросодержание, $\beta_{ок} = W''_{пр} / (W''_{пр} + W)$	0,74	0,68	0,62
20	Скорость всплытия одиночного пузыря в неподвижной жидкости, м/с	0,23	0,23	0,23

	$W_{\text{пуз}}=1,5 \sqrt[4]{gG(\rho' - \rho''/(\rho'))^2}$			
21	Фактор взаимодействия $\Psi_{\text{вз}}=1,4(\rho'/\rho'')^{0,2}(1-(\rho''/\rho'))^5$	5,8	5,8	5,8
22	Групповая скорость всплывания пузырей, м/с $W^*=W_{\text{пуз}}\Psi_{\text{вз}}$	1,33	1,33	1,33
23	Скорость смешивания, м/с $W_{\text{см.р}}=W_{\text{пр}}''+W$	1,05	1,145	1,25
24	Объёмное паросодержание $\phi_{\text{ок}}=\beta_{\text{ок}}/(1+W^*/W_{\text{см.р}})$	0,326	0,314	0,31
25	Движущий напор, Па $\Delta P_{\text{дв}}=g(\rho - \rho'')\phi_{\text{ок}}L_{\text{пар}}$ , где $L_{\text{пар}}=L_1 - l_{\text{но}} - l_{\text{эк}}=1,625 - 0,2375 - l_{\text{эк}}$ ;	2717	2794	2875
26	Потери на трение в пароводяной линии $\Delta P_{\text{тр.пар}}=$ $=\lambda_{\text{тр}}((L_{\text{пар}}/d_{\text{вн}})(\rho' W^2/2))[1+1,5(W_{\text{пр}}''/W)(1-(\rho''/\rho'))]$	488	657	866
27	Потери на выходе из трубы $\Delta P_{\text{вых}}=\xi_{\text{вых}}(\rho' W^2/2)[(1+(W_{\text{пр}}''/W)(1-(\rho''/\rho')))]$	548	715	944
28	Потери на ускорение потока $\Delta P_{\text{уск}}=(\rho' W)^2(y_2 - y_1)$ , где $y_1=1/\rho'=1/920,2=0,00108$ при $x=0$ ; $\phi=0$ $y_2=((x_{\text{к}}^2/(\rho''\phi_{\text{к}}))+((1-x_{\text{к}})^2/(\rho'(1-\phi_{\text{к}})))$	7 0,00108 0,003	91 10 55 0,00108 0,002	12 28 0,00108 0,0012
29	$W_{\text{см}}=W_{\text{ок}}''+W$ $\beta_{\text{к}}=W_{\text{ок}}''/(1+(W_{\text{ок}}''/W_{\text{см}}))$ $\phi_{\text{к}}=\beta_{\text{к}}/(1+(W_{\text{ок}}''/W_{\text{см}}))$ $x_{\text{к}}=(\rho''W_{\text{ок}}'')/(\rho'W)$	1,487 0,75 0,42 0,002	1,687 0,68 0,4 0,0016	1,887 0,62 0,38 0,0012
0	Полезный напор, Па; $\Delta P_{\text{пол}}=\Delta P_{\text{дв}}-\Delta P_{\text{тр}}-\Delta P_{\text{вых}}-\Delta P_{\text{уск}}$	764	367	- 163

Строится зависимость:

$$\Delta P_{\text{подв.}}=f(W) \text{ и } \Delta P_{\text{пол.}}=f(W), W_p=0,775 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса :

$$Re=(W_p d_{\text{вн}})/\nu=(0,775 \cdot 0,033)/(0,251 \cdot 10^{-6})= 101892.$$

Число Нуссельта:

$$Nu=0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot P_r^{0,37}=0,023 \cdot 101892^{0,8} \cdot 1,42^{0,37}= 265 ; \text{ где } P_r=1,42.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к кипящей воде:

$$\alpha_2=Nu\lambda/d_{\text{вн}}=(265 \cdot 0,686)/0,033= 5508 \text{ Вт/м}^2\text{°С.}$$



Коэффициент теплоотдачи от стенки к кипящей воде с учётом оксидной плёнки:

$$\alpha'_2 = 1/(1/\alpha_2) + 0,000065 = 1/(1/5508) + 0,000065 = 4055 \text{ Вт/м}^2\text{°С.}$$

Коэффициент теплопередачи:

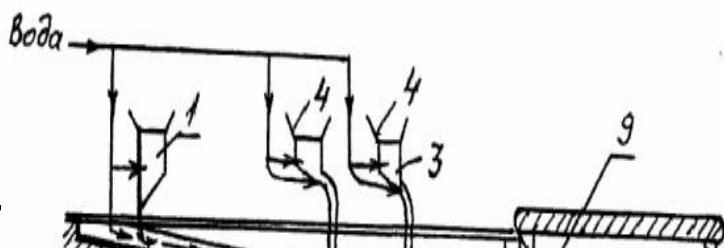
$$k = 1/(1/\alpha_1) + (d_{\text{вн}}/2\lambda_{\text{ст}}) \cdot \ln(d_{\text{н}}/d_{\text{вн}}) + (1/\alpha'_2) \cdot (d_{\text{вн}}/d_{\text{н}}), \quad (7.14)$$

$$k = 1/(1/9574) + (0,033/2 \cdot 50) \cdot \ln(0,038/0,033) + (1/4055) \cdot (0,033/0,038) = 1752 \text{ Вт/м}^2\text{°С.}$$

Отклонение от ранее принятого значения:

$$\delta = (k - k_0)/k_0 \cdot 100\% = [(1752 - 1700)/1700] \cdot 100\% = 3,06\% < 10\%.$$

## 8 Специальный вопрос



### Рисунок 8.1 – Схема системы золоудаления

1-шлакоудаление; 2-канал самотечного потока; 3 – промывочное устройство; 4 – бункер золоуловителей; 5 – складной Сток; 6 – складной Сток; 7 – Дробилка; 8 – металлоуловитель; 9 – складной Сток; 10-золоуловитель.

В результате подготовки и высокотемпературной обработки угля перед выходом угольной тепловой электростанции образуются золошлаковые материалы (ККУ). КМП – химическое, минералогическое и гранулометрическое песчаное минеральное сырье. Среднегодовое потребление угля  $132,5 \cdot 10^6$  т натуральное топливо и его рабочая зольность 21,8% годовой остаток ТЭС на ТЭС в 2001 году составил  $42,18 \cdot 10$  т. ТЭС, собранные в отвалах на территории ТЭС, представляют большую опасность для окружающей среды. Они занимают большую площадь, требуют дополнительных затрат на транспортировку, а могут превысить уровень себестоимости. Пыль и пыль золоотвала-представляют непосредственную угрозу здоровью населения и растительному и животному миру в близлежащих районах. Опасность могут представлять золоотвалы вблизи водного бассейна. В настоящее время основные объемы золы используются в строительной индустрии (производство цемента, кирпича, ячеистых бетонных изделий, шлакового блока, легких заполнителей, рубероида, керамзита); а также они используются в строительстве дорог. Большое количество пользователей золы, шлака и МКТУ выпускают бетонные изделия в зависимости от различных модификаций и наименований. В эксплуатации ККУ можно экономить до 30% цемента и более половины естественных наполнителей, снижается теплопроводность бетона, в результате чего – облегчает массу зданий. По расчетам научно – исследовательских центров производители бетона могут использовать золу и золошлаки в объеме  $30 \cdot 10^4$  тонн, а также все отходы ТЭС в долях золы и шлаков. В настоящее время на ветхих отвалах Алматинской ТЭЦ-3 накоплено 2 млн 600 тыс. золы. Они занимают большую площадь земли. Необходимо определить и изучить, в каких строительных материалах можно использовать эти золы, изучая химические, минералогические и физические свойства, как уже упоминалось выше, прежде чем использовать эти золы в производстве строительных материалов. Но не следует применять в производстве строительных материалов без изучения химических, минералогических и физических свойств собранной золы. Пуццолоновая активность в составе золы и шлака

