

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра ТЭУ

«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: Разработка предложений по совершенствованию
тепловой схемы ТЭУ-1 в г. Алматы

Специальность 5В071400 - теплоэнергетика

Выполнил (а) Гусеков К.Т. ТЭУ-17
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Бахтиер Б.Т. - к.п.н, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Семешкова М.С. - к.э.н, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 6 » 06 20__ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

См. пред. кафедры БТНЭ Топузенко Е.М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 7 » 06 20__ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В.О.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
В. Байбекова - « 17 » 06 2019 г.
(подпись)

Рецензент: Астаубаев М. - зам. нач.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Астаубаев « 11 » 06 2019 г.
(подпись)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Теплоэнергетический
Специальность Тепловые электрические станции
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Зубяков И.Т.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Разработка предложений по совершенствованию
тепловой схемы ТЭЦ-1 вг Алматы

утверждена приказом ректора № 152 от «27» 12 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «06» 06 2019 г.

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

Установленная мощность ТЭЦ-1 - 145 МВт
Топливо - карагандинский уголь

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

- 1 Аннотация;
- 2 Введение;
- 3 Описание основного и вспомогательного оборудования
- 4 Тепловой расчет
- 5 Спецвопрос дипломного проекта
- 6 Часть БЖД
- 7 Экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Ген план АТЭУ-1

Поперечный разрез главного корпуса

Принципиальная тепловая схема АТЭУ-1

Рекомендуемая основная литература

1 Раткин В.А. „Тепловые электрические станции“ - М.: Энергоатомиздат, 1987 - 328с

2 Емцаров Д.П. „Теплоэнергетические условия электростанций, энергоаппараты, 1982, - 264с

3 Кузнецов И.В. „Нормативный метод“ (тепловой расчет котельных агрегатов) - М.: Энергия, 1973

4 Косюк А.Г., Франков В.В., Букин А.Ф., Трухманов А.Д. Турбины тепловых и атомных энергетических станций: учебник для вузов - 2-е издание, М.: Издательство МЭИ, 2001

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономика	Самойлова М	7.01.19 - 10.01.19	[Подпись]
ВнеД	Толмачев С.М	22.01.19 - 28.01.19	[Подпись]
случ. вопросы	Бахтимер Б.Т	21.01.19 - 20.05.19	[Подпись]
Тепловая	Бахтимер Б.Т.	27.05.19 - 31.05.19	[Подпись]
Нормы контроля	Байбекова В.О	17.06.19	[Подпись]

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сбор материалов для детального проекта	01.02.19 - 01.03.19	
2	Расчет тепловой части проекта	02.03.19 - 22.03.19	
3	Расчет безопасной и энергетической	10.05.19 - 29.05.19	
4	Расчет экономической части	29.05.19 - 29.05.19	
5	Расчет основной части	02.05.19 - 20.05.19	
6	Оформление работы	21.05.19 - 06.06.19	

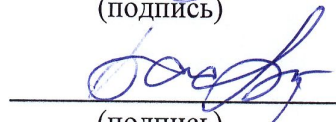
Дата выдачи задания « 02 » 02 20 19 г.

Заведующий кафедрой


(подпись)


Киборкин А. А.
(Фамилия и инициалы)

Руководитель


(подпись)

Бахтеев В. Т.
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент


(подпись)

Удубенов К. Т.
(Фамилия и инициалы)

Аннотация

В данном дипломном проекте рассмотрена разработка предложений по совершенствованию тепловой схемы АО «АлЭС» ТЭЦ – 1. Оборудование и тепловые схемы этих станций чрезвычайно разнообразны. На ТЭЦ основную часть генерирующих оборудования составляют теплофикационные агрегаты. Они включены в состав комплекса энергоснабжения и включает в себя производителя энергии. Еще туда входят поставщики, которые являются тепловыми сетями и конечная точка это потребители выработанной энергии.

Важно учесть, что большинство тепловых сетей РК имеют значительный износ и достигают во многих случаях 70 % и более. Это влияет на потребителей, то есть средства автоматизации недостаточно. В данной ситуации на рабочее состояние системы теплоснабжения влияют различные факторы как распределения тепловой энергии с учетом потребления и эффективность передачи тепловой энергии по тепловым сетям. В итоге все вышеуказанные факторы ставить решить задачу повышения эффективности ТЭЦ – 1.

Андатпа

Бұл дипломдық жобада "АлЭС" АҚЖЭО – 1 жылусұлбасын жетілдіру бойынша ұсыныстар әзірлеу қарастырылған. Бұл станциялардың жабдықтары мен жылу сұлбалары өте әртүрлі. Генерациялайтын жабдықтың едәуір үлесін өндірушіні (ЖЭО), жеткізуші (жылу желілері) мен энергия тұтынушыларын қамтитын энергиямен жабдықтау кешенінің құрамына кіретін ЖЭО-да орнатылған жылумен жабдықтау турбоагрегаттары ұсынады. Жылу желілерінің кейбір жағдайларда 70 және одан да көп пайызға жететін тозуы бар, ал тұтынушыларда Автоматтандыру құралдарының жеткілікті саны жоқ екенін атап өткен жөн. Мұндай жағдайда энергияны беру, тарату және тұтыну тиімділігі ЖЭО

жұмысына айтарлықтай әсер етеді. ЖЭО жұмысының тиімділігін арттыру проблемасының ерекше өзектілігіне жылу және электр энергиясын құрамдастырылған өндіру үлесі басым энергия жүйелері үшін ие болады, олардың саны айтарлықтай.

Annotation

This diploma project considered the development of proposals to improve the thermal scheme of JSC "Ales" CHP – 1. The equipment and thermal schemes of these stations are extremely diverse. A significant proportion of generating equipment represent the cogeneration turbines installed in the CHP, are part of a complex of energy supply, including the manufacturer (CHP), provider (district heating networks) and consumers of energy. It should be noted that heat networks have wear, reaching in some cases 70 percent or more, and consumers do not have sufficient automation. In such conditions, the efficiency of transmission, distribution and consumption of energy significantly affects the operation of the CHP. Particular relevance of the problem of improving the efficiency of the CHP acquires for power systems with a predominant share of combined heat and power generation, the number of which is very significant.

Содержание

Введение.....	7
1 Перечень основного и вспомогательного оборудования установленные в АО«АлЭС.....	
1.1 Тепловая схема ТЭЦ – 1.....	
1.3 Устройство регенеративное.....	
1.4 Питательные насосы.....	
1.5 Топливный комплекс.....	
1.6 Система охлаждения и процесс водоподготовки.....	
2 Тепловая, принципиальная схема ТЭЦ – 1.....	
2 Расчет тепловой части.....	
3 Спецчасть дипломной работы.....	
3.1 Реконструкция ТЭЦ – 1.....	
4 Безопасность жизнедеятельности.....	
4.1 Оценка экологической обстановки города с учетом влияния ТЭЦ – 1	
4.2 Расчет выбросов в атмосферу.....	
5 Экономическая часть.....	
5.1 Расчет основных экономических показателей.....	
5.2 Расчет себестоимости.....	
Заключение.....	
Список использованной литературы.....	

Введение

Энергетика является значительной отраслью народного и производственного хозяйства нашей страны, который оказывает большое значительное влияние на развитие страны. Казахстан является сырьевой страной, и богат полезными ископаемыми и это создает в энергетическом секторе рост потребления мощности[1].

Энергетика РК подразделяется на 2 отрасли:

- теплоэнергетика (90% вырабатываемая электроэнергия производится в ТЭС);
- гидроэнергетика(выработка составляет около 9%). [9]

Подпитка теплосети играет важную работу ТЭЦ, то есть повышение эффективности в нем обеспечивает повышение экономической эффективности работы ТЭЦ. В сетевых подогревателях недогрев является основной характеристикой эффективности преобразования тепловой энергии.

Ввод в эксплуатацию Алматинской ТЭЦ-1 осуществлен в 1935 г. и с помощью реконструкций несколько поколений служит для блага народа.

Дипломный проект посвящен разработке предложений по совершенствованию тепловой схемы ТЭЦ – 1 г. Алматы и внедрение рассматриваемых вариантов в значительной мере сокращает расход пенообразующего раствора (1,5÷2 раз) за счет замены пылеуловителя. При этом приводит к уменьшению гидравлического сопротивления по транспорту пенообразователя, способствует уменьшению газодинамического сопротивления по прокачке запылённого потока. Самое главное происходит значительное уменьшение габаритов, массу и материалоемкости рассматриваемого объекта. Эти особенности влияют на условия эксплуатации основного оборудования и упрощает работу системы. В конечном итоге растет надежность системы и способствует к увеличению срока службы, что в большей степени снижает эксплуатационные затраты и ежегодные издержки. Произведены расчеты тепловой схемы ТЭЦ-1 и в разделе БЖД рассматривается влияние работы ТЭЦ на окружающую среду.

1 Перечень основного и вспомогательного оборудования установленные в АО«АлЭС

На данный момент в ТЭЦ – 1, оборудование первых двух очередей, а именно:

Стационарные турбины;

Стационарные котлы;

В основном корпусе ТЭЦ – 1 расположены следующие оборудования:

а) 2 ПК БКЗ-160-100Ф стационарными номерами 8, 9, номинальной производительности 160 т/ч с параметрами пара: давление – 100 кгс/см², температура – 540°С.

б) 4 ПК БКЗ-160-100Фс ст. № 10...13 номинальной производительности 160 т/ч с параметрами пара: давление – 100 кгс/см², температура – 540°С.

в) паровая турбина Р-25-90/18 ст. № 8 электрической мощность 25 МВт, тепловой – 155 Гкал/ч. Ориентировочный срок достижения установленного ресурса 2038-2048 г.г.

г) две паровые турбины ПТ-60-90/13 ст. № 9, 10 с регулируемым отбором пара на производственные нужды и одноступенчатым регулируемым отбором пара на теплофикацию электрической мощность по 60 МВт, тепловой по 174 Гкал/ч.

Водогрейнойкотельнойустановлены7водогрейныхкотловПТВМ-100 ст. № 1...7 тепловой производительностью по 100 Гкал/ч. Основное топливо – мазут. Водогрейные котлы, в общей сложности, поработали порядка 52 - 106 тыс. ч.

Состав основного оборудования АлТЭЦ-1 представлен в таблицах 1.1 – 1.3.

Таблица 1.1– Перечень энергетических котлов, установленные в ТЭЦ – 1

№	№ участка	Тип	Год ввода в эксп.	Установленная мощность
1	№ 8	БКЗ-160-100Ф	1960	1960 т/ч
2	№ 10, 9	БКЗ-160-100Ф	1961	
3	№ 11	БКЗ-160-100Ф	1969	
4	№12	БКЗ-160-100Ф	1970	
5	№13	БКЗ-160-100Ф	1972	

Таблица 1.2 – Перечень энергетических турбин ТЭЦ-1

№	Тип	Год ввода в эксп.	Установленная мощность
1	№8, Р-25-90/18	1960	25
2	№9, ПТ-60-90/13	1970	60
3	№10, ПТ-60-90/13	1971	60

Таблица 1.3 – Перечень водогрейных котлов Алматинской ТЭЦ-1 []

№	№ участка	Тип	Год ввода в эксп.	Установленная мощность
1	1	ПТВМ-100	1966	100 Гкал/ч
2	2	ПТВМ-100	1967	
3	3	ПТВМ-100	1969	
4	4	ПТВМ-100	1970	
5	5	ПТВМ-100	1976	
6	6	ПТВМ-100	1978	
6	7	ПТВМ-100	1978	

1.1 Тепловая схема ТЭЦ – 1

В ТЭЦ – 1 Алматинской области исполнение тепловой схемы выполнен по основным и вспомогательным трубопроводам и включают в себя поперечную связь. В их состав входят острый пар, питательная вода, проходы различного назначения и конденсат. На пусковые и собственные нужды а также на пиковые подогреватели спускают из коллектора ДСП на греющем паре и от отбора противодавления турбин марки Р – 25 – 90/18, (производственные отборы турбин ПТ – 60 – 90/13, РОУ – 13,8/1,3 МПа).

