

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра „Тепловые энергетических установок“

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор ИТЭТТ

Баятшар Б.Т. к.т.н. доц
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г
(подпись)

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой ТЭУ

Кибарин А.А.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Технико-экономическое обоснование
„АО„АлЭС“ ЗТК

Специальность ТЭУ-15 58041800 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Курманов Д.М. ТЭУ-15
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Кибарин А.А. к.т.н., проф
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жаппаров А.А. проф., к.э.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 17 » июня 2019 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Саматова Т.С. К.Т.Н., доц.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 18 » июня 2019 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В.О. ст. преп.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
В.Байб « 19 » 06 2019 г.
(подпись)

Рецензент: Олжабаев Мурат Сейралимович
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 19 » июня 2019 г.
(подпись)

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт И ТЭи ТТ
Специальность 5В071700 - Техническое
Кафедра ТЭУ

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Нурмаев Динам Маширжанович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Технико-экономическое обоснование
АО Ал ЭС ЗТК

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

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

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

Характеристика основного и вспомогательного
оборудования ЗТК

Тепловой баланс котла КВГМ-100-150

Тепловая схема котельной

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

1. Общая характеристика ЗТК. Характеристика ЗТК
2. Тепловоснабжение ЗТК
3. Технико-экономические оценки
4. Мероприятия по энергобережению. Газомоторная
очистка водогрейных котлов
5. Мероприятия направленные на снижение
воздействия ЗТК на окружающую среду города Алматы
6. Безопасность жизнедеятельности
7. Экономический отдел


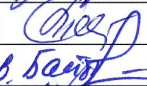
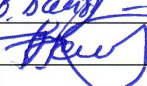
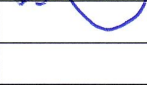
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план ЗТК
Схема водогрейной части ЗТК

Рекомендуемая основная литература

1. Тепловой расчет котлов (нормативный метод) - СПб ИПО ЦКТИ 1988-г.
2. Кибарин А.А., Друнбашев Р.К., Куданова Т.В. Котельные установки ТЭС. Учебное пособие / Алматы АУЭС 2015.
3. Водогрейные котлы и паровые котлы малой и средней мощности: учеб. пособие / Б.А. Соколов - Академия 2008
4. Тарасюк В.М. Эксплуатация котлов: практическое пособие для оператора котельной В.М. Тарасюк; под ред. Соколова - М.: ЭНАС 2008
5. Соколов Е.Я. Теплотехника и тепловые сети

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов


Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экон. часть	Мамуров	17.06.19	
БМД	Саматова Т.С.	18.06.19	
Нормоконтроль	Байбекова В.О.	19.06.19	
Декон. часть	Кибарин А.А.	17.06.19	


Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Обзор необходимой информации для ДП. на предметности производственной практике в АО АлЭС ЗТК ПРП ЭР.	16.12.2018 13.04.2019	
2	Библиографический обзор	23.04.2019	
3	Расчет вьюв углового конуса КВГМ-100-150	28.04.2019	
4	Компьютерные расчеты	17.05.2019	
5	Разработка чертежей	20.05.2019	
6	Расчет БЖД.	30.05.2019	
7	Экономическая часть	10.05.2019	
8	Заключение	11.05.2019	

Дата выдачи задания «10» декабря 2019 г.

Заведующий кафедрой  Кебарин А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель  Кебарин А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент  Nurmasov D.Y.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

Тема заключительной проектной работы – расширение западного теплового комплекса. Для реализации данного проекта во введении заложены основные предпосылки и процессе работы произведен расчет вспомогательного оборудования тепловых частей и тепловых цепей. Здесь приведены особенности вспомогательного оборудования котла, строительная техника, схемы, расчеты и чертежи.

Разработаны вопросы окружающей среды и технической безопасности, проведен расчет техника – экономических показателей. Расчет произведен отражения экономической эффективности инвестиций.

Аңдатпа

Қорытынды жобалық жұмыстың тақырыбы – Батыс жылу кешенін кеңейту. Осы жобаны іске асыру үшін кіріспеде негізгі алғы шарттары жазылған және жұмыс барысында жылу бөлігі мен жылу тізбектерінің қосалқы жабдықтарының есебі жүргізілген. Мұнда қазанның қосалқы жабдықтарының ерекшеліктері, құрылыс техника, схемалар, есептер және сызбалар келтірілген.