обладает продуктом сжигания глины: аморфное аморфное глинистое вещество типа  $\text{SiO}_2$  и  $\text{Al}_2\text{O}_3$  метаколинита и алюмосиликатное стекло. Способность реакции, связанная с соотношением гидроксида кальция, различна в них и связана с ранними температурными изменениями наолиновой грязи при сжигании топлива. Метаколинит, обладающий большой удельной поверхностью, активно взаимодействует с  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  при нормальной температуре  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$  гидросиликат кальция и гидрогелет, образуя следующую реакцию:

$$\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 + 3\text{Ca}(\text{OH})_2 + (n+5)\text{H}_2\text{O} = 2\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2 \cdot 8\text{H}_2\text{O} + \text{CaO} \cdot \text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$$

Минерально-фазовый состав золы ТЭЦ состоит из неорганической и органической фаз. Аморфный состав состоит из стекла и аморфированных глинистых веществ. Кристаллический состав образует, во-первых, слабоизмененное минеральное зерно первичного топлива (кварц, полевой шпат и другие термостойкие минералы), а во-вторых, кристаллические новые образования, образующиеся при сжигании топлива (муллит, гематит, алюминиевый кальций и др.). Большая часть золы состоит из разобранной сферической формы и фактуры поверхности с гладким остеклением. Вид аморфной фазы (метаколинит, слабое сочетание аморфного глинистого вещества и частично остекленный) определяет химическую активность, форму, состояние золы. В этой связи основной целью исследования является изучение способов использования в производстве бетона и связующих веществ из старых золоотвалов Алматы.

Крупномасштабными направлениями использования золошлаковых отходов ТЭЦ является производство вяжущих материалов и бетонов. Вяжущие вещества и добавки в технологии бетонов экономия цемента и золы күлдікожды, замена наполнителей применяют для помола клинкера и немного экономии. Гидравлическая активность золы ТЭЦ изучалась на многих работах. Основные физические свойства золы и шлака ТЭС их насыпная и настоящая плотность, а также гранулометрический состав. Из гранулометрического, химического и фазового состава золы зависит его удельная плотность, которая в разной золе составляет 600...В пределах 1300 кг/м<sup>3</sup>. Истинная плотность золы различных углей может колебаться от 1,75 до 3,5 г/см<sup>3</sup> и в среднем 2,1...Составляет 2,4 г/см<sup>3</sup>. Топливный гранулированный шлак имеет крупное зерно 10-15 мм, истинная плотность 2,83...3,26 г/см<sup>3</sup>, удельная плотность 1100...1300 кг/м<sup>3</sup>. Используются следующие методы активации минерально-сырьевых материалов для изготовления строительных изделий: механические, тепловые и др. В зависимости от содержания окислов соединяются в кальций, магния, серную и серную кислоту, золошлаковая смесь, образованная  $\text{Na}_2\text{O}$  при пересчете щелочных оксидов натрия и калия и смесь мелкозернистой золы.

Гидросооружение Кызылординской ТЭС отвечает требованиям ГОСТ 25592-91. На сегодняшний день наиболее перспективным направлением использования отходов угольной энергетики является производство мобильного бетона. Для получения автоклавного газобетона в качестве

кремнеземного компонента использовались старые золоотвалы города Алматы. Например, использование золы, выведенной в производстве пористого бетона, имеет несколько преимуществ, как показано в практике. Выделенная зола состоит из аморфной и кристаллической фазы, напоминающая, что первая составляет 70%, благодаря которой зола обладает высокой активностью. Аморфная составляющая представлена в основном со стеклом. В состав кристаллов входят кварц, гипс, муллит, шпат. Детали золы имеют сферическую форму и плоскую остекленную поверхность. Цвет зерна колеблется от светло-серого до темно-серого в зависимости от содержания примесных компонентов (например, железо, соединение негорючих частиц).

Удельная поверхность золы составляет  $300-350 \text{ м}^2 / \text{кг}$ . Плотность золы-2800 кг /  $\text{м}^3$ . Вместо основания на предприятии был принят тяжелый бетон М300, используемый в производстве бетонных и железобетонных конструкций. В этот состав извлекаемую золу вводят в размере 5, 10 и 25% от эквивалента цементной массы из-за снижения содержания портландцемента. Из экспериментальных примесей образцы формируют, затем выдерживают в нормальном состоянии и испытывают по стандартной методике. В следующей таблице приведены состав и свойства бетона с добавлением только золы. Введение золы в состав бетона приводит к снижению его плотности, по мере увеличения введенного золы повышается. Это объясняется снижением плотности золы и увеличением расхода воды в модифицированном бетоне. Для того, чтобы обеспечить надежную защиту от утечек газа, необходимо обеспечить надежную защиту от утечек газа, а также надежную защиту от утечек газа. Рядом с насыпью быстро ухудшаются условия жизни людей. Поэтому золошлако-мусор следует использовать очень в полной мере во всех возможных направлениях и даже в тех случаях, когда их использование не оказывает значительного экономического эффекта в денежном выражении. Достигнуты полезные результаты в области охраны окружающей среды.

На 1Т золоотвал и шлак в гидросоеде расходуется 50-77 м<sup>3</sup> воды, 30-40 кВт/час электроэнергии. Таким образом, если вы не попадете в гидроузел, сразу приступите к работе (пористый наполнитель или тонкий наполнитель для легкого бетона), то эти ресурсы позволяют сэкономить воду и электроэнергию. Один из экономических показателей, интерес теплоэнергетики и различных строительных предприятий зависит от стоимости золы. Это связано с обеспечением местного сырья и транспортировкой. Экономия 1356,5 тенге за 1 м<sup>3</sup> зольника. Экологическая эффективность составляет 15% от стоимости штучных изделий. Экологическая и экономическая эффективность основных результатов исследования составляет 1 м<sup>3</sup> 1356, 3 тенге Зольников в производственных условиях.

## **8.1 Оборудование системы хранения золы**

Для Экибастузской ТЭС необходимо использовать комбинированный график хранения золы, т.е. первая ступень - мокрый скруббер, вторая ступень - электрический фильтр.

Подбор мокрых золоуловителей

Мы выбираем тип MS-VTI для того, чтобы создать четыре мокрые золоуловители диаметром 3,0 м, активное сечение  $F = 68 \text{ м}^2$ ,

Пересечение золоуловителя MS-VTI:

$$F = V_{\text{др}} / n \cdot w, \quad (8.1)$$

$$F = 1107,9 / 2 \cdot 3,14 = 176,42 \text{ м}^2.$$

$$V_{\text{др}} = 1107,9 \text{ м}^3/\text{с}$$

$n=2$ - количество золоулавливающих.

$W=3,14 \text{ м/с}$  – скорость газа.

Характеристики золоулавливателя Вентури включают:

Труба Вентури;

Насадка разбрызгивания;

Вход газового пути Скруббер;

Флакон скруббера для удаления жидкого шлака;

Скруббер насадка распыления.

На 1, 2, 3 котлах установлены две вертикальные трубчатые Вентури, каждый из которых имеет газовый отвод высокого расхода воды.

6 октября один скруббер поставлен на шесть вертикальных трубчатых Вентури. 3-5 атм. при давлении золомоечная вода работает скорость газа в 60-80 м / секунду.

Смешивание газов, отходящих от промывочной воды, установлено в скруббере опосредованно. Цилиндрический флакон скруббера изготовлен из металлических поверхностей и кислотостойких плиток. Верхняя часть флякона защищена от козырька 300мм. Сторона разбрызгивания сруббера насадки выполнена кольцевой.

Таблица 8.1 – Технические характеристики

Тип	Производительность	Общее количество элементов	Расход газа, $\text{м}^3/\text{с}$	длина, м	ширина, м	Высота, м
БЦ-4х9х9	160	400	92,7	11,8	3,03	3

На ТЭС зола и шлак удаляются гидравлически, т. Е. Для этого требуются земляные насосы. Для 6 паровых котлов необходим один экскаваторный насос, производящий 1650 т / ч.