В цикле идет процесс воспроизведения химически обессоленной водой, что способствует на выполнение потерь. Талгарский водовод является исходной водой для подпитки теплосети и котлов включительно. По двум водоводам, у которых диаметр равен на 1000 мм, поступает сырая вода питьевого качества, которые с помощью повысительных насосов поступает на охлаждение конденсаторов турбин, установленных в цехах № 9 и 10. После оно поступает на химводоочистку. После химводоочистки подпиточная вода котлов поступает в атмосферные деаэраторы и подается в систему регенерации турбин № 9, 10 с применением перекачивающих насосов. Питательная вода подогревается в подогревателях высокого давления турбин. В вакуумных деаэраторах происходит деаэрация подпиточной воды теплосети. В аккумуляторных баках запас подпиточной воды равна - $2 \times 5000 \text{ м}^3$.

В тепловую схему включено основное оборудование:

а) котлы ст. №№ 8-13 БКЗ-160-100Ф (6 шт.);

б) турбины:

- ст. №8 – Р-25-90/18;

- ст. №9 – ПТ-60-90/13;

- ст. №10 – ПТ-60-90/13.

с) котлы водогрейные ст. №№ 1-7 ПТВМ-100 (7 шт.).

1) Характеристика турбины марки ПТ-60-90/13 [12]

ПТ-60-90/13 – одновальный тип турбины;

Количество цилиндров равна – 2;

Регулируемый отбор пара – 2;

Параметры свежего пара до стопорного клапана - 90 кгс/см²; 535 °С;

Максимальный расход пара, проходящий через турбину равна 402 т/ч.

Максимальный пропуск пара в конденсатор достигает 170 т/ч.

Давление пара регулируемого промышленного отбора: 8-18 кгс/см².

Свежий пар из коллектора острого пара подается к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЦВД турбины. Из ЦВД часть пара направляется в ПВД и часть в производственный отбор. Из ЦВД пар направляется в ЦНД, где организованы регулируемые отборы и отборы в ПНД, а также отпуск пара на коллектор греющего пара ДСА.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в группе ПНД, деаэраторе и группе ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины.

Схема регенерации - деаэраторная. Регенеративная установка включает в себя:

ПНД – 3 ступени;

ПВД – 3 ступени;

деаэратор.

Все подогреватели поверхностного типа. Слива конденсата греющего пара в каскадном исполнении. Слив из ПНД-1 сливается в ПСГ-1, откуда конденсат откачивается сливным насосом в точку смешения на линии ПВ за ПНД-1. Из ПНД-3 конденсат каскадно сливается в ПНД-2, откуда сливным насосом откачивается в точку смешения между ПНД-2 и ПНД-3.

Возврат конденсата направляется в точку смешения между ПНД-1 и ПНД-2.

В паровую часть конденсатора встроена камера, в которой установлена секция ПНД-1.

В конденсационное устройство входит конденсаторная группа, воздухоудаляющее устройство, КН и ЦН, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторную группу представляет один конденсатор со встроенным пучком.

2) Турбина марки Р-25-90/18

Паровая турбина типа Р-25-2-90/18. Отборов: 1 (нерегулируемый).

Параметры острого пара перед стопорным клапаном: 90 кгс/см²/ 535°С (при противодавлении порядка 15...21 кгс/см² за выхлопным патрубком).

При номинальной мощности и номинальных параметрах пара расход пара составляет 255 т/ч с отбором пара на регенерацию в количестве 12,2 т/ч с температурой равной 365°С и уровень давления равна 25 кгс/см².

Из коллектора выдается свежий и острый пар и подводится кВ отдельный стопорный клапан. После через перепускных труб поступает в регулирующий клапан, количество которых равен к 4. Они располагаются в паровых коробках.

Число активных ступеней давления равна 10;

Количество регулирующих клапанов – 4; (из них 3 в верхней половине; 1 в нижней части цилиндра);

Турбина имеет 2 ПВД:

ПВ-350/230-7;

ПВ-350/230-6.

Греющую среду в ПВД - № 6 обеспечивает пар от противодавления (Р = 18 кгс/см²), для ПВД- № 7 давление пара из нерегулируемого отбора турбины давления 25кгс/см².

Температура питательной воды изменяется от 158°С до 215°С . в данном случае расход равен 375 т/ч.

Выполнение цилиндра – двойное (состоит из наружного и внутреннего цилиндров). Цилиндр, сконструированный таким образом, позволяет разгрузить фланцы горизонтального разъема от действия полного давления пара и при пуске турбины равномерно прогреть её. Внутренний цилиндр устанавливается в наружном на 4-х лапах, из которых 2 лапы, которые расположены в плоскости осей регулирующих клапанов, фиксируют осевое положение цилиндра, а 2 продольные шпонки фиксируют поперечное положение цилиндра.

Тип ротора – цельнокованный. Рабочие колеса откованы с ротором и имеют форму диска (количество паро-уравнительных отверстий – 7). Соединяет ротор с ротором установленного генератора наполовину гибкая муфта. Оно присоединяется к откованному воедино с ротором фланцу.

Первый отсос пара из уплотнений внутреннего цилиндра производится после 2-х уплотнительных колец двумя трубами для отвода пара в область между наружным и внутренним цилиндрами.

В деаэраторе отсос пара устанавливается на наружный цилиндр и туда попадает насыщенный пар ($p=1,2$ ата). Избыточный пар отсасывается эжектором уплотнений вместе с подсасываемым воздухом. Применяется гидродинамическое регулирование турбины. Они обычно состоят из центробежных насосов, которые подразделяются на главный и импульсный масляный. Центробежные насосы включают в себя регуляторы скорости и регулятора противодействия. К вспомогательным оборудованьям турбины относятся электронасос высокого давления (пусковой масляный) и 2 электронасоса низкого давления. Один из них подключен к электродвигателю постоянного тока и состоит из двух насосов циркуляционного типа 12Д-196 и 2 масляных фильтра и 4 маслоохладителя Каунасского турбинного завода типа МП-21 (охлаждающая поверхность: 21 м^2).

Давление масла, рабочее достигает до $3,3 \text{ кгс/см}^2$ и максимальная температура на входе может достигать 55°C , а воды $3,3 \text{ кгс/см}^2$, при этом охлаждающая температура равна 20°C .

Пароструйные эжекторы применяются для уплотненных концов и штоков. Они регулируют стопорных клапанов и служат для отсоса пара.

Масляный бак - сварной; установленный на фундаменте спереди турбины. Полезная емкость его составляет 9,5 м³ (при нормальном уровне масла в баке), а емкость всей масляной системы составляет 13 м³. Внутри масляного бака смонтированы основные трубопроводы системы регулирования с главными узлами труб системы смазки, главный сервомотор, предохранительный клапан системы смазки и инжекторы. Указатель уровня масла, снабженный контактами для светозвуковой сигнализации, установлен на крышке бака [5]

1.3 Устройство регенеративное

В подогревателях НД и ВД, в деаэраторе подогревается питательная вода. Они питаются паром, которые отбирается из турбин.

Подогреватели питаются паром из отборов регулируемых и нерегулируемых. Соответствующий режим работы турбины регулируются при номинальных параметрах свежего пара. То есть при условии, если количество регулируемых отборов 165-115 т/час и номинальной мощности 60 МВт.

В соответствующем режиме температура питательной воды равна 158 °С. Она поступает с установленных деаэраторов на регенеративную систему турбоустановки.

Регенеративная система включает в себя охладитель уплотнения, охладителей эжекторов и сальниковый подогреватель. На сальниковый подогреватель поступает конденсат, который передается из конденсатных насосов. После оно поступает в ПНД-1, затем направляется в охладитель уплотнения и передается поочередно в ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4 и в конце поступает в деаэратор.

Таблица 1.4 – Основные характеристики выпускаемого пара [13]

Тип	Параметры в камерах		Отбираемы й пар
	Давление, ата.	Температура, °С	
ПВД-7	38,0	425	22
ПВД-6	22,0	357	18
ПВД-5	13,0	294	16
Деаэратор	13,0	294	11
ПНД-4	6,5	234	-
ПНД-3	3,7	185	21
ПНД-2	1,2	104	2
ПНД-1	0,07	-	-

ПНД-1 установлен в паровой части конденсатора и пар из 7-го отбора служит греющей средой. Поверхность нагрева ПНД-1 $S=110\text{ м}^2$. По воде ПНД имеет 4 хода.

ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4 имеют одинаковую структуру. Они состоят из регуляторов уровня для отвода конденсата. Каждый из них имеют каскадную систему слива конденсата. Только в ПНД-1 слив происходит через сифон. После деаэраторов происходит последовательный подогрев до температуры 234°C и га давление не выше 180 кгс/см^2 . Подогреватели в виде ПВД, установленные в ст. № 5,6,7 рассчитаны именно на эту температуру. ПВД состоит из стальных трубок и формируют трубную систему.

В ПВД установлен: охладитель конденсата греющего пара (расположен внутри подогревателя), регулирующий клапан с электронным регулятором уровня. Система отвода конденсата греющего пара из ПВД - каскадная. При малых нагрузках, когда давление в корпусе ПВД-5 ниже 8 кг/см^2 слив автоматически переключается с деаэратора на ПНД-4.

Скорость повышения давления при включении подогревателей высокого давления по пару на работающей под нагрузкой турбине, не должна быть больше $0,6\text{ кг/см}^2/\text{мин}$. Это учитывается для регулирования состояния нагрузки турбины, так как учитывают одновременное включение ПВД и пуск

турбины.

ПВД имеет групповое защитное устройство, которое отключает подогреватели по пару и направляет питательную воду помимо ПВД. То есть при повышении уровня в любом из ПВД до 920 мм замыкается контакт в приборе указателя уровня ПВД, который дает импульс на открытие электромагнитных клапанов защиты ПВД, на открытие задвижек на линии холодного питания котлов.

Подогреватели состоят из КИП и водоуказательных стекл. В камере лабиринтовых уплотнений и в вакуумном охладителе эжектора происходит отсос пара (ПС-50, при давлении 0,94- 0,96 кгс/см²). 6 кгс/см² является рабочим паром для эжектора и деаэратора. Из этих промежутков поступающий пар отсасывается в охладитель вертикального типа. В охладителе поддерживается давление 0,3 ата. В линию основного конденсата соединяют охладителей лабиринтового пара.

1.4 Питательные насосы

Питательные центробежные насосы марки ПЭ-270-150 устанавливаются в турбинный цех.

Мощность – 2000 кВт

Основная характеристика насосов ст. № 8Б, 9А, 9Б, 10А:

Производительность – 270 м³/ч

Давление на напоре – 165 кгс/см²

Количество оборотов – 2980 об/мин

Для питательного насоса типа 5МД-5х7:

Производительность – 145 м³/ч

Давление на напоре – 40 кгс/см² Мощность – 275 кВт

Число оборотов – 2950 об/мин.

В насосах в закрытой задвижке предусмотрена линия рециркуляции и служат для разгрузки насоса при кратковременной работе насоса. Они

снабжены электроприводом, обратным клапаном, и дроссельной шайбой.

Расход воды должно быть не ниже 100 т/ч.

Параметры трехфазного электропривода марки АД-2100 (Номинальная мощность = 2100 кВт, Напряжение = 6000 В, Номинальный ток = 220 А, $n=2900$ об/мин), который заставляет насос вращаться. Корпус состоит из приточной части и имеет выполнение пяти секций со стороны всасывания.

Проточный корпус насоса выполнена из всасывающей крышки, на стороне всасывания располагаются 5 секций, 4 усиленных секций и нагнетательных шин, которые соединены между собой стяжками. Корпуса подшипников (кронштейны) крепятся к разгрузочным крышкам через сальники. Сальниковые коробки устанавливаются в поднутрениях всасывающих и нагнетательных крышек с установкой уплотнительных паронитовых прокладок и резиновых колец.