Қоршаған орта және техникалық қауіпсіздік мәселелері әзірленіп, техника-экономикалық көрсеткіштер есебі жүргізілді. Инвестицияның экономикалық тиімділігін көрсету үшін есептеулер жүргізілді.

Annotation

The theme of the final design work is the Western thermal complex. For the implementation of this project in the introduction laid the basic prerequisites and in the process of calculation of auxiliary equipment of thermal parts and thermal circuits. Here are the features of the auxiliary equipment of the boiler, construction equipment, diagrams, calculations and drawings.

Environmental and technical safety issues have been developed, technical and economic indicators have been calculated. The calculation is made to reflect the economic efficiency of investments

Содержание

Введение.....	7
1. Общая характеристика ЗТК. Характеристика оборудования ЗТК.....	9
1.2. Расчет вновь устанавливаемого котла КВГМ-100.....	19
2. Топливоснабжение ЗТК	21
3. Технологические схемы	
4. Мероприятия, направленные на снижения воздействия ЗТК на окружающую среду города Алматы.....	36
5. Мероприятия по энергосбережению. Газоимпульсная очистка водогрейных котлов.....	41
6. Безопасность жизнедеятельности	
7. Экономический отдел.....	50
Заключение.....	
Список литературы.....	

Введение

Западный тепловой комплекс (ЗТК) АО «АлЭС» занимает значительное положение в системе централизованного теплоснабжения города Алматы. Существующая располагаемая тепловая мощность ЗТК сегодня составляет 830 Гкал/ч.

Строительство ЗТК началось в начале 60-х годов прошлого века. В 1963 году были установлены и сданы в эксплуатацию два водогрейных котла, в 1964-67 годах вводятся в работу ещё один водогрейный котёл и пять паровых. Котельная тогда находилась в ведомственной принадлежности Алматинского хлопчатобумажного комбината (АХБК) и снабжала теплом и паром собственно АХБК и западные районы города Алма-Ата.

В 1972 году котельную передали в состав Алма-Атинского Предприятия Тепловых Сетей (АПТС) и она получила название Западная районная котельная (ЗРК). После этого, в 1973 году был установлен еще один водогрейный котёл. Вместе с ростом города росла его потребность в тепле. Для удовлетворения этой потребности в 1975-78 годах был построен еще один котельный цех, в котором установлено четыре водогрейных котла. Этому цеху было дано название Юго-Западная районная котельная (ЮЗРК). В 1978-80 годах была проложена тепломагистраль ТЭЦ-2-ЗРК $D_y = 800$ мм и 1000 мм и введен в эксплуатацию центральный тепловой распределительный пункт (ЦТРП), к которому в настоящее время подведено семь тепломагистралей, снабжающих город теплом и горячей водой. ЦТРП пропускает через себя 2/3 воды, циркулирующей в городских теплосетях и, по сути, является «тепловым сердцем» г.Алматы.

В начале 80-х годов началась активная застройка западных районов города, вместе с этим УКС Горисполкома было принято решение о строительстве еще одного котельного цеха. В 1986 году была построена первая, а в 1988 году – вторая очередь Ново-Западной районной котельной (НЗРК), которая также вошла в состав АПТС. В 1998 году было образовано структурное подразделение ЗТК в составе департамента АПК РКТ, а в сентябре 2000 года - самостоятельный департамент АПК ЗТК. После реформирования АО АПК Западный тепловой комплекс начал функционировать с 15 февраля 2007 г. в составе АО «Алматинские электрические станции». В настоящее время в составе ЗТК две котельные НЗК и ЗРК (Юго-Западная районная котельная вошла в состав ЗРК).

В настоящем дипломном проекте рассматривается реконструкция и расширение Западной районной котельной (ЗРК), которая входит в состав Западного теплового комплекса (ЗТК).