Расчет выбросов шлака и золы

Потребление шлака:

$$G_{\text{шл}} = 0,01 \cdot B \cdot (A^p + q_4 \cdot Q_{\text{н}}^p / 32680) \cdot (1 - \alpha_{\text{yh}}), \quad (8.1)$$

$$G_{\text{шл}} = 0,01 \cdot 126,59(40,9 + 1,5 \cdot 15880 / 32680) \cdot (1 - 0,95) = 2,635 \text{ т/ч}$$

где,  $A^p = 40,9$  % зола в топливе;

$B = 126,59$  т/ч количество расхода топлива в паровом котле;

$q_4 = 1,5$  % для механически измельченного топлива количество потерь тепла;

$Q_{\text{н}}^p = 15880$  кДж/ тепловая мощность топлива;

$\alpha_{\text{yh}} = 0,95$  – выброс золы газами.

Расход золы:

$$G_3 = 0,01 \cdot B \cdot (A^p + q_4 \cdot Q_{\text{н}}^p / 32,68) \cdot \eta_{\text{зy}}, \quad (8.1)$$

$$G_3 = 0,01 \cdot 126,59(40,9 + 1,5 \cdot 15880 / 32680) \cdot 0,99 = 52,17 \text{ т/ч.}$$

Система гидравлического удаления золы и шлака ТЭЦ-3 АлЭС выполнена по замкнутой схеме так, чтобы отбеленная вода была возвращена и использована повторно. В результате многократного использования ограниченного объема воды возрастает минерализация воды, что в свою очередь вызывает загрязнение системы ГЗУ отложениями малорастворимых солей и продуктами коррозии. Отложения соли на внутренней поверхности трубопровода приводят к значительному расходу водных ресурсов и снижают эффективность работы установок. [5]

Обеспечение чистоты поверхности оборудования системы ГЗУ возможно путем: периодической химической очистки оборудования, включающей растворение отложений или стабилизацию воды химическими реагентами. Оба подхода успешно реализуются с помощью комплексов. [5]

Применение комплексонов для растворения отложений основано на их способности взаимодействовать с ионами металлов в широком диапазоне рН и создавать комплексно-растворимые в постоянной воде. Однако периодическая очистка требует много труда, дополнительных затрат и не обеспечивает экономичное и надежное использование в течение периода между чисткой. [5]

Свойства золы и шлака:

Протяженность пульпы и отбеленных водопроводов – 15 км.

Диаметр труб-620 мм.

Емкость золоотвала - 700 000 м<sup>3</sup>.

Время прохождения воды с золошлаковой пульпой полного цикла-42 суток.

Расход воды на промывку золошлаковой пульпы-700 м<sup>3</sup>/час.

Химические свойства и фазно-минеральный состав золы и шлака в основном определяются содержанием минеральных веществ топлива и изменениями при переработке в котлах ТЭС в высоких температурах. [11]

При сжигании топлива происходит сложное химическое и фазовое изменение минерального вещества, в результате чего образуются вещества, обладающие новыми свойствами – зола и шлак. В условиях топливного режима котлов большая часть минерального вещества топлива превращается в золу и небольшую часть превращается в шлак. [11]

Зола большого вида топлива состоит из 98-99% оксидов кремния, алюминия, железа, кальция, калия, натрия, титана, серы, привязанных к свободным и химическим соединениям. [11]

В настоящее время в АТЭЦ-1 используется уголь Караганды. Зольность карагандинского угля в среднем составляет 30%. По химическому составу в золе преобладают оксиды кремния и алюминия. По модулю обоснованности зола карагандинского угля относится к кислым золам. В кислых золах, как правило, определяется не менее 10% оксида кальция при 70-80% оксидов кислоты. Солевой состав воды золоотвала полностью определяется химическим составом золы, сжигаемого угля и содержанием природной воды. [11]

## **9 Безопасности жизнедеятельности среды**

### **9.1 Экологический паспорт**

В данном дипломном проекте наименование данной станции-3-й Алматинский теплоэлектроцентральный. Адрес-483331, Алматинская область, Илийский район, п. Отеген батыра, ул. Ленина 20. Алматинский 3-й

теплоэлектроцентральный расположен в зоне интенсивной застройки Алматы, в центре города. Станция является основным источником промышленного и жилищно-коммунального централизованного теплоснабжения. В зависимости от того, что на ТЭЦ-3 является серьезным загрязнителем воздушного бассейна города, по наблюдению Казгидромета 1988-1990 г, загрязнение по диоксиду азота превышено санитарных норм (1.88 ПДК) и в зоне (2,3 ПДК). При этом доля ТЭЦ-3 составляет 17% и 20% соответственно, загрязнение, происходящее предприятиями автотранспорта, теплоисточников и других отраслей промышленности, характеризуется повышением ПДК без доли ТЭЦ-1 (1,56 ПДК) и содержанием диоксида азота вблизи ПДК (0,96 ПДК), что требует разработки мер по очистке воздушного бассейна. Для энергетического котла основным видом тепла является Карагандинский энергоконцентрат, а водогрейно-топочный мазут. На ТЭЦ в летний период работы используются потери природного газа.

Безопасность жизнедеятельности - это комплекс мер по защите людей на рабочем месте от опасностей рабочей среды, т. Е. Возникновения промышленных опасностей в условиях труда, которые влияют на здоровье людей, образующихся в процессе производства.

Проблема безопасности человека особенно очевидна в промышленной среде, где различные опасности на рабочем месте загрязняют всю производственную среду.

Обязывает соблюдать принятые в Республике Казахстан меры по безопасности, производственной санитарии, охране окружающей среды. Закон Республики Казахстан «О безопасности и гигиене труда» был принят 28 февраля 2004 года (№ 528 - 110). Этот закон регулирует общественные отношения в области охраны труда в Республике Казахстан и направлен на обеспечение охраны труда в процессе трудовой деятельности, защиту жизни и здоровья работников. Он также устанавливает и утверждает основные принципы и направления государственной политики в области охраны труда.

Таблица 9.1 – Описание сырья

Наименование промышленности и вид продукции наименование	Расход топлива					
	газ		мазут		уголь	
	Всего	На единицу продукции (кг)/квт. ч	Всего	На единицу продукции	Всего	На единицу продукции
На подачу электроэнергии	53875	0,079	10063	0,026	26081	0,056
На подачу	139629	0,071	127164	0,054	122947	0,048



Энергетические котлы выполнены системой золоочистки: на котлах размещается смазка, проектная стадия золоочистителя 99,5% и очистка сырья-20%, на остальных котлах МВ-ВТИ. Выхлопные газы от котельной проходят через пять дымовых труб.

Таблица 9.2 – Параметры дымовых труб и подключение к ним котла

№ Дымовой трубы	Характеристики		Вид и количество котельных
	Н,м	Ду,м	
1	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100 СТ. N8-10
2	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100 ст. N11-13

В соответствии с исходными значениями ТЭЦ в форме 2-ТП (воздух), атмосфера города в течение года была выведена из состава вредных веществ всего : 10,3 тыс.тг.в т. ч.:

- Пепел;
- Диоксид сырья;
- Диоксид азота;
- Диоксид углерода.

Для тех, кто выбрасывает в эту атмосферу, АЖЭО-3 составляет около 70 млн. долларов США.оплата тг. Расчетная максимальная концентрация составляет от ТЭЦ в земной части атмосферы:

- По NO<sub>2</sub> -2,3 ПДК
- По SO<sub>2</sub> -1,79 ПДК
- По Зола -1,84 ПДК
- По Q NO<sub>2</sub> +SO<sub>2</sub> -4,09

Мощность АТЭО-3 и характеристики производства  
Установленная мощность:

электрические	145 МВт
тепловые	1203 МДж

Таблица 9.3 – Характеристика основной установки

Наименование установки (котельная, турбина)	Постоянный номер	Маркировка	Паропроизводительность котла, т / ч	Примечание
Энергетические котлы	№8,9,10,11,12,13	БКЗ-160-100	160	
Турбины	№ 9,10 №8	Т-41-90/13 К-50-90	41 50	

На ТЭЦ-3 Алматы работает по тепловому графику в базовом режиме в энергосистеме. Все электроэнергии вырабатываются по тепловому циклу. рисунок 2.7-схема сброса городской воды в общий коллектор с помощью труб диаметром 1000 и 800 мм. Вода нагревается паром в конденсаторе турбины № 9,10 и через насос. Не кипяченая вода поступает на химическую очистку.