Ротор насоса состоит 10 ступеней. Крыльчатка 1-й ступени имеет улучшенные антикавитационные качества, изготовлена из нержавеющей стали, остальные девять колес изготовлены из чугуна (модифицированного чугуна).

1.5 Топливный комплекс

В настоящее время на ТЭЦ-1 сжигается энергетический концентрат карагандинского угля со следующими усредненными характеристиками:

а) калорийность - 5385 ккал/кг; б) зольность - 24,4%; в) влажность - 8,7%.

Сжигание твердого топлива осуществляется в шести котлах БКЗ-160-100Ф.

Максимальный почасовой расход угля на БКЗ-160-100Ф при 100% состоянии загрузки составляет 22 ... 24 т / ч. Калорийность этого топлива равна 4800 ... 5066 ккал / кг. С учетом экологических ограничений, загруженность котлов не должно превышать 75 ... 82%, и когда boilers работают, природный газ смешан в баланс топлива 100%.

Для растопки ПК на станции применяется мазут.
В семи водогрейных котлах ПТВМ-100 в качестве основного топлива сжигается мазут, а также избытки природного газа.
Часовой расход мазута водогрейными котлами составляет 77,4 т/ч с учетом существующих технических ограничений.

1.6 Система охлаждения и процесс водоподготовки

Существующие ВПУ Алматинской ТЭЦ-1 снабжают дополнительной водой энергетические котлы давлением $P = 9,8$ МПа, отопительную водопроводную сеть, работающую по тепловому графику 132/70 °С, с открытым контуром горячего водоснабжения и подогрева воды в СПЭК.

Все водоочистное оборудование ТЭЦ-1 включает в себя:

а) ВПУ питают энергетические котлы (котлы питаются по схеме обратного осмоса и химического обессоливания).

б) ВПУ подачи теплосети (Теплосеть подается путем обработки питательной воды ингибитором отложений минеральных солей (ИОМС). Проектная мощность установки составляет 2200 м³ / ч.);

с) обработка конденсата (конденсат очищается катионизацией натрия. С применением установки с производительностью 160 м³ / ч).

Исходная вода станции водоподготовки, а также включая всю систему технического водоснабжения ТЭЦ-1 снабжаются артезианской водой из Талгарского водозабора. Показатели качества представлены в таблице 1.5.

Подогреваемая вода, которая подается из турбинного цеха, в систему оборотного охлаждения попадает в здание ХВО на Н-катионитные фильтры ступени[19].

№1 (работают в качестве механических фильтров). После вода обработанная попадает на устройства обратного осмоса, последовательно подается на Н-катионитные фильтры №2 ступени. Там вода проходит процесс декарбонизацию и ОН- анионирование [19].

В первой стаде идет механическая очистка исходной воды. Это

сопровождается Н-катионитном фильтре № 9 первой ступени. Подача воды в этой ступени составляет 57-73 м³/ч. Задействованные фильтры в данном случае равна: d = 3400 мм - 1 шт.

Следующая идет ступень обратноосмотического обессоливания. Устанавливается обратный осмос ДВС-М/150-8-42, он состоит из 42 мембран. Расход равен 57 м³/ч, (расход пермеата) – 40 м³/ч, расход сточных вод (концентрата) – 17 м³/ч.

Количество установок 1 шт.

Количество установок 1 шт.

Вторая установка (концентратор) – установка обратного осмоса ДВС-М/150-8-12 используется для обессоливания концентрата после первой ступени обратного осмоса и состоит из 12 мембран. Расход воды на входе в установка 17 м³ / ч, расход пермеата 12 м³ / ч, расход концентрата 5 м³ / ч.

Количество установок 1 шт.

Третья стадия обработки воды – Н-катионирование.

Обессоленная вода после двух установок обратного осмоса расходом в 50-52 м³/ч подается на Н-катионитные фильтры ступени №2.

Таблица 1.5 - Показатели качества технической воды [2, с.45]

№	Показатель	Единицы измерения	1	2	3	4	Среднее
1	Ca ⁺⁺	мг-экв/дм ³	2,70	2,80	2,80	2,80	2,78
		мг/дм ³	54,11	56,11	56,11	56,11	55,71
2	Mg ⁺⁺	мг-экв/дм ³	1,60	1,50	1,40	1,50	1,50
		мг/дм ³	19,44	18,23	17,01	18,23	18,23
3	Na ⁺	мг-экв/дм ³	1,17	1,20	1,25	1,13	1,18
		мг/дм ³	26,90	27,59	28,74	25,98	27,13
4	Сумма катионов мг-экв/дм ³		5,47	5,50	5,45	5,43	5,46
5	CL ⁻	мг-экв/дм ³	0,33	0,40	0,31	0,37	0,35

		мг/дм ³	11,70	14,18	10,99	13,12	12,41
6	NO ₂ -	мг-экв/дм ³	отс	отс	отс	отс	отс
		мг/дм ³	отс	отс	отс	отс	отс
7	NO ₃ -	мг-экв/дм ³	0,18	0,19	0,18	0,18	0,18
		мг/дм ³	11,16	11,78	11,16	11,16	11,16
8	SO ₄ --	мг-экв/дм ³	0,60	0,63	0,60	0,60	0,61
		мг/дм ³	28,83	30,27	28,83	28,83	29,31
9	HCO ₃ -	мг-экв/дм ³	3,90	3,80	3,90	3,80	3,85
		мг/дм ³	237,86	231,76	237,86	231,76	234,81
10	SiO ₃ ²⁻	мг-экв/дм ³	0,46	0,48	0,46	0,48	0,47
		мг/дм ³	17,50	18,26	17,50	18,26	17,88
11	Сумма анионов мг-экв/дм ³		5,47	5,50	5,45	5,43	5,46
12	pH		7,00	7,00	7,20	7,10	7,08
13	CO ₂	мг/дм ³	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
14	Ж	мг-экв/дм ³	4,30	4,30	4,20	4,30	4,28
15	Щ	мг-экв/дм ³	3,90	3,80	3,90	3,80	3,85
16	SiO ₃ общ.	мг/дм ³	18,48	19,06	18,04	18,26	18,46
17	SiO ₃ раст.	мг/дм ³	17,50	18,26	17,50	17,96	17,81
18	SiO ₃ колл.	мг/дм ³	0,98	0,80	0,54	0,30	0,65
19	Fe ³⁺	мкг/дм ³	66,00	46,00	68,00	61,00	60,25
20	Fe ₂ O ₃	мкг/дм ³	94,38	65,78	97,24	87,23	86,16
21	Cu ²⁺	мкг/дм ³	4,50	1,50	2,50	3,50	3,00
22	Взвеш. вещ-ва	мг/дм ³	1,20	0,80	0,80	0,60	0,85
23	Сухой остаток	мг/дм ³	319,00	311,00	316,50	316,50	315,75

Концентрат после второго блока обратно-осмотического обессоливания с расходом $5\text{ м}^3/\text{ч}$ сбрасывается в ГЗУ. Число Н-катионитных фильтров второй ступени равна единице с диаметром $d = 3400$ мм.

Четвертый этап очистки воды декарбонизация. Декарбонатор используется для десорбции свободной двуокиси углерода CO_2 из частично деминерализованной воды. Декарбонизатор представляет собой стальной цилиндр, заполненный соплом-кольцами Рашига. Декарбонизатор работает по принципу противотока. Подача воды в кальцинатор осуществляется к верхней крышке через форсунку.

Воздух подается в кальцинатор снизу. Влаговоздушная смесь из кальцинатора поступает в брызговый сепаратор, откуда вода поступает в кальцинатор, а газовоздушная смесь выходит в атмосферу. Количество печей - 1 шт., Производительность $125\text{ м}^3/\text{ч}$.

Этап водоподготовки № 5 число анионообменных фильтров с диаметром 3000 мм составляет 1 шт.

На данный момент в ТЭЦ – 1 рассмотрен проект реконструкции ВПУ, включая подпитку теплосети ТЭЦ-1 №12К0664Р. Он разработан ТОО «CaspianContractorsTrust».

Разъяснение схемы работы

Вода из Талгарского водопровода поступает в тепловую сеть ТЭЦ-1. После по 2 трубопроводам с диаметром $d = 1000$ мм. Далее вода нагревается в конденсаторах турбин № 9, 10, а также в теплообменниках циркуляционной системы, маслоохладителях, а затем подается в химический цех для установки водоснабжения. [19]

Для подачи сетевой воды оборудование для питания теплосети ХВО-1 состоит из насосной станции, вакуумных деаэраторов и кальцинаторов, оборудования для дозирования ингибитора отложения минеральных солей (ИОМС-1), двух накопительных емкостей объемом $V = V=5000$ м³.

Система ГВС является открытой. Вода для подпитки для открытых систем соответствующим требованиям ПУЭ, который утвержден

постановлением Правительства РК от 24 октября 2012 года № 1352. Производительность системы подпитки теплосети составляет $2200\text{м}^3/\text{ч}$. [19]

Очистка конденсата

Процесс очистки загрязненных конденсатов расположенные внутри завода с дренажных резервуаров и нижних точек ТЭЦ-1, в том числе загрязненных конденсатов, происходит очистка конденсата в производстве. Производительность установки составляет $160\text{ м}^3 / \text{ч}$, фактическая достигает $40\text{ м}^3 / \text{ч}$. [19]

Станция очистки сточных вод и схема промышленного сброса

Нефтедержащие стоки исходящие с главного корпуса и мазутных сооружений устанавливаются по следующей схеме: флотационные установки, маслоуловители, механические и угольные фильтры. Удаление очищенных сточных вод предусматривалось в системе ГЗУ в качестве питания. Проектная мощность завода составляет $40\text{т}/\text{ч}$.

В схеме очистки флотационные установки, механические и угольные фильтры не работают. Нефтеловушка работает как отстойник, куда поступают в основном загрязненные стоки бульдозерного парка и стоки из главного корпуса турбинного зала. После отстаивания в нефтеуловителе сточные воды подают в трубопровод осветленной воды ГЗУ.

В циркуляционной системе охлаждения имеются циркуляционные скважины, куда стекают незагрязненные стоки (от охлаждения подшипников и точек отбора проб). Нефтедержащие сточные воды поступают на очистные сооружения, откуда идут на питание ГЗУ.

Также систему ГЗУ подпитывают стоки, идущие после обмывки поверхностей нагрева котлов, после продувки энергетических котлов и химических промывок оборудования главного корпуса и водогрейной котельной.

Схема холодильного оборудования и механизмов

Система охлаждения турбинного масла, питательные насосы изготавливаются по циркуляционной схеме с теплообменником. Теплообменник представляет собой конденсатор турбины st. № 7 (не

используется). Конденсаторы турбины № 7, 9, 10 и турбинные газоохладители ст. № 8, 9,10 охлаждаются сырой водой, заправкой автомобилей и котлов. Технологическая вода-артезианская вода питьевого качества Талгарского месторождения. Установленный циркуляционный насос в основном корпусе обеспечивает циркуляцию в контуре. Техническая вода, используемая для охлаждения, подается по трубопроводу, подключенному к напорному трубопроводу технической воды циркуляционного насоса № 7 (Д-400) производительностью 1500 м³ / ч, давлением 22 мвод.ул.

Отводящая труба технической воды диаметром DN 350 соединена с переключкой существующих трубопроводов охлаждающей воды.