Западный тепловой комплекс предназначен для покрытия тепловых нагрузок систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых домов и объектов инфраструктуры и обслуживания западной части г. Алматы, а также строящихся микрорайонов "Сайран" и "Уш-Тобе" в Алмалинском и Ауэзовском районах.

Подача тепла потребителям после реконструкции и расширения предполагается через новый Центральный тепловой распределительный пункт № 2 (ЦТРП № 2), который обеспечит подачу сетевой воды через водогрейные котлы ЗРК (или помимо водогрейных котлов) потребителям в тепломагистралах ТМ8; ТМ9; ТМ13, приём подпиточной воды от ТЭЦ-2 и обратной сетевой воды от тепломагистралей ТМ8; ТМ9; ТМ13.

В соответствии с заданием, в ЗРК предусматривается установка двух паровых котлов типа ДЕ-10-14-225ГМ-О, производительностью 10 т/ч пара каждый и двух водогрейных котлов типа КВ-ГМ-116,3(100)-150С, теплопроизводительностью 116,3 МВт (100 Гкал/ч) каждый.

Общая характеристика ЗТК. Характеристика оборудования ЗТК

1.1 Общая характеристика ЗТК АО «АлЭС»

Основными объектами обследования ЗТК являются котельные и производственные цеха, инженерные коммуникации, здания, сооружения и вспомогательные помещения. Основными производственными объектами предприятия АО «Алматинские электрические станции» ЗТК являются находящиеся на их балансе котельные:

- ЗРК (Западная районная котельная), в т.ч. ЮЗРК (Юго-западная районная котельная);
- НЗК (Ново-западная районная котельная).

Суммарная установленная тепловая мощность ЗТК: по водогрейной части - 1100 Гкал/час.

Основные задачи и цели деятельности АО «АЛЭС» ЗТК:

1. Выработка и отпуск тепловой энергии в соответствии с диспетчерским графиком нагрузок.
2. Обеспечение надежной и безопасной работы оборудования, исправного состояния зданий и сооружений, коммуникационных систем, путем проведения своевременного и качественного технического обслуживания, ремонта и модернизации в соответствии с требованиями ПТЭ, ПТБ, ППБ и других нормативно-технических документов.
3. Поддержание качества отпускаемой энергии в соответствии с требованиями ПТЭ и других нормативно-технических документов.
4. Выполнение диспетчерских графиков тепловой нагрузки.

Климатические характеристики расположения ЗТК характеризуется влиянием горно-долинной циркуляции. Средняя многолетняя температура воздуха равна 10 °С, самого холодного месяца (января) -4,7 °С, самого

тёплого месяца (июля) 23,8 °С. Заморозки в среднем начинаются 14 октября, заканчиваются 18 апреля. Устойчивые морозы держатся в среднем 67 суток - с 19 декабря по 23 февраля. Погода с температурой более 30 °С наблюдается в среднем 36 суток в году.

В год в среднем выпадает 600-650 мм осадков, главный максимум приходится на апрель - май, второстепенный - на октябрь - ноябрь. Засушливый период приходится на август. Средней датой образования устойчивого снежного покрова считается 30 октября, хотя его появление колеблется от 5 октября до 21 ноября. Средняя дата схода снега - 2 апреля (колеблется от 26 февраля до 12 мая). Чаще всего регистрируется юго-восточный ветер (30 %), его устойчивость растёт летом (37 %), падает зимой (19 %). Климат континентальный.

Температурные характеристики во временном разрезе, характерные для ЗТК, приведены в таблице 1.1. Результаты расчета градусо-суток отопительного периода представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 Температурные характеристики расположения ЗТК, °С.