На рисунке 2.7 показано, что на рисунке 2.7 показано, что в данной таблице приведены данные, полученные в таблице 2.7. Всасывание котлов производится производительностью 390 м<sup>3</sup>/час по сокращенной обессоленности несоленной водой.

Конденсатоочиститель 200 м<sup>3</sup>/ч предназначен для очистки вновь поступающего конденсата по схеме натриево-катионирования. Конденсат упрочненный поступает в несоленный водяной бак. Засоленная вода поступает из бака в деаэратор 1,2 ата.

Для поддержания тепловой сети используется фосфонно-комбинированный вид ремонта производимой воды в количестве 4800 м<sup>3</sup>/час.

Принятые в качестве предохранительной схемы:

А) обессоливание серной кислотой, декарбонизация следующими натрий-катионами, при соединении с водогрейным котлом 3200 м<sup>3</sup>/час.

Б) прямое обезвоживание серной кислотой, декарбонизация при отключении водогрейного котла.

Вода поглощающая поступает в вакуумный деаэратор и подается в сетевой насос с насосами поглощающей воды, который подается в теплосети через бойлеры.

В) зимний период после бойлера вода подается водоподводным насосом с водогрейным котлом, обогреваемым на месте до заданной температуры и подается в город. Тепловые схемы станции представлены следующим образом. Пар от котла типа № 8-13 БКЗ-160-100 (390 м<sup>3</sup>/ч производительностью, давлением пара 100 кгс/см, температурой нагретого пара 5400 С)поступает в коллектор 90 ата, из которого подается в турбину №8-10Турбоагрегат типа № 8 Т-41-90/18 работает в противонапорном режиме. Работающий пар турбины №8 подается в коллектор 18 ата. Турбоагрегат типа К-50-90/13 работает для использования конденсатора для подогрева городской воды для химчистки воды, пара производственного анализа подается в коллектор 18 ата, тепловой отбор используется для подогрева сетевой воды на собственные нужды. Приемники сточных вод Алматинской ТЭЦ-3 принимают хозяйственную бытовую канализацию. Хозяйственно-бытовые стоки собираются с фекальной канализационной сетью и направляются в городской коллектор. Засоленные потоки передаются в самостоятельную хозяйственно-бытовую канализацию. Поточная часть ХВО-1 поступает в узел нейтрализации, после чего нормативно-чистые стоки направляются в коллектор, который является общим черной водой.

Нефтедержащие стоки подаются в очищенные здания. Вода очищенная на установке подается в систему обратного водоснабжения ГЗУ.

## 9.2 Система водоснабжения и очистки сточных вод

Источником водоснабжения Алматинской ТЭЦ-3 является дренажная вода городского талгарского водопровода.

Вода из насоса Talgar подается двумя насосами (один в качестве меры предосторожности) на каждую ТЭЦ с производительностью 5000 м<sup>3</sup> / ч типа 24-MDN. Средний суммарный расход воды из насоса Талгара составляет около 2729,44 м<sup>3</sup> / час.

Основной поток воды из насоса Талгара подается в генератор охлаждения (примерно 3877 м<sup>3</sup> / ч) и в турбинный цех для охлаждения конденсационного турбоагрегата. Кроме того, выгребные ямы турбины и котла предназначены для охлаждения горловины водного блока. Вода нагревается до 350°С после конденсатора и генератора газового нагревателя, а НВО-1 и НВО-2 повторно используются в качестве воды для химического завода.

Часть воды из прямого насоса используется для технологических нужд в котельном цехе, водогрейном котле, топливно-транспортном цехе и вспомогательном цехе в маслоохладителях турбогенератора, который всасывается из циркуляционной системы горного водяного насоса. Охлажденная вода подается в систему циркулирующих скважин после маслоохладителей, в дополнение к обратной подаче воды ТЭЦ-3.

Станция работает в четыре смены в день.

Комплект ТЭЦ-3 состоит из следующих основных функциональных систем:

- Силовой котел и турбина из основного здания, где производится электроэнергия, а также тепловая энергия (линейная) в виде пара и горячей воды при температуре 1000 С для нужд промышленного предприятия;
- Водогрейный котел для нагрева водопроводной воды выше 1000 С, после ее нагрева в основном корпусе водонагревателя;
- Поставка твердого, жидкого и газообразного топлива;
- Химический очиститель воды для очистки питательных веществ и сточных вод;
- Транспортировка и передача электроэнергии;
- удаление золы;
- комплект насосных станций, использование теплотрасс и аккумуляторных баков для подачи горячей воды в городские теплотрассы;
- Использование дополнительной промышленности и цеха для обеспечения производительности отрасли;

В настоящее время ТЭЦ-3 в Алматы работает с 6 энергетическими котлами и 4 турбинами для выработки электроэнергии;

Номинальная производительность:

6 паровой котел БКЗ-160-100 (№8-13) – 160 т/ч (каждый)

Электрическая мощность паровой турбины составляет:

Т- 41-90/13 -3\*41 МВт

Будет проектное топливо:

Для энергетической котельной – уголь, газ,мазут

В летнее время работы ТЭЦ используются отходы природного газа.

Таблица 9.3 – Наименования установок, соответствующие схеме водотока

№	Наименование	№	Наименование
1	Раздаточная камера	17	Бак насосный
2	Нефтяная ловушка	18	Транспортер
3	Бак для накопления воды после нефти	19	Электропривод
4	Насос для поглощения воды в флотатор	20	Бак рабочий настойки коагулянты
5	Гидроциклон	21	Бак для сбора воды после флотатора
6	Смеситель флотатора	22	Насос подачи воды к механическому фильтру
7	Камера жесткой очистки	23	Механический фильтр
8	Флотационная камера	24	Угольных фильтра
9	Камера настойки	25	Насос водяной обезжиренный
10	Компактная камера	26	Дренажный насос
11	Масляный ресивер	27	Дренажный ресивер
12	Диспенсер поглощает коагулянт	28	Масляный насос
13	Коагулянт сетчатый фильтр	29	Масляный насос для танкера
14	Воздушный эжектор	30	
15	Рециркуляционный насос		

Расчет максимальной концентрации вредных веществ

Максимальное значение концентрации вредных веществ при выбросе дымовых газов:

$$C_M = (A * M * F * m * n * \eta) / (H^2 * \sqrt{Vm} * \Delta T), \quad (9.1)$$

$$C_M = 200 * 3296.4 * 0.8 / (201^2 * \sqrt[3]{148,16} * 120) = 0,5 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_{M.TB} = (A * M_{TB} * F * m * n * \eta) / (H^2 * \sqrt[3]{Vm} * \Delta T);$$

$$C_{M.TB} = 200 * 1303 * 0,8 / (201^2 * \sqrt[3]{148,16} * 120) = 0,19 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_{MSO_2} = A * M_{SO_2} * F * m * n * \eta / (H^2 * \sqrt[3]{Vm} * \Delta T);$$

$$C_{MSO_2} = (200 * 2432 * 0,8) / 10500426 = 0,38 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_{MNOx} = A * M_{NOx} * F * m * n * \eta / H^2 * \sqrt[3]{Vm} * \Delta T;$$

$$C_{MNOx} = 200 * 1303 * 0,8 / 1050426 = 0,026 \text{ мг/м}^3.$$

Расчеты показывают, что концентрация не превышает допустимых значений на высоте 180 м:

$$X_m = 5 - F/4 * d * H, \quad (9.2)$$

$$X_m = 5 - 1/4 * 15.9 * 201 = 3196 \text{ м.}$$

где, ( $m > 2$ )  $d = 7 * \sqrt[3]{vm} (1 + 0,28 * \sqrt[3]{f}) = 7 * 1.73 * (1 + 0.28 * 1,11) = 15.9.$

Определение концентрации вредных веществ в атмосфере вдоль оси горелки на разных расстояниях от дымохода.