2 Тепловая, принципиальная схема ТЭЦ – 1

Сырая вода нагревается в установленных пучках ПТ-60-90/13 (круглый год в рабочем состоянии турбины работают исключительно в режиме рекуперации тепла). Затем его нагревают в подогревателях сырой воды (до 300С) и подают на ГВО. [19]

Подпиточная вода поступает в вакуумные деаэраторы, в которых имеется прямая сетевая вода в теплоносителе. После есть выбор в пиковых котлах и ПВК. Затем подпиточная вода подается в баки аккумуляторной батареи или подается в обратный сетевой водовод. С помощью сетевых насосов возвратная сетевая вода поступает в основные подогреватели, которые расположены в паровых турбинах, затем в общестанционные пиковые котлы, а затем в пиковые подогреватели паровых турбин. ПВК снабжается сетевой водой с помощью бустерных насосов. После этих процедур основные линии ЦБ поставляются потребителям. [18,19]

Таблица 3.1 – Режим работы ТЭЦ-1 [19]

	Наименование	Единицы измерения	Значение показателей
1.	Режим работы ТЭЦ базовый	час/год	6000
2.	Производительность хим водоочистки теплосети		
	- максимальный	м ³ /ч	3200
	- ср за зимний период	м ³ /ч	2500
	- ср за летний период	м ³ /ч	1750
3.	Расход сырой воды		
	- максимальный	кг/с	1500
	- ср. за зимний период	кг/с	998
	- ср. за летний период	кг/с	961

4.	Темп. воды в летний период - сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикационных пучках - сырой перед химобработкой - хим.очищенной	$^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$	15 20-30 20-30 20-30
5.	Темп. воды в зимний период - сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикационных пучках сырой перед хим. обработкой хим. очищенной	$^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$	5 11 20 20
6.	Потенциальная тепловая нагрузка в зимний период - нагрев сырой воды после теплофикационных пучков нагрев хим. очищенной воды (до 50-53 $^{\circ}\text{C}$) общая	ГДж/ч ГДж/ч ГДж/ч	189 566-530 755-820
7.	Потенциальная тепловая нагрузка в летний период - нагрев хим. очищенной воды	ГДж/ч	373-410
8.	Тепловой потенциал уходящих газов при использовании всего объема - при использовании части (60%) объема	ГДж/ч ГДж/ч	566-629 294-378

Таблица 3.1 – Оборудование тепловой схемы ТЭЦ-1

№	Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Тепло проив Гкал/в	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	Паровой котел №8-13	БКЗ-160-100Ф	6	98,0	
2.	Паровая турбина №8	Р-25-90/13	1	155	Nэ = 25 мВт
3.	Паровая турбина №9,10	ПТ-60-90/13	2	164	Nэ = 60 мВт
4.1	Редукционное охл устройство	РОУ-40/22	1		G = 75 т/ч
4.2	Редукционное охл установка	РОУ-22/6	1		G = 60 т/ч
5.	Быстродействующая Редукционная охл установка	БРОУ-100/13	3		G = 150 т/ч
6.	Деаэраторы смешивающие повышенного давления	ДСП-225	5		V=72 м ³ G = 225 т/ч
7.	Деаэраторы Смешивающие атмосферного давления	ДСА-300 ДСА-200	2 1		V=27 м ³ G = 300 т/ч V=53 м ³ G = 200 т/ч
8.	Конденсаторы №8,9	КСЦ-50-4	2		G = 800 т/ч

					схема вкл последовательная
9.	Насосная (Талгарская)	24 НДН	2		H = 56 м вст G = 5000 т/ч
10.	Насосная (сырой воды)	300Д 90	6		H = 74 м вст G = 900 т/ч
11.	Деаэраторы Смешивающие вакуумные	ВД-1200 ВД-800 ВД-400	1 3 3		G = 1200 т/ч G = 800 т/ч G = 400 т/ч
12.	Баки запаса деаэрат. Воды		2		V = 5000 т/ч
13.	Насосная (сетевая)	СЭ1250 – 140 СЭ1250 – 125	6 6		H=140 мв.ст G = 1250 т/ч H=125 мв.ст G = 1250 т/ч

Греющий пар для главных котлов является теплофикационный отбор турбин ПТ-60-90 / 13. Пар топления пиковых бойлеров производительный выбор турбин ПТ-60-913, противодействие П-25-90 / 18 и общий сборник станции пара 1.5 МПа.

Пар для производства, для собственных нужд станции и мазутных сооружений подается из коллектора станции завода 1,5 МПа.

Питательная вода котлов проходит через двухступенчатую деаэрацию, сначала в атмосферном деаэраторе с греющей средой 0,12 МПа и в деаэраторе под давлением, греющей средой которого является пар из коллектора станции 0,6 МПа.

Производственный конденсат, конденсат, возвращаемый с мазутных объектов, подается в атмосферный деаэратор.

ROU-100/13 и ROW-13 / 1,2 установлены на станции для того чтобы соответствовать для пары 1.3 МПа и 0.12 МПа.

Таблица 3.3 – Расчет тепловой схемы

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Нагрузка внешних потребителей по пару Pn=1,5 мПа	D _{тех}	кг/с	По заданию	83	76	70	65
2	Нагрузка ГВС	Q _{ГВС}	МВт	По заданию	190	190	190	152
3	Нагрузка отопления и вентиляции	Q _{от}	МВт	По заданию	770	455	360	-
4	Температура исходной сырой воды	t _х	°C	По заданию	5	5	5	15
5	Расчетная температура воды в системе ГВС	t _{ГВС}	°C	По заданию	65	65	65	65

6	График тепловой сети	$t_{np}/t_{об}$	$^{\circ}C$	По заданию	150/70	98/70	82/43	65/36
7	Средняя температура для подсчета теплопотерь	$t_{т.с.}$	$^{\circ}C$	Принимается исходя из примерного расчета утечек прям-60% вор-40%	110	80	64	53
8	Коэффициент утечек в теплосети	$K_{ут}$	%	СниП	1.5	1.5	1,5	1,5
9.	Расход воды на нужды хим цеха	$\alpha_{хц}^{cap}$	%	Нормы проекта	25	25	25	25

Продолжение таблицы 3.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний	II	III	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Потери конденсата на	$\Delta G_{прк}$	%	По заданию	30	30	30	30

.	производст ве							
1 1 .	Расход воды системами ГВС	$G_{\text{вс}}$	кг/с	$G=Q_{\text{гвс}}/C_p(t_{\text{гвс}}-t^x)$	190/4,19х (65- 5)	75 5	75 5	725
1 2 .	Утечки теплосети	$G_{\text{ут}}$	кг/с	Приняты предвар.	44	44	44	44
1 3 .	Расход подпитки	$G_{\text{поп}}$	кг/с	$G_{\text{гвс}} +$ $G_{\text{ут}}$	755+44=7 99	79 9	79 9	769
1 4 .	Расход сырой воды	$G_{\text{сбр}}$	кг/с	$(1+\alpha_{\text{хц}}^{\text{сап}})G_{\text{г}}$	$(1+25/100$ $) \times 799$ $=998$	98 8	98 8	961
1 5 .	Давление острого пара в конденса- торе турбины ПТ- 60-90	$P_{\text{к}}$	кг/П а	Тех хара ктер. турб ины	100	10 0	10 0	100
1 6 .	Энтальпия пара в конденсаторе	$h_{\text{к}}$	кДж/ кг	[10]	2530	25 30	25 30	2530
1 7 .	Энта льпи я конд енсат а в конденсаторе	h'	кДж/ кг	[10]	190,4	19 0, 4	190 ,4	190,4

1 8 .	Пропус к пара в конден сатор турбин	D_k	кг/с	Тех хара ктер. турб ины	14,5	14 ,5	14, 5	14,5
-------------	---	-------	------	-------------------------------------	------	----------	----------	------

3 Спецчасть дипломной работы

3.1 Реконструкция ТЭЦ – 1

Исследование процесса теплообмена в процессе кипения чистых жидкостей, находящихся в пористо - капиллярных структурах, выявило оценку возмущения внутренних (термогидравлических) характеристик (зарождение паровой фазы, плотность центра генерации, выброс капель из структуры, диаметр и частота отрыва пузырьков, скорость пузырьков). [1,2,5] Рассмотрены различные пористые системы, применяемые на тепловых электростанциях.[6] Целью расчета является обработка экспериментальных данных у которых точность составляет $\pm 20\%$. Они приведены в форме критериального уравнения, которые применимы для барботажа, продувки, всасывания, псевдооживления и пенообразования [7] и разработанных высокоэффективных бесформенных капиллярно-пористых пыле-и газоуловителей с пеногенерирующими и пеногасящими структурами. [8,13]

Рассмотрена характеристика аппарата нового типа безнапорных пыле - и газоуловителей.

Изобретение авторов "пылеуловитель" [5] предназначен для разных областей народного хозяйства. Они применяются для высокоэффективной очистки газа (воздуха) от ультрамикроскопической пыли, при сжигании топлива, переработке и транспортировке пылевидных материалов. В основном применимы для удаления вентиляционных выбросов.

Пенный аппарат для улавливания газов и аэрозолей [5], который содержит патрубки подвода и отвода газа, корпус, волоконное сопло, расположенное в корпусе, прокладку-перегородку и каплеуловитель.

Недостатком данного устройства является низкая эффективность улавливания ультрамикроскопической пыли. Оно определяется размером пор сопла, что, в свою очередь, создает высокий расход материалов, большое

гидравлическое сопротивление движению жидкости и газодинамическое сопротивление при перекачке газа (воздуха).

Небольшая продолжительность работы между регенерациями за счёт забивания пор волокнистой насадки является серьёзной проблемой. Пена образуется вне пористого тела и набрасывается на его поверхность. Это снижает эффективность улавливания пыли и интенсивность процессов массопереноса, что приводит к росту материалоемкости, габаритов и массы аппарата.

Поток газа, проходя через волокнистую насадку, преодолевает большое газодинамическое сопротивление. Это связано с перерасходом энергии на его прокачку. Продолжительность работы между регенерациями такого аппарата будет невысокой, поскольку поры в волокнах начнут забиваться пылинками. Всё это усложняет эксплуатацию аппарата и уменьшает его надёжность.

В предложенных капиллярно-пористых структурах без сопловой пылегазовой ловушки [8,13] высокая эффективность улавливания микро- и ультрамикроскопическая пыль может быть объяснена диффузионным механизмом осаждения пыли в пенном потоке расположенный в объеме и на поверхности структуры. В этом случае подвижность частиц будет увеличиваться за счет термофореза, возникающего из-за разницы температур между скелетом пористой структуры, пенным потоком и частицами пыли, а также за счет диффузиофореза, вызванного градиентом концентрации компонентов пенного потока, и за счет диффузиофореза. усиливается испарение пенообразующего раствора в объеме пористой структуры и частичная конденсация паров пенного потока.

Высокая стабильность и стабильность пленки жидкости в ячейках сетчатых структур обеспечивается равномерной подачей жидкости распылителя и позволяет снизить расход пенообразующего раствора в $1,5 \div 2$ раза при сохранении стабильности, дисперсности и высокого содержания пены, получаемой в пеногенерирующей структуре. [8,13]

Эксперименты [8,13] показывают, что гидравлическое сопротивление сетчатых пористых структур уменьшится в десять раз по сравнению с волокнистой набивкой, а газодинамическое сопротивление уменьшится в несколько раз. В связи с тем, что предлагаемые пористые структуры имеют большие размеры ячеек по сравнению с порами волокнистой набивки, период между регенерациями сетки значительно увеличится, а значит, упростится работа пылеуловителя и срок его службы. [13]

Это не возможно, чтобы организовать стабильный процесс в многофазном слое с использованием волокнистых и аналогичных фильтрующих материалов (металлокерамика, спеченные порошки), так как пузырьки пены забивают поры сопла, прекращая подачу свежей порции пенообразующей жидкости с пузырь-генерирующая поры при нагрузках (2 ... В 2,5 раза меньше, чем для сетчатых структур).[12,13]

Работает пылеуловитель следующим образом.