Месяц	Средний минимум	Средняя	Средний максимум
январь	-8,4	-4,7	0,7
февраль	-6,9	-3	2,2
Март	-1,1	3,4	8,7
апрель	5,9	11,5	17,3
Май	11	16,6	22,4
Июнь	15,8	21,6	27,5
Июль	18	23,8	30
август	16,9	23	29,4
сентябрь	11,5	17,6	24,2
октябрь	4,6	9,9	16,3
ноябрь	-1,3	2,7	8,2
декабрь	-6,4	-2,8	2,3
Год	5	10	15,8

Таблица 1.2 Результаты расчета градусо-суток отопительного периода в соответствии с СНиП

№ п/п	Наименование расчетных параметров	Обозначение параметра	Единица измерения	Расчетное значение
1	Расчетная температура внутреннего воздуха	t_v	°С	10
2	Расчетная температура наружного воздуха	t_n^p	°С	-21
3	Продолжительность отопительного периода	$Z_{от}$	сут	168
4	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	$t_{от}$	°С	-1,6
5	Градусо-сутки отопительного периода	ГСОП	°С x сут	1948,8

1.2 Характеристика основного и вспомогательного оборудования ЗТК АО «АлЭС»

Объем реконструкции, предлагаемой в проекте входит замена паровых котлов (3 ед. БО-25-15 и 2 ед. ГМ-50-14) двумя паровыми котлами ДЕ-10-14 (для собственных нужд ЗТК) и двумя водогрейными котлами КВГМ-100-150 для теплоснабжения города. Также после реализации проекта будет введен в работу ЦТРП-2.

Паровые котлы предназначены для обеспечения паром существующего мазутного хозяйства Западного теплового комплекса. Один котел рабочий, один - резервный. Вырабатываемый одним из паровых котлов пар давлением $P_{\text{раб}} = 10,0...14,0$ кгс/см² и температурой 225 °С подается на регулятор давления. После регулятора пар давлением $P_{\text{раб}} = 7,0$ кгс/см² и температурой 225 °С направляется на существующее мазутное хозяйство ЗТК: подогреватели мазута, приёмную емкость, резервуары хранения мазута, эстакаду автослива мазута. Схемой также предусматривается возможность подачи пара давлением $P_{\text{раб}} = 10,0...14,0$ кгс/см² и температурой 225 °С, помимо регулятора, на мазутное хозяйство. Возврат конденсата от существующего мазутного хозяйства отсутствует. Характеристики котлов представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3-Техническая характеристика паровых котлов ЗТК

№ п/п	Тип котла	Паропроизводительность, т/ч	Давление пара, кгс/см ²	Температура пара, °С	Расчётный КПД, природный газ / мазут, %
1	ДЕ-10-14-225ГМ №1	10	14	225	93,2 / 91,0
2	ДЕ-10-14-225ГМ №2	10	14	225	93,2 / 91,0

Пар давлением $P_{\text{раб}} = 7,0$ кгс/см² после регулятора давления также направляется на пароводяные подогреватели сырой и химочищенной воды, на паро-механические форсунки водогрейных котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С и паровых котлов ДЕ-10-14-225ГМ, а также в атмосферные деаэраторы для подготовки питательной воды, идущей на питание паровых котлов.

Сырая вода после насосов сырой воды подогревается в пароводяном подогревателе сырой воды до температуры $t = + 25$ °С. Далее вода проходит через водоподготовительную установку (ВПУ). Химочищенная вода после ВПУ с $t = + 25$ °С направляется в пароводяной подогреватель химочищенной воды, где нагревается до температуры $t = + 80$ °С, и далее поступает в деаэрационно - питательную установку. В деаэраторы также направляются потоки конденсата от пароводяных подогревателей химочищенной и сырой воды и пар для подогрева деаэрированной воды.

Питание паровых котлов осуществляется смесью химочищенной воды и конденсата от подогревателей. Из деаэрационно - питательной установки питательными насосами вода подается на паровые котлы. Для использования тепла непрерывной продувки котлов запроектирован сепаратор непрерывной продувки и теплообменник.

Каждый котел комплектуется следующим оборудованием:

- дымососом ДН-10-1500, $Q = 20430,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 2,23 \text{ кПа}$, с электродвигателем $N = 30,0 \text{ кВт}$, $n = 1500 \text{ об./мин.}$, $U = 380 \text{ В}$ - 1 комплект;
- вентилятором дутьевым ВДН-10-1000, $Q = 13620,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 1,55 \text{ кПа}$, с электродвигателем $N = 11,0 \text{ кВт}$, $n = 1000 \text{ об./мин.}$, $U = 380 \text{ В}$ - 1 комплект;
- экономайзером чугунным, блочным ЭБ-2-236И - 1 комплект;
- коробом экономайзера верхним ЭБ-2-236 - 1 комплект.