Максимальная концентрация вредных веществ  $C_i$  (мг / м<sup>3</sup>) при высоких скоростях ветра  $X$  (м) определяется по формуле на разных расстояниях от источника:

$$C_i = S_1 * C_m, \quad (9.3)$$

где  $S_1$  - неизмеренный коэффициент - определяется по формуле в зависимости от коэффициента  $F$  и отношения  $X / X_m$ :

$$S_1 = 3(X/X_m)^4 - 8(X/X_m)^3 + 6(X/X_m)^2$$

Если  $X = 1000$  м,  $X/X_m = 1000/3196 = 0,313$  мг/м<sup>3</sup>

$$S_1 = 3(0,313)^4 - 8(0,313)^3 + 6(0,313)^2 = 0,371 \text{ мг/м}^3$$

Если  $X = 3000$  м,  $X/X_m = 3000/3196 = 0,94$  мг/м<sup>3</sup>

$$S_1 = 3,13/0,13 (X/X_m)^2 + 1 = 1,13 * 0,13 (0,94)^2 + 1 = 1,02 \text{ мг/м}^3$$

Если  $X = 4000$  м,  $X/X_m = 4000/3196 = 1,25$  мг/м<sup>3</sup>

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 1,25^2 + 1 = 0,94 \text{ мг/м}^3$$

Если  $X = 6000$  м,  $X/X_m = 6000/3196 = 1,88$  мг/м<sup>3</sup>

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 1,88^2 + 1 = 0,77 \text{ мг/м}^3$$

Если  $X = 8000$  м,  $X/X_m = 8000/3196 = 2,5$  мг/м<sup>3</sup>

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 2,5^2 + 1 = 0,6 \text{ мг/м}^3$$

Если  $X = 10000$  м,  $X/X_m = 10000/3196 = 3,12$  мг/м<sup>3</sup>

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 3,12^2 + 1 = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

Если  $X = 12000$  м,  $X/X_m = 12000/3196 = 3,75$  мг/м<sup>3</sup>

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 3,75^2 + 1 = 0,4 \text{ мг/м}^3$$

Таблица 9.3 – Расчетные данные

$C_i$	1000 м	3000м	4000м	6000м	8000м	1000м	1200м
$C_{SO_2+NO_2}$	0.185	0.51	0.47	0.385	0.3	0.25	0.2
$C_{Зол(тв)}$	0.071	0.194	0.18	0.146	0.114	0.095	0.086
$C_{SO_2}$	0.141	0.39	0.36	0.29	0.23	0.19	0.152
$C_{NO_2}$	0.009	0.265	0.02	0.017	0.015	0.013	0.01

### 9.3 Расчет искусственного освещения

Условия искусственного освещения в промышленном производстве оказывают существенное влияние на зрительные характеристики, физическое и моральное состояние людей, производительность труда, продукт сна и производственное оборудование.

Для создания благоприятных условий труда промышленное освещение должно соответствовать следующим требованиям:

- Освещение на рабочем месте должно соответствовать гигиеническим нормам;

- Яркость на рабочей поверхности и в окружающей среде должна быть как можно более равномерной;

- Яркие тени не должны быть на рабочей поверхности, так как их наличие указывает на неравномерное распределение света;

- не должен быть блестящим под глазами (вертикальным или фигурным)

- Необходимо дать цвет спектральной композиции, необходимый для освещения, чтобы дать правильный цвет;

Искусственное освещение может быть двух типов: общее и комбинированное.

Комбинированное освещение включает в себя общее местное освещение, которое направляет поток света прямо на рабочее место. Использование единого местного освещения в промышленных зонах не допускается. Искусственное освещение также может быть рабочим, аварийным, эвакуационным и складским.

Увеличение освещения в промышленных зонах положительно влияет на зрительные функции. По мере увеличения контраста между фоном и разностным объектом увеличивается видимость формы. Это также определяется окружающей средой и яркостью рабочей среды: увеличение этого коэффициента снижает работоспособность. Хорошее соотношение освещенности в общей системе освещения, слабое - в комбинированном освещении. В последнем случае состояние зрительной работы улучшается при увеличении освещенности вида (стена, потолок, земля), что сопровождается увеличением коэффициента пропускания промышленной установки и поверхности носителя.

При выборе системы освещения капитальные вложения и эксплуатационные расходы ниже, чем в общем комбинированном освещении. Рекомендуется использовать комбинированное освещение в здании при выполнении работ 1-4 категории. В комбинированной системе освещенность рабочей поверхности, генерируемая общей освещенностью, должна составлять 10% от нормальной освещенности, так что верхняя и нижняя подсветки составляют лампы накаливания 100 и 50 люкс соответственно для газоразрядных ламп 500 и 150 люкс.

Помимо абсолютного значения освещенности нормализуются и качественные коэффициенты освещенности: коэффициент видимости и коэффициент пульсации света.

Аварийное освещение должно обеспечивать не менее 5% освещения, которое происходит при общем освещении, но не менее 2 люкс внутри здания. Эвакуационное освещение размещается в местах, где люди подвергаются риску: освещение здесь составляет половину основного прохода, не менее 0,3 люкс на лестнице и 0,2 люкс в здании и на открытых площадках.

Проектирование искусственного освещения осуществляется путем решения следующих задач:

1. Выбор системы освещения;
2. Тип источника света;
3. Расположение огней;
4. Проведение световых расчетов;
5. Определение мощности осветительной установки.

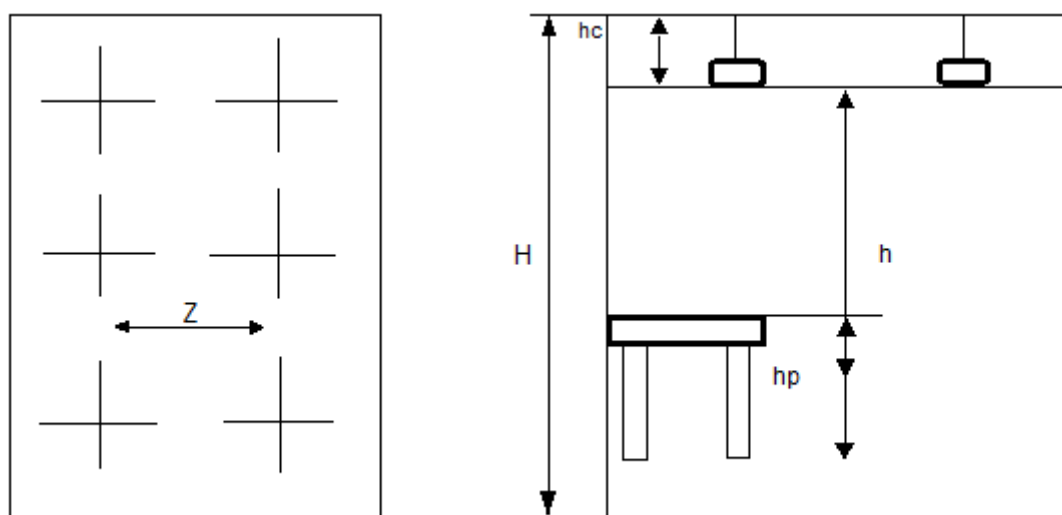


Рисунок 9.1 – Определение искусственного освещения здания турбинного цеха

Искусственное освещение рассчитывается в основном двумя методами: коэффициентом использования и методом точечного коэффициента.

Метод фактора эффективности

Рассматриваемый метод заключается в определении значения коэффициента  $\eta$ , коэффициент которого равен отношению светового потока, падающего на расчетную поверхность, к общему потоку прибора.

Расчет общей освещенности здания турбинной среды:

Длина - 20 метров, ширина - 21 метр, высота - 19 метров

Категория визуальной работы - ШМУ (13)

Нормализованное освещение - 200 люкс, стены яркие, побеленные.

Мы принимаем систему освещения с лампой ДХО мощностью -1000 Вт  
F1 50000 лм.