Загрязненный пылью поток вводится через патрубок подачи запыленного газа 1 в корпус пылесборника 2 (фиг. 1). Газ очищается от микроскопической пыли в пенообразующей пористой структуре 3, тип 0.08x0.14x1. Газо-механическая пена 10 выдувается газом затем из ячеек конструкции, снабженных пенообразующим раствором 9, например по-12, подаваемым из распылителя 4.

По сравнению с изотропной структурой, пористой структуры позволяет существенно интенсифицировать массообменные процессы, протекающие в ее объеме и на поверхности за счет облегченной роста пузырьков 8 от вершины конуса к его основанию, что повышает коагулирующую способность пены. Следовательно, интенсификация процессов приводит к повышению эффективности улавливания микроскопической пыли за счет увеличения коэффициента пылеулавливания пеной в объеме конструкции и на ее поверхности.

Газ-механической пены 10 рухнет на поверхности и в объеме разрушения пористой структуры 5 типа 0.4x14x0.08. Пузырьки пены 11 начнут

интенсивно разрушаться в структуре за счет роста сопротивления от основания конуса структуры к ее вершине. Микроскопическая пыль, содержащаяся в разрушаемой газомеханической пене, под действием гравитационных сил и сил давления, вытекающих из струи распылителя по поверхности пористой структуры, устремится в 7.

Газ будет дополнительно очищен от микроскопической пыли в пеногасящей структуре, где процесс разрушения газомеханической пены значительно интенсифицируется за счет того, что сетки собираются с уменьшением размеров ячеек. Это позволяет повысить эффективность улавливания микроскопической пыли на ее поверхности и в объеме, тем самым увеличивая коэффициент улавливания пыли и коагулирующую способность разрушенного потока пены.

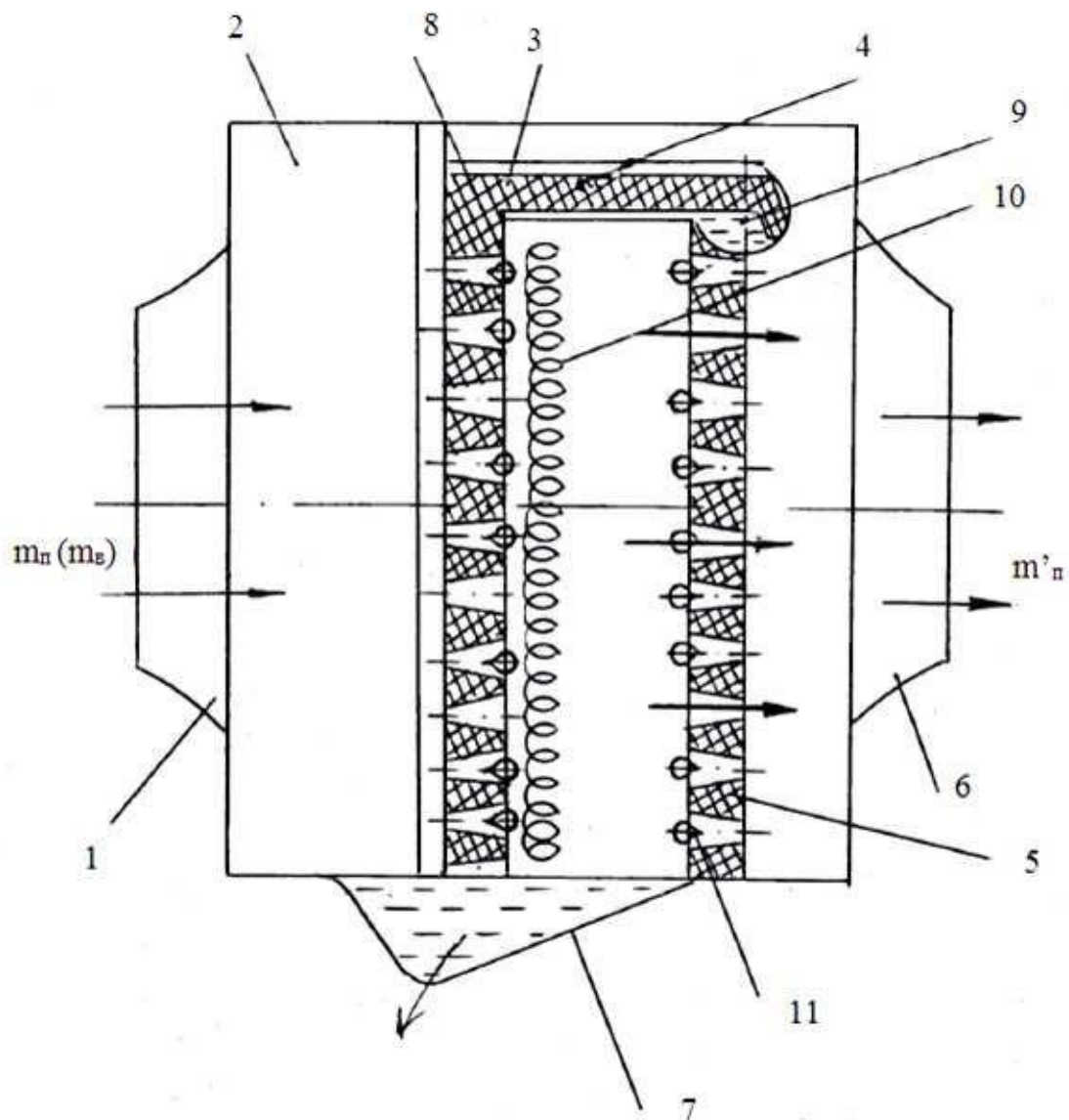
Газ, очищенный от микроскопической пыли, удаляется из аппарата через сопло для удаления очищенного газа 6.

Эксперименты показали [8,11], что по сравнению с фильтрующими материалами, такими как металлокерамика и спеченные порошки, расход пенообразующего раствора уменьшается в 1,5 раза ... 2) времена пока поддерживающ стабильность, рассеивание и высокий коэффициент пены, гидравлическое сопротивление через переход пенясь жидкости уменьшают (10 ... 20) раз, газодинамическое сопротивление-в 1,8 раза, что снижает мощность насоса и вентилятора (эксгаустера), материалоемкость и габариты - в 2 раза ... 2.5) раз, масса установки-в (3 ... 4) раз.

Значительно увеличивается период между регенерациями и эффективность улавливания микроскопической пыли, которая может достигать значений (99,6 ... 99,8)%, упрощает условия эксплуатации, повышает надежность пылеуловителя и срок его службы, что подтверждено актами Алма-Атаинжстроя и Алма - Атинской ТЭЦ-2.

Экономический эффект от внедрения предлагаемого пылеуловителя будет обусловлен снижением расхода пенообразующего раствора в $1,5 \div 2$ раза, снижением гидравлического сопротивления за счет транспорта

пенообразователя на (10 ... 20) раз, газодинамическое сопротивление при перекачке пылевого потока - в 1,8 раза, материалы и габариты - в 2 ÷ 2,5 раза, масса установки - в 3 ÷ 4 раза. Это также упростит условия эксплуатации аппарата, увеличит период работы между регенерациями.



1 - подача запыленного газа; 2 - корпус пылесборника; 3-пористая структура вида 0.08x0.14x1; 4 - распылитель; 5 - пористая структура формы 0.4x14x0.08; 6 - патрубок для отвода очищенного газа; 7 - илосборник; 8 - пузырьки пара; 9 - пенообразующий раствор. 10 - газо-механической пеной; 11 - волдыри.

Рисунок 3.1 - Капиллярно-пористых пыли и газа ловушки с 3 пены-формирования и разрушения структуры 5

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Оценка экологической обстановки города с учетом влияния ТЭЦ

– 1

Согласно годовому отчету за 2015 год, выбросы загрязняющих веществ (загрязняющих веществ) в атмосферу от ТЭЦ-1 составили 140,911 тонн при утвержденных 5180.229 тонн, золошлаковых отходов-7,352 тонны, из них разрешенных 27,102 тонны. Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в отчетном году снизилась по сравнению с 2014 годом за счет увеличения доли газа в общем объеме топлива.

На котельных № 10, 11 отремонтирован дрифтер.

На котлах № 9, 12, 13 восстановлено защитное покрытие и отремонтированы дрифтерные ловушки.

Отремонтирован "чистый" газ на котельной № 8.

В целях внедрения системы экологического мониторинга в 2014 году были проведены экологические работы на золоотвале и промышленной площадке ТЭЦ-1.

Станция осуществляет мониторинг выбросов вредных веществ в атмосферу на котельных и на прилегающей территории воздушной лабораторией, сертифицированной ЦНИП, согласно утвержденному графику.

Характеристика источников загрязнения.

Основными источниками загрязнения окружающей среды в городе являются: 4 дымовые трубы ($H = 80$ м, $d = 4,3$ м). Из продуктов сгорания выделяются следующие газы: неорганическая пыль с содержанием кремнезема 20-70% (угольная зола), диоксид серы SO_2 , монооксид углерода CO , оксиды азота NO_X , зола мазута, бензопирен $C_{20}H_{12}$.

К дымоходам подводятся газовые трубы от шести паровых котлов БКЗ-160-100, основным топливом которых является уголь Карагандинского угольного бассейна, а в начале и конце отопительного периода котлы станции

работают на природном газе; семь водогрейных котлов ПТВМ-100, работающих на природном газе.

Ка подвели дымоход по схеме, исходящей из таблицы 5.1.

Таблица 5.1 - Схема подключения котлоагрегатов к дымовым трубам

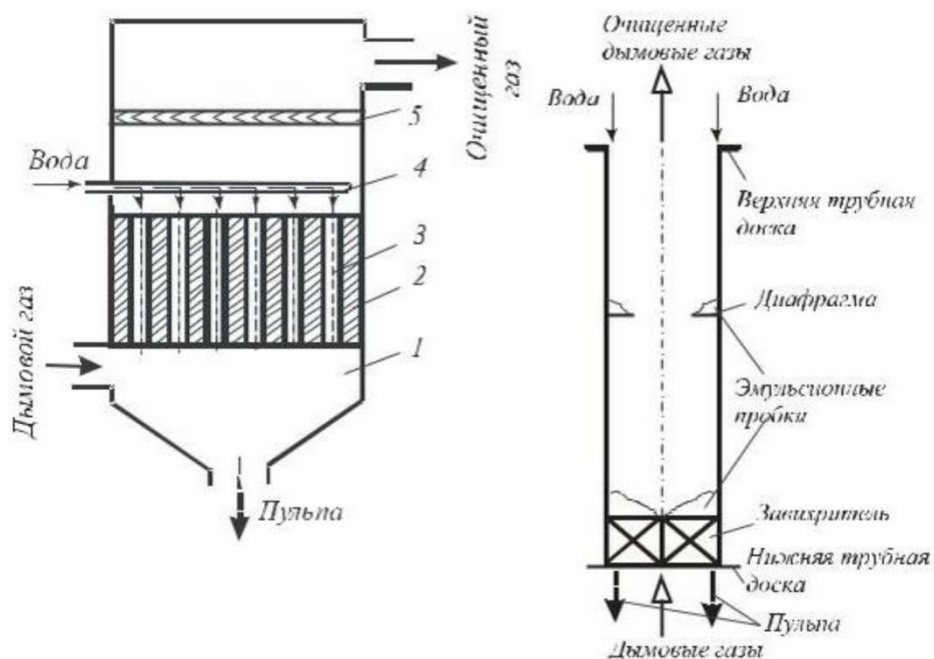
Стационарный номер дымовой трубы	Параметр дымовой трубы		Количество и тип котлов
	Н, м	Дустья, м	
5	80	4,3	3хБКЗ-160, ст.№8-10
6	80	4,3	4хПТВМ-100, ст.№1-4
7	80	4,3	3хБКЗ-160, ст. №11-13
8	80	4,3	3хПТВМ-100. ст. № 5-7

Характеристика пыли - газоочистного оборудования, работающего на станции.