Для очистки конвективных поверхностей котла от сажистых отложений, при работе на мазуте, предусмотрен генератор ударных волн типа ГУВ-38ПМД - 1 комплект на два котла.

Для подачи питательной воды на паровые котлы к установке приняты три насоса типа Wilo-Multivert, $Q = 10-12 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 210 \text{ м}$, с электродвигателем $N = 15,0 \text{ кВт}$, $n = 2950 \text{ об./мин.}$, $U = 380 \text{ В}$. Два насоса рабочих, один - резервный.

Для подачи сырой воды на ВПУ от городских водопроводных сетей, для создания необходимого давления, запроектированы два насоса типа ВК 5/24, $Q = 10-13 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 55-60 \text{ м}$, с электродвигателем $N = 11,0 \text{ кВт}$, $n = 1450 \text{ об./мин.}$, $U = 380 \text{ В}$. Один насос рабочий, один - резервный.

Для подогрева исходной воды перед водоподготовительной установкой до $t = +25 \text{ }^\circ\text{C}$ запроектирован пароводяной подогреватель сырой воды типа Lotus ВЕМ WS-0,42-100292, $Q = 0,42 \text{ МВт}$ ($0,36 \text{ Гкал/ч}$), $D_n = 133 \text{ мм}$, $F = 1,1 \text{ м}^2$ - 1 шт. Для подогрева химочищенной воды после Na-катионитных фильтров от $t = +25 \text{ }^\circ\text{C}$ до $t = +80 \text{ }^\circ\text{C}$ запроектирован пароводяной подогреватель химочищенной воды типа Lotus ВЕМ WS-0,77-100293, $Q = 0,77 \text{ МВт}$ ($0,66 \text{ Гкал/ч}$), $D_n = 159 \text{ мм}$, $F = 2,5 \text{ м}^2$ - 1 шт.

Среднечасовой расход пара на мазутное хозяйство Западного теплового комплекса (ЗТК) составляет 6-8 т/ч. Расход питательной воды на один котел ДЕ-10-14-225ГМ составляет 7-11 м³/ч. При перерывах в подаче природного газа на ЗТК, для обеспечения мазутом всего комплекса в максимально-зимнем режиме, при форсированном режиме разгрузки и приёма мазута возможна кратковременная работа двух котлов ДЕ-10-14-225ГМ. Для более экономичной и стабильной работы при среднечасовых расходах пара на мазутное хозяйство, для деаэрации питательной воды котлов ДЕ-10-14-225ГМ запроектированы две деаэрационно - питательные установки типа ДА-10/8 производительностью по 10 т/ч. В состав деаэрационно - питательной установки ДА-10/8 входят:

- деаэрационная колонка КДА-10, Q = 10 т/ч;
- деаэрационный бак БДА, V = 8 м³;
- охладитель выпара ОВА-2, F = 2 м²;
- комбинированное предохранительное устройство для защиты от аварийного повышения давления и уровня ДА-25.

В Западной Районной Котельной (ЗРК) департамента АО «АлЭС» ЗТК установлено восемь водогрейных котлов (из них ПТВМ-50 – 2 шт., ПТВМ-100 – 6 шт.). Характеристика водогрейных котлов и вспомогательного оборудования существующих котлов ЗТК без учета вновь введенных водогрейных котлов КВГМ-100 представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 Характеристики водогрейных котлов существующей части ЗТК