Коэффициент передачи потолка, стенки, земли получаем по таблице:

$\rho_c = 70\%$ ,

$p_3 = 50\%$ ,

$p_n = 30\%$ .

В зависимости от работы мостового крана:  $h_c$  – расстояние от светильника до закрытия принимаем 0,2 м,  $h_p$  – высоту рабочей поверхности от Земли принимаем 0 м, от этого высота подвески с рабочей поверхности:

$$H = H - h_c - h_p, \quad (9.4)$$

$$H = 19 - 0,2 - 0 = 18,8 \text{ м.}$$

Определяем интервал соседних светильников:

$$\Lambda = \lambda_c = 0,6$$

Тогда:

$$\begin{aligned} \Lambda &= \lambda_c * h, \\ \Lambda &= 0,60 * 18,80 = 11,28 = 11 \text{ м.} \end{aligned} \quad (9.5)$$

Расстояние от крайнего светильника до стены:

$$\begin{aligned} L &= 0,3 * \lambda, \\ L &= 0,3 * 1 = 3,3 = 3. \end{aligned} \quad (9.6)$$

В конце выбираем два ряда светильников, расстояние между ними 11 м, расстояние от стены 3 метра, всего 12 светильников.

Коэффициент использования определяется по таблице. Для этого рассчитаем индекс здания:

$$I = \frac{A * B}{h * (A + B)} = \frac{20 * 12}{18,8 * (20 + 21)} = 0,3$$

отсюда,  $\eta = 1$

Для определения количества светильников, ставим значения в формулу:

$$N = \frac{E * K_3 * S * Z}{\Phi_{л * \eta}} = \frac{140 * 2 * (20 * 21) * 1,15}{49658 * 1} = 3 \text{ штук.}$$

Определим световой поток лампы:

$$N = \frac{E * K_3 * S * Z}{N * \eta} = \frac{140 * 2 * (20 * 21) * 1,15}{3 * 1} = 45080 \text{ лм.}$$

$K_3$  - коэффициент запаса, равный 2

$Z$  - минимальный коэффициент освещенности, равный 1,15

Освещенность объекта  $E$  составляет  $E = 140$  люкс

В конце мы берем 12 свечей ДХО (UPDR) по 6 свечей в каждом из двух рядов.



Фл = Мы принимаем лампу со световым потоком 45080 лм  $\Phi_l = 50000$  лм и мощностью 1000 Вт.

Расчетная система освещения позволяет создавать условия труда, исключающие возможность производственной травмы, вызванной недостаточной освещенностью рабочих мест.

## **10 Экономический раздел**

### **10.1 Оценка экономической эффективности за счет расширения проекта АТЭЦ-3**

Рост экономики Казахстана, повышение спроса на энергию, электрическая и тепловая энергия. Расширение ТЭЦ-3 обеспечит увеличение объемов энергоснабжения Алматинской и Алматинской областей.

Основными потребителями тепловой и электрической энергии являются коммунально-бытовой сектор города, организация и промышленность. С наличием застройки города наблюдается повышение потребления электрической и тепловой энергии. В Казахстане с модернизацией малого и среднего бизнеса, а также повышается потребление тепловой и электрической энергии. ТЭЦ-1 работает в предельном режиме при максимальных тепловых и электрических нагрузках, отсутствие жесткого пара оставляет котельный цех без осторожности, что снижает надежность электроснабжения. В то же время, когда тепловая и электрическая энергия находятся в центре нагрузки, ТЭЦ-3 не покрывает всех подъемов тепловой и электрической энергии. При этом, в качестве загрязнителя атмосферы ТЭЦ-3 или снижение ее мощности в

чувствительности, или перевод в разряд котла-не только экономически нецелесообразным, но и технически неправильным в будущем.

В работе электростанции часть обрабатываемой энергии уходит на собственные нужды станции. В зависимости от вида оборудования и мощности его агрегата, вида полезного топлива, технического уровня основного и вспомогательного оборудования и правильности проведения технической и финансовой политики на станции.

На ТЭЦ-3 Алматинской ТЭЦ-3 является сложным технологическим производством, который производит горячую воду в качестве парового генератора паровой турбины и турбины для анализа тепловой энергии, а также в водогрейной котле. После подготовки воды, деаэрации и нагрева поступает в котел, создающий пар высокого давления в паровую турбину, механическая энергия вращения, где в турбогенераторе преобразуется электрический трехфазный ток переменного тока. Другая часть воды после преобразования и подогрева превращается в питьевую воду для централизованной системы горячего водоснабжения, которая выполняется по открытой схеме.

АТЭЦ-3 реконструкция основного продукта:

- Горячая вода для теплоснабжения для обеспечения тепловой нагрузкой на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение потребителей.
- Давление пара 12-16 и температура 300-3500 С для технологических нужд промышленности.
- Электроэнергия для нужд электроснабжения непосредственно ближайшей промышленности и передачи электроэнергии в энергосистему.
- Побочным продуктом золообразные потери могут возникнуть при сжигании твердого топлива.

В данном дипломном проекте рассмотрены следующие вопросы:

1. расчет экономической эффективности и себестоимости реализации проекта;
2. Расчет себестоимости проекта;
3. расчет экономической эффективности и себестоимости проекта.

Данные для выполнения работ:

Годовые объемы выработки электроэнергии:

$\text{Эв} = 417 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$

Годовой объем производства тепловой энергии:  $Q_{\text{в}} = 1550 \text{ тыс. Гкал}$ .

Топливо данной станции уголь Карагандинский с низким теплом горения  $Q_{\text{нр}} = 5200 \text{ ккал/кг}$

Цена топлива:  $C_{\text{т}} = 3055 \text{ тг/тнт}$

Количество часов установленной мощности:

$T_{\text{м}} = \text{Эв} / N_{\text{у}} = 417 \text{ млн. кВтч} / 145 \text{ МВт} = 2874 \text{ час}$

Где:  $N_{\text{у}} = 145 \text{ МВт}$  – установленная электрическая мощность ТЭЦ-1

Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $\text{Э}_{\text{сн}} = 8\%$

Расход тепла на собственные нужды  $Q_{\text{сн}} = 1\%$

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии:

$$bэ = 405 \text{ (гуг/)}\text{КВтч}$$

Относительный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии:

$$bт = 188 \text{ (кгуг/Гкал)}$$

Определение годовой передачи электрической и тепловой энергии

$$Эот = Эв (1-Эсн) = 417 (1-0,08) = 383,64 \text{ млн.Квт}\cdot\text{саг}$$

$$Qот = Qв (1-Qсн) = 1550*(1-0,01) = 1535 \text{ мың.Гкал}$$

Годовой расход топлива на производство электрической и тепловой энергии выезда

$$Вэ = Эв*bэ = 417*405/1000 = 168,89 \text{ тыс.тут}$$

$$Вт = Qв *bт = 1550 *188/1000 = 291,4 \text{ тыс.тут}$$

Общая суммарная величина затрат на топливо ТЭЦ-1 составляет:

$$Ву = Вэ+Вт = 168,89+291,4 = 460,29 \text{ тыс.тут}$$

Определим расход природного топлива:

$$Вн = Ву:Кп = 460,29/1,34 = 619,61 \text{ тыс.тнт}$$

Расчетная величина расхода топлива переводится на естественное топливо, так как затраты на оплату и транспортировку топлива производятся по натуральному топливу. Для этого найдем коэффициент замещения Кп.

Кп-коэффициент замещения условного топлива в природу, определяется отношением шумовой способности условного и природного топлива.

$$Кп = Qу/Qп^H = 7000/5200 = 1,34$$

Затраты на транспортировку 1 тнт твердого топлива:

$$Цтр = R*(0,7-0,9) = 1009*0,75 = 756,75 \text{ тенге/тнт}$$

Где: R = 1009 км, расход топлива от Карагандинского бассейна ТЭЦ-3.