На ТЭЦ-1 дымовые газы после паровых котлов очищаются эмульгаторами нового поколения (относятся к мокрым золоуловителям). На влажной стадии золоуловителей одновременно происходит частичное восстановление диоксида серы. Эффективность связывания серы во влажном этапе обработки растений зола 6-10%.

Эмульгаторы, входящие в состав ТЭЦ-1, являются эмульгаторами второго поколения и подключаются к газопроводам от всех шести котлов бокс-160 с номерами позиций 8-13. Коэффициент эффективности: фактический / дизайн: 99.211 / 99.25.

Схема батареи эмульгатора показана на рисунке 5.1.



а – контактный элемент эмульгатора; б – трубчатый фильтрующий элемент;
 1 – корпус; 2 – кассета; 3 – трубка; 4 – коллектор воды; 5 –
 каплеуловитель

Рисунок 5.1 - Схема батарейного эмульгатора.

Методика расчёта выбросов загрязняющих веществ от ТЭС.

Согласно [16], [17] приведём методику расчётов ЗВ от ТЭС. Максимальный разовый объём дымовых газов определяется формулой:

$$V^{\text{дг}} = \{B_c [V^{\text{ог}} + (\alpha_{\text{д}} - 1) \cdot V^{\text{ов}}] \cdot (t_{\text{д}} + 273) / 273\} \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3/\text{с}, \text{ где}$$

B_c - максимальный разовый расход топлива, г/с;

$V^{\text{ог}}$ - теоретический объём дымовых газов, образующихся при сжигании топлива, м³/кг;

$V^{\text{ов}}$ - теоретический объём сухого воздуха, необходимого для полного сжигания 1 кг топлива, м³/кг;

$\alpha_{\text{д}}$ - коэффициент избытка воздуха за дымососом; $t_{\text{д}}$ - температура уходящих газов за дымососом, °С. $V^{\text{ов}}$ определяем по

формуле:

$$V^0_B = 0,0889C^P + 0,0333S^P + 0,265H^P - 0,0333O^P, \text{ м}^3/\text{кг}$$

Объем водяных паров определяем по формуле:

$$V_{\text{НО}} = 0,111H^P + 0,0124W^P + 0,0161V^0_B, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем дымовых газов определяем по формуле:

$$V^0_G = 0,01866(C^P + 0,375S^P) + 0,79V^0_B + 0,0008N^P + V_{\text{НО}}, \text{ м}^3/\text{кг}$$

Расчет выбросов *окислов азота* (г/с, т/год) производится по

формулам: $M_{\text{NOx}} = C_{\text{NOx}} \cdot V^{1,4}_{\text{сг}} \cdot V_p \cdot K \cdot 10^{-6}$, для угля

$$M_{\text{NOx}} = C_{\text{NOx}} \cdot V^{1,4}_{\text{сг}} \cdot V \cdot K \cdot 10^{-6}, \text{ для мазута} \quad (5.6)$$

K - коэффициент трансформации оксидов азота в диоксид азота в атмосфере, для NO_2 $K=0,8$, для NO , $K=0,13$.

C_{NOx} – концентрации оксидов азота при коэффициенте избытка воздуха 1,4.

Выбросы оксида углерода считают по следующим формулам:

$$M_{\text{CO}} = C_{\text{CO}} \cdot V^{1,4}_{\text{сг}} \cdot V \cdot 10^{-6} \text{ - для угля}$$

(5

.7)

$$M_{\text{CO}} = C_{\text{CO}} \cdot V^{1,4}_{\text{сг}} \cdot V \cdot 10^{-6} \cdot 0,3 \text{ - для мазута}$$

(5

.8)

Где C_{CO} – концентрация оксида углерода в отработавших газах.

Расчет выбросов *оксидов серы*, выбрасываемых с дымовыми газами при сгорании топлива, выполняется по формуле:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot V \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta^c_{\text{SO}_2} \cdot n_0/n_k)$$

(5.9

),

η'_{SO_2} - доля оксидов серы, связываемых летучей золой в газоотходах котла;

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе;

$\eta^c_{SO_2}$ - доля оксидов серы, улавливаемых в установках сероочистки дымовых газов, n_0 , n_k - длительность работы установки сероочистки и котла соответственно;

η''_{SO_2} в сухих золоуловителях (электрофильтрах, батарейных циклонах), принимается равной нулю.

5.2 Расчёт выбросов ЗВ в атмосферу

Для расчёта требуются следующие данные о: топливном балансе, объеме дымовых газов, параметрах топлива.

Таблица 5.2 - Расход топлива энергетическими котлами

Топливо	Ед. измерения	Энергетические котлы БКЗ-160-100						Всего по ЭК
		№ 8	№ 9	№ 10	№ 11	№ 12	№ 13	
Уголь	т/год	17344	25580	32576	22403	34723	28104	160730
Газ	тыс.м ³ /год	25805	19266	17797	22985	29640	34238	149731
Мазут	т/год	66	77	668	663	666	69	409

Таблица 5.3 - Расход топлива водогрейными котлами

Топливо	Ед. измерения	Водогрейные котлы ПТВМ-100					
		№ 8	№ 9	№ 10	№ 11	№ 12	№ 13
Газ	тыс.м ³ /год	25805	19266	17797	22985	29640	34238

Характеристики топлива приведены в таблице 5.5.3.

Таблица 5.4 - Характеристики топлива, применяемого ТЭЦ-1

Топливо	Характеристика	Обозначение	Среднегодовое значение
Уголь	зольность	A^r	25
	содержание серы	S^r	0,55
	влага	W^r	8,5
	низшая теплота сгорания, ккал/кг	Q_i^r	5068
Мазут	зольность	A^r	0,22
	сера	S^r	0,31
	низшая теплота сгорания, ккал/кг	Q_i^r	9596
Газ	низшая теплота сгорания, ккал/кг	Q_i^r	8138

В зависимости от размеров пузырьков газа механизмы осаждения пыли в эмульгаторах представлены: гравитационным, инерционным, центробежным, диффузионным, электростатическим типами, размеры которых варьируются: от крупных частиц до мельчайших.

В трактах АЗС установлено аспирационное оборудование. Контролируемый воздух очищается в циклонах влажн-типа цифровой ЭВМ. Эффективность сбора пыли 85%.

Пыль в трактах удаляется механизированным способом: промывкой осветленной водой. Телескопические парашюты установлены в транспортер топлива к пакгаузу, уменьшая поколение пыли и уменьшая унос точных

частиц пыли. Для предотвращения пыления угольный штабель держат в свернутом состоянии.

Расчеты проводились в соответствии со следующими нормативными документами и методами [18]

1. "Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

установок ТЭС "РД 34.02.305-98 ..

2. "Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций. РД34.02.304-2003.

3. "Методика определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций." РЕЗЕРФОРД.34.02.305-90.

4. "Методика расчета выбросов бенз / а / пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций" RD34.02.316-2003.

5. Методическое письмо Института атмосферы №07-2-1039 / 10-0 от 12/17/2010

6. "Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (с изменениями и обрабатывается)", НИИ Атмосфера, 2012.

7. Методическое письмо Института атмосферы №07-2-176 / 13-0 от 03.04.2013

Результаты расчетов объема газовой смеси (ГВС) приведены в таблице 5.5.

Эта же программа позволяет рассчитать котлы. В настоящем ДП обобщены расчеты выбросов котельного агрегата № 8.

Схема прямооточного водоснабжения

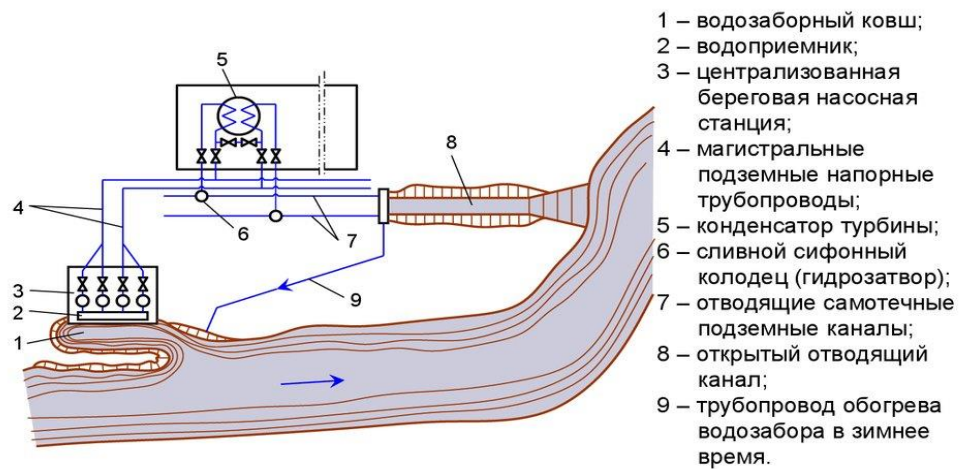


Таблица 5.5 - Максимально-разовый объём дымовых газов ТЭЦ-1 в пиковый зимний период

Ном ер котла	Рас ход топлива, кг/с	α_d °C	t_d	V^O Г	V^O	Объем ГВС, м ³ /с
Энергетические котлы						
8	6,11	1,4	7	5,95	5,51	62,6
9	6,11	1,4	7	5,95	5,51	62,6
10	6,11	1,4	7	5,95	5,51	62,6
а № 5	труб 18,3 33					187,8
11	6,11	1,4	7	5,95	5,51	62,6

	1	4	0			
12	6,11	1,	7	5,95	5,51	62,6
	1	4	0			
13	6,11	1,	7	5,95	5,51	62,6
	1	4	0			
труб а № 7	18,3 33					187,8
Всег о ЭК	36,6 66					375,6
Водогрейные котлы						
1	2,47	1,	1	11,5	10,66	66,9
	1	6	40			
2	2,47	1,	1	11,5	10,66	66,9
	1	6	40			
3	2,47	1,	1	11,5	10,66	66,9
	1	6	40			
4	2,47	1,	1	11,5	10,66	66,9
	1	6	40			
труб а № 6	9,88 4					267,6
5	2,47	1,	7	11,5	10,66	66,9
	1	6	0			
6	2,47	1,	7	11,5	10,66	66,9
	1	6	0			
7	2,47	1,	7	11,5	10,66	66,9

	1	6	0		
а №	труб 8	3	7,41		200,7
о	Всег БК	97	17,2		468,3

Расчёт ведётся для каждого КА и для каждого вида топлива. Далее приведён расчёт программой Котельные ТЭС для КА №8.