№	Тип оборудования	Техническая характеристика оборудования	Завод изготовитель	Завод. номер	Станц. номер	Год выпуска	Год начала эксплуатации
ЗРК (водогрейные котлы)							
1	ПТВМ-50	Q=50 Гкал T=70-150°C топливо: газ, мазут	Чехословакия	1941	ВК-1	1962	июль 1963
2	ПТВМ-50			2062	ВК-2	1963	июль 1963
3	ПТВМ-100	Q=100 Гкал T=70-150 °C топливо: газ, мазут	БелКЗ (Белгородский завод «Энергомаш»)	1127	ВК-3	1966	октябрь 1966
4	ПТВМ-100			2350	ВК-4	1973	ноябрь 1973
5	ПТВМ-100			2545	ВК-5	1974	декабрь 1974
6	ПТВМ-100			2669	ВК-6	1975	декабрь 1975
7	ПТВМ-100			2750	ВК-7	1975	декабрь 1975
8	ПТВМ-100			3141	ВК-8	1977	ноябрь 1977
НЗК (водогрейные котлы)							
1	КВГМ-100-150	Q=100 Гкал T=70-150 °C базовый режим T=110-150 °C пиковый режим топливо: газ, мазут	БелКЗ (Белгородский завод «Энергомаш»)	4234	№1	1984	январь 1986
2	КВГМ-100-150			4192	№2	1985	январь 1986
3	КВГМ-100-150			4402	№3	1986	декабрь 1989
4	КВГМ-100-150			4403	№4	1986	декабрь 1989

Котлы №1 и 2 – котлы типа ПТВМ-50.

Котёл ПТВМ-50 башенный водотрубный, радиационного типа, прямоточный с принудительной циркуляцией. Топка котла объёмом 10,9 м³ полностью экранирована трубами d 60 x 3 мм. Конвективная поверхность реконструирована с переходом с трубы d 28 x 3 мм на трубу d 32 x 3 мм с исключением гибов труб. Котлы ПТВМ-50 №1 и 2 работают в основном режиме.

С целью подавления выбросов окислов азота было сокращено количество работающих горелок с 12 до 10, а 2 воздуходувки №3 и 10 задействованы для вторичного дутья через сопла, размещённые выше основных горелок.

Теплопроизводительность котла регулируется изменением количества работающих горелок при постоянном расходе воды и переменном температурном перепаде.

В качестве индивидуальных воздуходувок рабочих и сбросных горелок на сопла вторичного дутья используются вентиляторы типа Ц-9-57 №4 – 12 шт. Дымовые газы из котла удаляются одним дымососом типа Д-20х2.

При работе на мазуте применяются механические форсунки ГРФМ.

Очистка конвективной поверхности котла от золовых отложений при сжигании мазута осуществляется путем обмывки поверхностей нагрева сетевой водой и использованием установки газоимпульсной очистки.

Котлы №3, 4, 5, 6, 7, 8 – котлы типа ПТВМ-100.

Котел ПТВМ - 100 - башенный, водотрубный, радиационного типа, прямоточный с принудительной циркуляцией. Топочная камера котла полностью экранирована трубами диаметром d 60 x 3 мм.

На котлах ПТВМ – 100 ст. № 3,4,6,7,8 с целью подавления выбросов окислов азота, было сокращено количество работающих горелок (форсунок): уменьшено с 16 до 12, а 4 воздуходувки задействованы для третичного дутья выше основных горелок.

Газомазутные горелки (12 шт.) и сбросные сопла (4 шт.) расположены на фронтном и заднем экранах топки. При работе на мазуте применяются механические форсунки. Каждая газомазутная горелка оборудована индивидуальным дутьевым вентилятором.

Водогрейный котел ВК-5 ЗРК был реконструирован. В ходе реконструкции котла №5 выполнено следующее: уменьшение угла скатов холодной воронки с 45° до 20°; установка шести трехпоточных горелок, по две на фронтном и заднем и по одной на боковых экранах топки; установка одного дутьевого вентилятора типа ВДН18-11 с двумя скоростями вращения 750/1000 об/мин производительностью Q =120/150 тыс.м³/ч и напором Н = 220/380 кгс/м² с приводом от электродвигателя мощностью N =105/250 кВт; установка одного дымососа ДН-18-2У производительностью Q =340 тыс.м³/ч и напором Н =350 кгс/м² с приводом от электродвигателя N = 160 кВт.

На котельной НЗК установлено четыре водогрейных котла КВГМ-100. Котел КВГМ-100 - прямоточный, П-образной компоновки, рассчитан для подогрева воды до 150°C с перепадом 80°C в основном режиме.