Состав затрат на топливо:

$$Ит = Вн(Цт+Цтр) = 619,61(756,75+3055)/1000 = 2361,815 \text{ млн.тенге}$$

Коэффициент полезного действия использования топлива:

Коэффициент полезного действия использования топлива определяется с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды:

$$КПД = 123:bэ*100\% = 123:405*100\% = 30,37\%$$

Для того, чтобы получить электроэнергию 1 кВтч необходимо 123 гуг.

$$КПДэ = 143:bт*100\% = 143/188*100\% = 76,1\%$$

Часть показывает, что для получения 1 Гкал тепловой энергии требуется 143 кгуг.

КПД станции в эксплуатации топлива:

$$КПД = \frac{0,86*Эот+Qот}{7*В} * 100\% = \frac{0,86*383,64+1535}{7*460,29} = 57,9\%$$

0,86 – коэффициент теплоотдачи электроэнергии

Расчет расхода воды.

Основными водопользователями тепловой электростанции являются конденсаторные паровые турбины. Кроме того, в электростанциях относятся сравнительно небольшие теплообменные аппараты, к которым относятся охлаждающая вода: воздухонагреватель и газогенератор генератора, воздухонагреватель питающего электрического насоса и возбудитель генератора, маслонагреватели системы смазки механизма.

Кроме того, в этой статье расход включает в себя расход воды в бюджет, который используется для технических целей из водохозяйственной системы. Для этой цели расход воды зависит от вида топлива, его сжигания, механического содержания золы. Расход воды составит от 1,2 до 1,5 тенге/кВтч

$$Зв = Эв * 1,4 = 417 * 1,45 = 604,65 \text{ млн.тенге}$$

Расчет затрат на оплату труда

Для расчета затрат на оплату труда рабочего персонала ТЭЦ-3 необходимо знать численность работников.

Количество персонала зависит от штатного коэффициента, который показывает, сколько человек уходит на установленную мощность станции 1 МВт.

$$N_y = 145 \text{ МВт}$$

Если установленная мощность станции ниже 500 МВт, то в нашем случае она 145 МВт, то штатный коэффициент от 1,5 до 1,7 чел/МВт. Численность работников определяется как коэффициент штата и произведение установленной мощности.

$$ЧП = K_{ш} * N_y = 1,45 * 145 = 210 \text{ человек}$$

Определение суммарной заработной платы для работающих женщин

Суммарный фонд оплаты труда определяется по формуле:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн.тенге}$$

Изпо – основная заработная плата включает в себя оплату труда работников, а также заработную плату за отработанное время, вознаграждение, работу в праздничные дни и т. д.

Изпд – дополнительная оплата труда, включает в себя оплату за отпуск

Изпн – расчет заработной платы включает в себя налоговые и пенсионные выплаты.

В среднем на одного работника в год уходит 950 тыс. тенге, из них выходят:

$$\text{Изпо} = ЧП * 950 = 950 * 210 / 1000 = 206 \text{ млн.тенге}$$

Дополнительная заработная плата составляет 15% от основной заработной платы

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 206 * 0,15 = 30,9 \text{ млн.тенге}$$

Оплата труда составляет 21% от основной и дополнительной заработной платы.

$$\text{Изпн} = (206 + 30,9) * 0,215 = 50,9 \text{ млн.тенге}$$

В результате, суммарный фонд оплаты труда составляет:

$$\text{Изп} = 206 + 30,9 + 50,9 = 287,9 \text{ млн.тенге}$$

Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на нашу ТЭЦ необходим для того, чтобы определить денежный вклад, который будет регулировать физическую и моральную устаревшую установку и ремонт устаревшей установки. Они составляют суммарный денежный перевод. На каждом типе установки приведены нормы времени работы своей установки и амортизации.

Для определения стоимости основных производственных фондов существует показатель собственных капитальных вложений. Для нашей станции курс  $K_{уд} = 2000 \text{ \$/кВт}$  7 долларов составляет 183 тенге.

Капитальные вложения на нашу станцию составляют:

$$K = K_{уд} * N_{у} = (2000 * 183 * 145 * (1 - 0,3) * 1000) / 1000000 = 37149 \text{ млн.тенге}$$

При расчете капитальных вложений учитывается процент износа оборудования ТЭЦ-3=30%.

Амортизационные отчисления:

$$I_{ао} = 0,05 * K = 0,05 * 37149 = 1857,5 \text{ млн.тенге}$$

Расчет затрат на текущий ремонт

Кроме затрат на текущий ремонт производственной установки, он включает затраты на технический осмотр ее компонента и поддержание установки в рабочем состоянии. (обтирочные и смазочные материалы )

$$I_{рем} = 0,16 * I_{ао} = 0,16 * 1857,5 = 297,19 \text{ млн.тенге}$$

Расчет оплаты выпуска

При сжигании топлива образуется выброс вредных веществ в окружающую среду. При сжигании карагандинского угля на нашей станции величина затрат на выбросы составляет от 110-120 тнт тенге.

$$I_{выб} = (110 - 120) * V_{н} = 113 * 619,61 = 70,02 \text{ млн.тенге.}$$

Расчет цеховых и общестанционных затрат

Это включает в себя административно-управленческие, общеобменные, капитальные затраты, обслуживание и управление цехами.

$$I_{общ} = 0,25 * (I_{ао} + I_{зп} + I_{т}) = 0,25 * (287,19 + 1857,5 + 2361,815) = 1126,79 \text{ млн.тенге}$$

Таблица 10.1 – Необходимые компоненты, используемые для производства электрической и тепловой энергии

Расходы на компоненты	И млн.тенге	Иэ тенге	Ит тепло
Топливо Ит	2361,82	866,58	1495,23
Вода Ив	604,65	221,85	382,80
Фонд заработной платы Изп	287,90	105,63	182,26
Амортизационные отчисления Иао	1857,5	681,52	1175,93
Ремонт Ир	297,19	109,04	188,15
Общестанционные Иоб	1126,79	413,44	713,36
Оплата за выбросы Ивыб	70,02	25,69	44,33
Стоимость результатов	6605,81	2423,76	4182,05

Определяем стоимость электрической и тепловой энергии по формуле:  
 $S_{э} = (I_{т} + I_{в} + I_{зп} + I_{ао} + I_{р} + I_{об} + I_{выб}) / \Delta_{от} = 2423,76 / 283,64 = 6,32 \text{ тенге/кв}$

т·ч

Определите стоимость тепловой энергии:

$St=(It+Iв+Iзп+Iао+Iр+Iоб+Iвыб)/Qот=4182,05/1535=2725,35$   
тенге/Гкал

## 10.2 Расчет после расширения

Годовое производство электроэнергии:  $Эв=474,37$  млн.квт·ч

Годовое производство тепла:  $Qв=1763$  тыс.Гкал

Топливом нашей станции является малотемпературный Карагандинский уголь  $Qн^p=5200$  ккал/кг

Цены на топливо  $Цт=3055$  тг/тнт

Количество часов установленной мощности

$Tм=Эв/Nу=474,37$  млн.квтч/165 Мвт=2875 час

здесь:  $Nу=165$  Мвт – Электричество после расширения ТЭЦ-1

Потребление электроэнергии для собственных нужд станции  $Эсн=8\%$

Расход тепла на собственные нужды  $Qсн=1\%$

Собственный расход топлива на производство 1 кВтч электроэнергии:  
 $bэ=405$  (гвт/квтч)

топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии:  $bт=188$  (кгвт/Гкал)

Определение годовой выработки электроэнергии и тепла

$Эот=Эв(1-Эсн)Эсн^7*(1-0,08)=436,4204$  млн.квт·ч

$Qот=Qв(1-Qсн)=1763*(1-0,01)=1745$  тыс.Гкал

$Вэ=Эв*bэ=474,37*405/1000=192,12$  тыс.тут

$Вт=Qв*bт=1763*188/1000=331,44$  тыс.тут

Конечный общий расход топлива ТЭЦ-3 составляет:

$Ву=Вэ+Вт=192,12+331,44=523,56$  тыс.тут

$Вн=Ву:Кп=523,56*(7000/5200)=794,8$  тыс.тнт

$Цтр=R*(0,7-0,9)=1009*0,75=756,75$  тенге/тнт

Здесь  $R=1009$  км, расстояние от топлива до ТЭЦ-1, проходящего через Карагандинский бассейн

Состав расхода топлива:

$It=Вн(Цт+Цтр)=794,4*(756,75+3055)/1000=2686,512$  млн.тенге

Эффективность топлива:

$КПДэ=123:bэ*100\%=123:405*100\%=30,37\%$

В разделе показано, что для выработки 1 кВт·ч электроэнергии требуется 123 кишки.