$k_{п} = 0.00028$ (для максимально-разового). Выброс оксидов азота (M_{NO_x} , M_{NO_x}').

$$M_{NO_x} = C_{NO_x} \cdot V_{сг} \cdot B_p \cdot k_{п} = 50.061 [\text{т/год}]; \quad M_{NO_x}' = C_{NO_x}' \cdot V_{сг} \cdot B_p' \cdot k_{п} = 30.0125 [\text{г/с}]; \quad M_{NO} = 0.13 \cdot M_{NO_x} = 6.51 [\text{т/год}];$$

$$M_{NO}' = 0.13 \cdot M_{NO_x}' = 3.92 [\text{г/с}]; \quad M_{NO_2} = 0.8 \cdot M_{NO_x} = 40.05 [\text{т/год}]; \quad M_{NO_2}' = 0.8 \cdot M_{NO_x}' = 24.01 [\text{г/с}].$$

Оксид углерода. Коэффициент пересчета ($k_{п}$): $k_{п} = 10^{-6}$ (для валового);

$k_{п} = 0.00028$ (для максимально-разового). Выброс оксида углерода (M_{CO} , M_{CO}').

$$M_{CO} = C_{CO} \cdot V_{сг} \cdot B_p \cdot k_{п} = 10.013 [\text{т/год}]; \quad M_{CO}' = C_{CO}' \cdot V_{сг} \cdot B_p' \cdot k_{п} = 3.09 [\text{г/с}].$$

Диоксид серы. Коэффициент пересчета ($k_{п}$). $k_{п} = 10^{-6}$ (для валового);

$k_{п} = 0.00028$ (для максимально-разового). Выброс диоксида серы (M_{SO_2} , M_{SO_2}').

$$M_{SO_2} = C_{SO_2} \cdot V_{сг} \cdot B_p \cdot k_{п} = 187.75 [\text{т/год}]. \quad M_{SO_2}' = C_{SO_2}' \cdot V_{сг} \cdot B_p' \cdot k_{п} = 57.38 [\text{г/с}].$$

Расчет суммарного выброса твердых частиц ($M_{ТВ}$, $M_{ТВ}'$). $M_{ТВ} = B \cdot A' / (100 - \Gamma_{ун}) \cdot A_{ун} \cdot (1 - v_3) = 39.23 [\text{т/год}];$

$$M_{ТВ}' = B' \cdot A' / (100 - \Gamma_{ун}) \cdot A_{ун} \cdot (1 - v_3) = 13.82 [\text{г/с}];$$

Расчет количества летучей золы (M_3 , M_3'). $M_3 = 0.01 \cdot B \cdot A' \cdot A_{ун} \cdot (1 - v_3) =$

$$32.954 \text{ [т/год]}; M_3' = 0.01 \cdot V' \cdot A^n \cdot A_{\text{ун}} \cdot (1 - v_3) = 11.61 \text{ [г/с]}.$$

Расчет количества коксовых остатков при сжигании твердого топлива (M_k, M_k').

$$M_k = M_{\text{ТВ}} - M_3 = 6.28 \text{ [т/год]}; M_k' = M_{\text{ТВ}}' - M_3' = 2.21 \text{ [г/с]};$$

Выброс бенз/а/пирена ($M_{\text{бенз}}, M_{\text{бенз}}'$). $M_{\text{бенз}} = V \cdot V_{\text{сг}} \cdot C \cdot 10^{-6} = 0.037$ [т/год];

$$M_{\text{бенз}}' = V' \cdot V_{\text{сг}} \cdot C' \cdot 10^{-6} \cdot 10^{-3} = 1.34 \cdot 10^{-4} \text{ [г/с]}.$$

Выбросы при сжигании мазута. Оксиды азота.

Коэффициент пересчета ($k_{\text{п}}$). $k_{\text{п}} = 10^{-6}$ (для валового); $k_{\text{п}} = 0.00028$ (для максимально-разового).

Выброс оксидов азота ($M_{\text{NOx}}, M_{\text{NOx}}'$).

$$M_{\text{NOx}} = C_{\text{NOx}} \cdot V_{\text{сг}} \cdot V_p \cdot k_{\text{п}} = 0.372 \text{ [т/год]}; M_{\text{NOx}}' = C_{\text{NOx}}' \cdot V_{\text{сг}} \cdot V_p' \cdot k_{\text{п}} = 11.95$$
 [г/с]; $M_{\text{NO}} = 0.13 \cdot M_{\text{NOx}} = 0.048 \text{ [т/год]}; M_{\text{NO}}' = 0.13 \cdot M_{\text{NOx}}' = 1.6 \text{ [г/с]};$

$$M_{\text{NO}_2} = 0.8 \cdot M_{\text{NOx}} = 0.30 \text{ [т/год]}; M_{\text{NO}_2}' = 0.8 \cdot M_{\text{NOx}}' = 9.56 \text{ [г/с]}.$$

Оксид углерода.

Коэффициент пересчета ($k_{\text{п}}$). $k_{\text{п}} = 10^{-6}$ (для валового); $k_{\text{п}} = 0.00028$ (для максимально-разового);

$$\text{Выброс оксида углерода } (M_{\text{CO}}, M_{\text{CO}}'). M_{\text{CO}} = C_{\text{CO}} \cdot V_{\text{сг}} \cdot V_p \cdot k_{\text{п}} = 0.045 \text{ [т/год]}$$
$$M_{\text{CO}}' = C_{\text{CO}}' \cdot V_{\text{сг}} \cdot V_p' \cdot k_{\text{п}} = 1.71 \text{ [г/с]}.$$

Диоксид серы.

Коэффициент пересчета ($k_{\text{п}}$). $k_{\text{п}} = 10^{-6}$ (для валового); $k_{\text{п}} = 0.00028$ (для максимально-разового).

$$\text{Выброс диоксида серы } (M_{\text{SO}_2}, M_{\text{SO}_2}'). M_{\text{SO}_2} = C_{\text{SO}_2} \cdot V_{\text{сг}} \cdot V_p \cdot k_{\text{п}} = 0.36 \text{ [т/год]};$$
$$M_{\text{SO}_2}' = C_{\text{SO}_2}' \cdot V_{\text{сг}} \cdot V_p' \cdot k_{\text{п}} = 16.41 \text{ [г/с]}.$$

Расчет суммарного выброса твердых частиц ($M_{\text{ТВ}}, M_{\text{ТВ}}'$). $M_{\text{ТВ}} = V \cdot A_{\text{Г}} / (100 - \Gamma_{\text{ун}}) \cdot A_{\text{ун}} \cdot (1 - V_3) = 0.0081 \text{ [т/год]};$

$$M_{\text{ТВ}}' = V' \cdot A_{\text{Г}}' / (100 - \Gamma_{\text{ун}}) \cdot A_{\text{ун}} \cdot (1 - V_3) = 0.37 \text{ [г/с]}.$$

Расчет количества летучей золы (M_3, M_3') $M_3 = 0.01 \cdot V \cdot A_{\text{Г}} \cdot A_{\text{ун}} \cdot (1 - V_3) = 0.0068 \text{ [т/год]}; M_3' = 0.01 \cdot V' \cdot A_{\text{Г}}' \cdot A_{\text{ун}} \cdot (1 - V_3) = 0.31 \text{ [г/с]};$

Расчет количества сажи при сжигании мазута (M_k, M_k'). $M_k = M_{\text{ТВ}} - M_3 =$

0.0013 [т/год];

$$M_K' = M_{ТВ}' - M_3' = 0.06 \text{ [г/с]}.$$

Расчет мазутной золы в пересчете на ванадий ($M_{MЗ}, M_{MЗ}'$) Общая степень улавливания твердых частиц при сжигании угля $V_y = 0.992[\%]$

$$\text{Коэффициент } C = 0.5 \quad V_{zy} = V_y \cdot C = 0.5 \%$$

Количество ванадия, находящегося в 1 тонне мазута (G_v) Фактическое содержание ванадия в мазуте $A_v = 0.49 [\%]$ $G_v = 10000 \cdot A_v = 4900[\text{г/т}]$.

Коэффициент пересчета ($k_{п}$). $k_{п} = 10^{-6}$ (для валового); $k_{п} = 0.00028$ (для максимально-разового);

$M_{MЗ} = G_v \cdot B \cdot (1 - V_{oc}) \cdot (1 - V_{zy}/100) \cdot k_{п} = 0.31[\text{т/год}]$; $M_{MЗ}' = G_v' \cdot B' \cdot (1 - V_{oc}) \cdot (1 - V_{zy}/100) \cdot k_{п} = 14.01[\text{г/с}]$. Расчет бенз/а/пирена.

$$M_{бенз} = B \cdot V_{сг} \cdot C \cdot 10^{-6} \approx 0 \text{ [т/год]}; \quad M_{бенз}' = B' \cdot V_{сг}' \cdot C' \cdot 10^{-6} \cdot 10^{-3} \approx 0 \text{ [г/с]}.$$

Выбросы при сжигании газа.

Оксиды азота

Коэффициент пересчета ($k_{п}$). $k_{п} = 10^{-6}$ (для валового); $k_{п} = 0.00028$ (для максимально-разового).

Выброс оксидов азота (M_{NOx}, M_{NOx}'). $M_{NOx} = C_{NOx} \cdot V_{сг} \cdot B_p \cdot k_{п} = 93.14$ [т/год]; $M_{NOx}' = C_{NOx}' \cdot V_{сг}' \cdot B_p' \cdot k_{п} = 10.8$ [г/с]; $M_{NO} = 0.13 \cdot M_{NOx} = 12.12$ [т/год]; $M_{NO}' = 0.13 \cdot M_{NOx}' = 1.4$ [г/с];

$$M_{NO2} = 0.8 \cdot M_{NOx} = 74.51 \text{ [т/год]}; \quad M_{NO2}' = 0.8 \cdot M_{NOx}' = 8.63 \text{ [г/с]}.$$

Оксид углерода.

Массовая концентрация оксидов углерода в сухих дымовых газах

(C_{co}):

$$C_{co} = C_{co}^{изм} \cdot \alpha_T / 1.4 = 60; \quad C_{co}' = C_{co}^{изм}' \cdot \alpha_T' / 1.4 = 50.$$

Коэффициент пересчета ($k_{п}$). $k_{п} = 10^{-6}$ (для валового); $k_{п} = 0.00028$ (для максимально-разового);

Выброс оксида углерода (M_{co}, M_{co}'). $M_{co} = C_{co} \cdot V_{сг} \cdot B_p \cdot k_{п} = 18.63$ [т/год]; $M_{co}' = C_{co}' \cdot V_{сг}' \cdot B_p' \cdot k_{п} = 2.16$ [г/с].

Расчет бенз/а/пирена

$$M_{бенз} = B \cdot V_{сг} \cdot C \cdot 10^{-6} = 10^{-6} \text{ [т/год]}; \quad M_{бенз}' = B' \cdot V_{сг}' \cdot C' \cdot 10^{-6} \cdot 10^{-3} = 10^{-6} \text{ [г/с]}.$$

Далее сведём выбросы загрязняющих веществ от котельного агрегата №8 при работе котла на различных видах топлива в таблицы 5.6 – 5.8.

Таблица 5.6 - Выбросы ЗВ от КА №8 при сжигании угля

	Максимальный выброс, г/с	Среднегод овой выброс, г/г
Азот (II) оксид (оксид азота)	3,9	6,51
Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	24,01	40,05
Углерод оксид	3,09	10,01
Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	57,38	187,74
Бенз/а/пирен (3, 4- Бензпирен)	0,0000134	0,037
Углерод (Сажа)	2,2116402	6,278
Пыль неорганическая: 70- 20% двуокиси кремния	11,61	32,95

Таблица 5.7 - Выбросы ЗВ от КА №8 при сжигании мазута

	Максимальный выброс, г/с	Среднегодовой выброс т/г
Азот (II) оксид (Азота оксид)	1,55	0,048
Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	9,56	0,298
Углерод оксид	1,71	0,045
Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	16,34	0,36
Углерод (Сажа)	0,06	0,0013
Мазутная зола (в пересчете на ванадий)	14,01	0,31

Таблица 5.8 - Выбросы ЗВ от КА №8 при сжигании газа

	Максимальный выброс, г/с	Среднегодовой выброс
Азот (II) оксид (Азота оксид)	1,402	12,11
Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	8,635	74,51
Углерод оксид	2,16	18,63
Бенз/а/пирен (3, 4-Бензпирен)	0,0	0,000001

Совокупные результаты расчётов выбросов загрязняющих веществ от котлоагрегатов сведены в таблицу 5.9.

В данном дипломном проекте модернизация пылеулавливающей установки станции ТЭЦ-1 рассматривалась с использованием безвоздушных

пылеуловителей, но, к сожалению, полной теории, основанной на расчетах этого класса установок, нет, и в настоящее время только эмпирически можно установить зависимости и четкие сравнения, а для этого эти пылеуловители должны устанавливаться непосредственно на станции: эта операция была недоступна, но часть расчета, включенная в априорный раздел, и результаты экспериментов можно сравнить с этой частью. В последние годы на рынке котельной продукции появились жаротрубно-газовые котлы. Первый опыт их работы с одноконтурным контуром котла оказался отрицательным. Из-за низкого качества сетевой воды, отсутствия или нерабочего состояния водоподготовки на коммунальных отопительных котлах значительное количество новых жаротрубных котлов вышло из строя очень быстро из-за отложения накипи на трубах, трубных решетках и накопления шлама в нижней части корпуса котла. Причина более высокой аварийности жаротрубных котлов при работе на жесткой и загрязненной сетевой воде по сравнению с водотрубными и чугунными секционными котлами очевидна-это низкая скорость движения воды в кольцевом пространстве (естественная циркуляция), наличие застойных зон. При отсутствии устоявшегося химического контроля загрязнение поверхности нагрева водотрубного котла может быть обнаружено увеличением гидравлического сопротивления, жаротрубного - только вскрытием и визуальным осмотром [1].