Топочная камера котла экранирована трубами диаметром 57 х 5 мм, образующими фронтной, два боковых и промежуточный экраны. Конвективные поверхности нагрева расположены в опускном газоходе, который сомкнут с топкой и дополнительно экранирован боковыми и задними панелями. Пакеты труб разделены по высоте на три одинаковые части, состоящие из вертикальных стояков диаметром 83х4мм и горизонтальных оребренных труб диаметром 38х4мм. Трубные пучки набраны в шахматном порядке. Вертикальные стояки присоединены к нижним и верхним камерам, размещенным на боковых стенах конвективной шахты.

Котел оборудован четырьмя газомазутными горелками с ротационными форсунками РГМГ-20, установленными по две на боковых стенах.

К горелкам подводятся два потока воздуха – первичный и вторичный. При работе на газе в горелки подаётся только вторичный воздух; при работе на мазуте – первичный и вторичный. Первичный воздух подаётся индивидуальным для каждой горелки вентилятором 19 ЦС-63.

Тягодутьевая установка представлена одним дымососом ДН-22-2-0,61ГМ с приводом от электродвигателя $N_{эл}=325$ кВт и $n=740$ об/мин и вентилятором ВДН-20 с приводом от электродвигателя $N_{эл}=400$ кВт и $n=980$ об/мин.

На котле №1 и 2 выполнена схема дополнительной подачи воздуха в топку через два сопла, размещённых над горелкой на расстоянии 0,35÷0,45 м от верхнего края амбразуры с наклоном в топку под углом 20÷25°. Отбор воздуха на сопла, в отличие от схемы, выполненной на котлах №3 и 4, осуществляется из общего воздуховода раздачи на горелки. На котлах №3 и 4 выполнена схема подачи в топку части направляемого в горелки воздуха через корбчатую перемычку от корпуса горелки после шиберов к соплу, размещённому на расстоянии 0,35 ÷ 0,45 м над верхним краем амбразуры горелок. Указанные схемы выполнены для снижения генерации оксидов азота в топках.

Очистка конвективных поверхностей нагрева от золовых отложений при сжигании мазута осуществляется использованием установок газоимпульсной очистки и обмывкой сетевой водой.

Котлы имеют ограничение установленной тепловой мощности до 75 Гкал/ч. Причинами ограничения являются низкая надёжность работы конвективных поверхностей из-за высокого теплонапряжения топочной камеры и прорыва общего факела в конвективный газоход, сокращения части конвективных и экранных поверхностей, вызванного внутренними отложениями с последующим пережогом и разрывом труб в начальный период эксплуатации котлов.

В новой котельной в проекте предусмотрены к установке два водогрейных котла типа КВ-ГМ-116,3(100)-150С в сейсмическом

исполнении, тепловой мощностью 100 Гкал/ч, производства ОАО "Завод котельного оборудования", г. Белгород (Россия).

Техническая характеристика котла:

- теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч) - 116,3 (100);
- температура воды на входе в котел, °С - 70;
- температура воды на выходе из котла, °С - 150;
- расчётная температура воздуха на входе в топку, °С - 20;
- расход воды через котел, м³/ч - 1250;
- гидравлическое сопротивление котла при номинальном расходе воды, МПа (кгс/см²), не более - 0,35 (3,5);
- аэродинамическое сопротивление газового тракта котла, Па (кгс/м²) - 2000 (200,0);
- КПД котла (брутто) при номинальной нагрузке, %:
 - при работе на природном газе - 93,0;
 - при работе на мазуте - 92,0;
- габаритные размеры котла с площадками обслуживания, мм:
 - длина - 13075;
 - ширина - 12500;
 - высота - 17400.

Котел комплектуется:

- 4-мя горелками газо-мазутными типа ГМ-30Х, Q = 30,0 МВт (25,8 Гкал/ч);
- 4-мя газовыми блоками БГ-8 к горелкам;
- 4-мя мазутными блоками к горелкам;
- для очистки конвективных поверхностей котла от сажистых отложений при работе котла на мазуте предусмотрена газо-импульсная очистка (ГИО-48).