$КПДэ=143:bт*100\%=143/188*100\%=76,1\%$

В этом разделе показано, что для производства 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кг.

Топливная эффективность станции:

$КПД=\frac{0,86*Эот+Qот}{7*В}*100\%=\frac{0,86*383,64+1535}{7*460,29}=57,9\%$

0,86 – коэффициент теплопередачи электричества

Расчет расхода воды.

$Зв=Эв*1,45=474,37*1,45=687,8$  млн.тенге

Расчет трудозатрат

$$\text{ЧП} = \text{Кш} * \text{Ny} = 1,45 * 165 = 239 \text{ чел.}$$

Определение общего фонда заработной платы

Общий фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. тенге}$$

$$\text{Изпо} = \text{ЧП} * 980 = 239 * 980 / 1000 = 234,5 \text{ млн. тенге}$$

Дополнительная заработная плата составляет 15% от базовой заработной платы.

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 234,5 * 0,15 = 35,2 \text{ млн. тенге}$$

Вклад в заработную плату составляет 21% от основной и дополнительной заработной платы.

$$\text{Изпн} = (234,5 + 35,2) * 0,215 = 58 \text{ млн. тенге}$$

В результате общий фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп} = 234,5 + 35,2 + 58 = 327,61 \text{ млн. тенге}$$

Расчет амортизации

$$\text{К} = \text{Куд} * \text{Ny} = (2000 * 183 * 165 * (1 - 0,3) * 1000 + 2000 * 183 * 20 * 1000) / 1000000 = 49593 \text{ млн. тенге}$$

При расчете капитальных вложений мы учитываем процент морального износа ТЭЦ-1 = 30%.

Амортизационные отчисления:

$$\text{Иао} = 0,05 * \text{К} = 0,05 * 49593 = 2479,7 \text{ млн. тенге}$$

Расчет текущих затрат на ремонт

Помимо затрат на текущее обслуживание производственного блока, этот компонент включает в себя затраты на техническое обслуживание и обслуживание блока в рабочем состоянии (протирачные и смазочные материалы).

$$\text{Ирем} = 0,16 * \text{Иао} = 0,16 * 2479,7 = 396,74 \text{ млн. тенге}$$

$$\text{Ивыб} = (110 - 120) * \text{Вн} = 113 * 704,8 / 1000 = 79,64 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет стоимости цеха и общей станции

Это включает в себя административное, общее производство, полную стоимость, техническое обслуживание и управление цехом.

$$\text{Иобщ} = 0,25 * (\text{Иао} + \text{Изп} + \text{Ит}) = 0,25 * (2479,7 + 327,61 + 2686,512) = 1373,44 \text{ млн. тенге}$$

Таблица 10.2 – Необходимые компоненты, используемые для производства электрической и тепловой энергии

Расходы на компоненты	И млн.тенге	Иэ тенге	Ит тепло
Топливо Ит	2686,51	985,81	1700,71
Вода Ив	687,8365	252,40	435,44
Фонд заработной платы Изп	327,61	120,21	207,39
Амортизационные	2479,7	909,90	1569,75

отчисления Иао			
Ремонт Ир	396,74	145,58	251,16
Общ.станция Иоб	1373,44	503,98	869,46
Оплата за выпуск Ивыб	79,64	29,22	50,42
Стоимость результатов	8031,43	2947,11	5084,33

Определяем стоимость электрической и тепловой энергии по формуле:  
 $S_{э} = (I_{т} + I_{в} + I_{зп} + I_{ао} + I_{р} + I_{об} + I_{выб}) / \Delta_{от} = 2947,11 / 436,42 = 6,75 \text{ тг/кВт}\cdot\text{ч}$

Определить стоимость тепловой энергии:

$S_{т} = (I_{т} + I_{в} + I_{зп} + I_{ао} + I_{р} + I_{об} + I_{выб}) / Q_{от} = 5084,33 / 1745 = 2913,04$

тг/Гкал

Как видно из расчета стоимости, расширение ТЭЦ-3 отражает увеличение стоимости электроэнергии и тепла.

### Заключение

В данном дипломном проекте был сделан расчет на увеличение испарительной установки теплового электроцентра Алматы. В связи с потреблением огромного количества энергии, я определил количество Рейнольдс, давления по скорости воды на каждый массив испарительной установки и оборудования теплоэлектроцентрали, вопросы поиска новых способов выработки этой электроэнергии, связанных с потреблением огромного количества энергии. Увеличение мощности отдельных агрегатов и тепловых электростанций в целом является важным направлением технического развития теплоэнергетики. Так как: уменьшится относительная сумма затрат на строительство тепловых электростанций; повысится производительность труда; улучшится технико - экономические показатели агрегатов на основе повышения коэффициента полезного действия; снизится себестоимость произведенной электроэнергии. Определены энергетические, технико-экономические и экологические показатели теплоэнергетического центра. Рассмотрены способы повышения эффективности использования в народном хозяйстве видов энергии и снижения себестоимости топлива в производстве электроэнергии и тепловой энергии, повышения эффективности использования в народном хозяйстве паровых установок, процессов преобразования топлива в пар в течение цикла, повышения эффективности использования генераторов на основе различных методов, освоения новых технологических процессов, которые наиболее эффективны. Изучены пути



дальнейшего развития эффективности тепловых электростанций, процессы принципиальной работы тепловых машин, установок, способы повышения эффективности паротурбинного цикла. В зависимости от того, что вы используете оборудование, используемое в качестве основного оборудования, вырабатываете оборудование, используемое в качестве основного оборудования, и, следовательно, для того, чтобы использовать его в качестве резервного оборудования, необходимо использовать его в качестве резервного оборудования. При этом температура всех процессов протекания, теплая после выноса будет минимальной, и далее ее снижение не оправдывает своей экономической точки зрения. В связи с этим, указанные мероприятия направлены на снижение потерь паротурбинного цикла в основном на повышение КПД, поэтому термодинамическая необратимость при подаче тепла. Повышение КПД достигается повышением температуры теплоносителя, средней температуры. Их можно реализовать несколькими способами: повышая начальную температуру цикла и начальное давление пара. Энергетика является одной из самых важных и масштабных отраслей народного хозяйства, во-первых, во-вторых, наличие вредных воздействий энергетических установок на окружающую среду. Зола и шлак, образующиеся в результате горения твердого пылевидного топлива на тепловых электростанциях, являются одним из промышленных отходов.

#### **Список использованной литературы**

1. Официальный сайт АО АлЭС [www.ales.kz](http://www.ales.kz)
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.
3. Григорьев В. А., Зорин В. М. «Тепловые и атомные электрические станции», Москва, «Энергоатомиздат», 1989 г.
4. Соловьёв Ю. П. «Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций», Москва, «Энергоатомиздат», 1983 г. Итенов.М.Т.
5. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. – М.: Энергия, 1973
6. Соловьёв Ю.П. «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий». М., «Энергия» , 1968 г.
7. Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции». М., «Энергия», 1976
8. Рожков Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование Станций и подстанций».
9. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование под редакцией А.М. Леонкова, А.Д. Качан. Минск «Высшая школа» 1991 г.
10. Методические указания к выполнению дипломного проекта. Алматы АУЭ 1995 г. под редакцией А.А. Кибарин.
11. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева М., «Энергия» 1977 г.

- 12.Справочник по технике безопасности П.А. Долин
9. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. «Комплексоны и комплексонаты металлов». М., Химия, 1988 г.
13. «Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие»  
В.А. Мелентьев. Л., Энергоатомиздат 1985 г.
14. «Пособие для расчета экономической части дипломного проекта».  
Попова Т.М. Алматы АИЭС, 2000 г.