Устройство тепловых электростанций

Также расчёты высоты дымовых труб показывают, что минимальными высотами таковых должны быть показатели в 126-127 метров для ТЭЦ-1. В нашем случае (на ТЭЦ-1) они возведены на 80 м., так что установка газоочистных агрегатов перспективна.

6 Экономическая часть

6.1 Расчётные формулы основных экономических показателей

Основным показателем экономической деятельности любого предприятия является себестоимость продукции (S).

$$S = \frac{I_{\Sigma \text{Экс}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}; \quad (6)$$

.1)

Суммарные эксплуатационные затраты включают в себя:

$$I_{\Sigma \text{Экс}} = I_{\text{ао}} + I_{\text{топл}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{выб}} + I_{\text{проч}}; \quad (6)$$

.2)

$\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – объём отпущенной продукции. В случае с ТЭЦ эту продукцию составляет электрическая и тепловая энергии.

В данном разделе ДП мы будем считать себестоимость отпуска электричества/тепла от Алматинской ТЭЦ-1.

Исходные данные для выполнения работы

Годовой объём выработки электрической энергии: $\mathcal{E}_{\text{в}}=450$ млн.кВтч;
Тепла вырабатывается: $Q_{\text{в}} = 1800 * 10^3$.Гкал/год;

Т.к. основное топливо ТЭЦ-1 – Карагандинский уголь. Приведём его характеристики:

Нижшая рабочая теплота сгорания: $Q^{\text{н}} = 5,2 * 10^3$ ккал/кг;

ρ

Цена: $C_{\text{т}}=6000$ тг/т;

Время выработки станцией установленной мощности: $T_{\text{м}}=\mathcal{E}_{\text{в}}/N_{\text{у}}=450$ млн.кВтч /145 МВт=3103 часов;

Где $N_y=145\text{МВт}$ - установленная электромощность ТЭЦ-1; Электроэнергии на станционные нужды потребляется: $\varepsilon_{сн} = 9\%$; Тепла на станционные нужды потребляется $Q_{сн}=1\%$.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии: $b_{э}=230(\text{г/т/кВтч})$;

Удельный расход условного топлива на выработку тепла: $b_{т}=188(\text{кг/т/Гкал})$.

6.2 Расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии

Объём годового отпуска электричества и тепла

На электростанциях часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станции. В расчетах примем показатели расхода электроэнергии на собственные нужды в размере 9% , а тепловой энергии 1% .

$\varepsilon_{от}=\varepsilon_{в}(1-\varepsilon_{сн})=450(1-0,09)=409,5\text{млн. кВтч}$; $Q_{от} = Q_{в} (1-Q_{сн})= 1800*(1-0,01)=1782\text{тыс.Гкал}$.

Условного топлива в год на отпуск электричества и тепла станцией потребляется

$B_{э}=\varepsilon_{в}*b_{э}= 450* 230 /1000 = 103,5 \text{ тыс. тут}$; $B_{т}= Q_{в}* b_{т}=1800* 188 /1000=338,39 \text{ тыс. тут}$;

Суммарный расход топлива на ТЭЦ-1 будет составлять: $B_{у}=B_{э}+B_{т}= 103,5+338,4 = 441,89 \text{ тыс.тут}$.

Переходим к натуральному топливу

Натурального топлива будет расходоваться: $B_{н}=B_{у}/K_{п}= 441,9/1,34 = 592,1 \text{ тыс. тнт}$.

Переход от условного у натурального топливу осуществляется через коэффициент перевода Кп:

$$K_{п} = Q_{у} / Q_{н}^p = 7000 / 5200 = 1,34.$$

Затраты на транспорт топлива дистанции

$$Ц_{тр} = R * (0,7 \div 0,9) = 1017 * 0,8 = 813,6 \text{ тенге/тнт.}$$

Где $R = 1017$ км - расстояние которое проходит топливо от Ка

На топливо затрачено

$$Ит = Вн(Ц_{т} + Ц_{тр}) = 592,1(813,6 + 6000) / 1000 = 4034,33 \text{ млн. тенге.}$$

Коэффициент полезного действия использования топлива

Доказано, что 123 грамма условного топлива требуется на выработку 1кВтч электричества, а 143 килограмма условного топлива требуется на выработку 1Гкал тепла. Отсюда коэффициенты полезного использования топлива определяются следующим образом:

$$КПД_{э} = 123 / b_{э} * 100\% = 123 / 230 * 100\% = 53,5 \%$$

$$КПД_{т} = 143 / b_{т} * 100\% = 143 / 188 * 100\% = 76,1\%$$

Полезное использование топлива

$$КПД = 0,86 \cdot \frac{Э_{от}}{Q_{от}} = 100\% \cdot 0,86 \cdot \frac{409,5}{1782} = 100\% \cdot 69\%$$
$$7 \cdot B_{у} \quad 7 \cdot 441,9$$

0,86-переводной коэффициент от кВтч к Гкал.

Использование воды в технологических нуждах

Сюда входят затраты на воду, расходуемую на питание котлов, гидрозолоудаление, на систему циркуляционного водоснабжения, на пополнение системы теплофикации и отпуска горячей воды, на охлаждение генераторов и трансформаторов. Здесь, исключая амортизацию, учтены затраты на ХВО.

Затраты на воду находятся в пределах 1,2 – 1,5тенге/кВтч.

$Z_v = \Delta v * 1,30 = 450 * 1,30 = 585$ млн. тенге.

Расчет затрат на заработную плату

В данном разделе ведётся учёт основной заработной платы рабочих, которые задействованы в технологическом процессе производства энергии. В расчёт основной заработной платы также вносят выплаты, связанные с временем, которое проработал служащий.

Если установленная мощность станции менее 500 МВт, (На ТЭЦ-1 она составляет 145МВт) то значение штатного коэффициента (Кш) будет порядка 1,4-1,7 чел/МВт. Отсюда:

$ЧП = Кш * N_y = 1,45 * 145 = 210,25 \approx 210$ чел.

Определение суммарного фонда заработной платы

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

$Изп = Изпо + Изпд + Изпн;$

(6.

3). Изпо - основная з/п, включает в себя заработные выплаты работников, и плата

за отработано время, премии, плата за работу в праздничные дни

выходные;

Изпд - дополнительная з/п : в неё входят оплата отпусков; Изпн – оплата налогов и пенсионные отчисления;

В среднем, на одного работника в год приходится 900 тыс. тенге, отсюда

следует:

$$\text{Изпо} = \text{ЧП} * 900 = 900 * 210 / 1000 = 189,2 \text{ млн. тенге.}$$

Также в суммарный фонд з/п входит дополнительная заработная плата – это выплаты, не связанные с рабочим временем. Доля её составляет при укрупнённых расчётах 15% основной заработной платы:

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 189,2 * 0,15 = 28,349 \text{ млн. тенге.}$$

Налоговые отчисления на заработную плату берутся в размере 20% от суммы основной и дополнительной з/п:

$$\text{Изпн} = (189,2 + 28,4) * 0,2 = 43,5 \text{ млн. тенге.}$$

Итак, суммарный фонд заработной платы составляет: $\text{Изп} = 189,2 + 28,4 + 43,5 = 261,129 \text{ млн. тенге.}$

Заключение

В дипломном проекте представлена реконструкция ТЭЦ, реконструкция рассматривалась на предприятии ТЭЦ-1. Работоспособность модели основана на предположении, что параметры эксплуатации усредняются на длительных промежутках времени (1000 час.), для которых определяются показатели надежности. Объем и качество ремонтов принимается «нормальным» для данного оборудования или организации. Модель обладает достаточной гибкостью и возможностью отображения изменений этих параметров и корректировки прогноза. Модель применима для таких технических систем, которые можно разделить на конечное количество восстанавливаемых элементов. Данному требованию удовлетворяет основное оборудование котлоагрегатов ТЭЦ. Предложен новый принцип расчета принципиальной тепловой схемы турбоустановки на основе декомпозиции, обеспечивающий повышение надежности вычислений на стадиях проектирования и эксплуатации ТЭЦ. Разработан и апробирован экономичный аддитивный способ повышения экологической безопасности ТЭЦ на основе использования присадок природного минерала - цеолита, позволяющего уменьшить содержание оксидов азота в дымовых газах на 25.. 30 %, а двуокиси серы на 40 %.

В проекте произведены расчеты тепловой схемы ТЭЦ-1, расчёт выбросов загрязняющих веществ от АТЭЦ-1, расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии.

Работа подкреплена ссылками на применённую литературу.

Все ключевые расчеты дипломного проекта были произведены в программных продуктах MicrosoftOfficeExcel, AutoCAD, MathCAD.

Список литературы

1. Polyayev V., Genbach A.N., Genbach A.A. Methods of Monitoring Energy Processes//Experimental thermal and fluid science, International of Thermodynamics, Experimental Heat Transfer, and Fluid Mechanics. - New York: Avenue of the Americas, 1995. - V.10. April.- P.273-286.
2. Поляев В.М., Генбач А.А. Плотность центров парообразования и выброс капель из пористой структуры // Известия вузов. Машиностроение.- №9. - М.:1990. Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана. - С. 50-55.
3. Поляев В.М., Генбач А.А. Отрывной диаметр и частота отрыва паровых пузырей в пористых структурах // Вестник МГТУ, серия Машиностроение. - №1. - М.:1990. Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана.-С.69-72.
4. Поляев В.М., Генбач А.А., Минашкин Д.В. Визуализация процессов в пористом эллиптическом теплообменнике // Известия вузов. Машиностроение. - №10-12. - М.:1991. Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана.-С. 75-80.
5. Поляев В.М., Генбач А.А. Скорость роста паровых пузырей в пористых структурах // Известия вузов. Машиностроение. - №10-12. - М.:1990. Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана.-С.56-60.
6. Александров А.А., Б.А. Григорьев. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. – М.:МЭИ, 2003.-168 С.
7. Polyayev V., Genbach A.A. Heat Transfer in a Porous System in the Presence of Both Capillary and Gravity Forces // Thermal Engineering V.40, number 7. - М.: 1993.–P.551-558.
8. Генбач А.А., Шоколаков К. Пористый пенный пылеуловитель // Поиск. №2.-Алматы: МОН РК, 2011. – С. 266-271.
9. Генбач, Кульбакина Н.В. Пылеподавление. Пеногенератор с проницаемой перегородкой // Энергетика и топливные ресурсы Казахстана.- №5. – 2011. – С. 85-87.
10. Генбач А.А, Генбач Н.А. Пути получения требуемой информации

при разработке капиллярно-пористых систем энергоустановок. // Вестник АУЭС. – Алматы.-№2 (21).-2013.-С.12-18.

11. Генбач А.А, Генбач Н.А. Исследование пеногенератора с обогреваемой поверхностью // Вестник АИЭС. – Алматы. – 2009. - №4. – С. 24-27.

12. Генбач А.А, Пионтковский М.С. Пористый пылегазоуловитель с управляемой геометрией микроканалов // Энергетика Казахстана. – 2010.№4. – С.59-61.

13. Поляев В.М., Генбач А.А., Минашкин Д.В. Процессы в пористом эллиптическом теплообменнике // Известия вузов.Машиностроение.-1991. №4-6. – С.73-77.