По спецификации проекта котел комплектуется следующим оборудованием:

- дымососом типа ДН-24х2-0,62К, Q = 368,0 x 10³ м³/ч, H = 378 даПа, с электродвигателем N = 630,0 кВт, n = 750 об./мин., U = 10000 В - 1 комплект;
- дымососом рециркуляции дымовых газов типа ДН-12,5 с электродвигателем N = 75,0 кВт, n = 1500 об./мин., U = 380 В - 1 комплект;
- вентилятором дутьевым типа ВДН-20К, Q = 215,0 x 10³ м³/ч, H = 480 даПа, с электродвигателем N = 400,0 кВт, n = 1000 об./мин., U = 10000 В - 1 комплект.

Для поддержания температуры сетевой воды на входе в водогрейные котлы не ниже t = + 70 °С запроектированы два рециркуляционных насоса типа NKG 200-150-315, Q = 1000,0 м³/ч, H = 70 м, с электродвигателем N = 315,0 кВт, n = 3000 об/мин, U = 380 В. Оба насоса могут находиться в работе одновременно.

Запроектированные водогрейные котлы типа КВ-ГМ-116,3(100)-150С (2 шт.) подключаются к новой металлической дымовой трубе высотой 90 м, диаметром $D_u = 3,0$ м. Насосы сетевой и подпиточной воды устанавливаются в отдельно стоящем здании ЦТРП № 2.

Установленная тепловая мощность проектируемой части ЗРК, т. е. без учёта существующих котлов - 245,63 МВт (211,2 Гкал/ч), в том числе:

- по горячей воде - 232,6 МВт (200,0 Гкал/ч);
- по пару - 13,03 МВт (11,2 Гкал/ч; 20 т/ч).

Общая установленная тепловая мощность ЗРК - 594,53 МВт (511,2 Гкал/ч), в том числе:

- по горячей воде - 581,5 МВт (500,0 Гкал/ч);
- по пару - 13,03 МВт (11,2 Гкал/ч; 20 т/ч).

Общая установленная тепловая мощность ЗТК - 1524,93 МВт (1311,2 Гкал/ч). Согласно заданию на проектирование, параметры теплоносителя для теплоснабжения и горячего водоснабжения приняты:

- температурный график регулирования тепловой сети - 132-70 °С;
- система теплоснабжения - открытая, двухтрубная;
- режим работы котельной - круглосуточный, в отопительный период;
- категория по надёжности теплоснабжения потребителей - вторая.

Техническая характеристика основного насосного оборудования ЗТК представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5-Техническая характеристика насосного оборудования ЗТК

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во	Производительность м ³ /час	Напор м.вод.ст.	Мощность эл. привода кВт	Напряжение, кВ
ЦТРП							
1	Сетевой насос №1-4	СЭ-1250-70	4	1250	70	320	6
2	Сетевой насос №5-17	СЭ-1250-140	15	1250	140	630	6
3	Сетевой насос №18-21	СЭ-2500-60	4	2500	60	500	6
4	Сетевой насос №22,23	СЭ-1250-70	2	1250	70	320	6
ЗРК							
1	Сетевой насос	СЭ-1250-140	1	1250	140	630	6
2	Сетевой насос	14Д-6М	5	1250	125	630	6
НЗК							
1	Сетевой насос	ЦН-1000-180	7	1000	180	630	6
2	Подпиточный насос	СЭ-1250-70	5	1250	70	320	6
3	Рециркуляционный насос	СЭ-1250-140	2	1250	140	630	6

НС №6							
1	Разрядный насос	300Д-90	4	1250	64	320	6
2	Разрядный насос	300Д-90	4	1250	64	320	0,4

ЦТРП №2 размещается на территории Западного теплового комплекса АО "АлЭС", на месте здания химводоочистки в здании размерами 54х42х7,2 м.

ЦТРП №2 предназначен для увязки работы Западной районной котельной (ЗРК), ЦТРП-1, ТЭЦ-1; 2, а также распределения потоков по тепломагистралям ТМ8; ТМ9; ТМ13 и обеспечения нормальных гидравлических режимов у потребителей Юго-западной части зоны теплоснабжения АО «АЛТЭС» и, в частности, новых микрорайонов "Сайран" и "Уш-Тобе". Производительность ЦТРП №2 составляет 14000 т/час. Проектные расходы теплофикационной воды и параметры теплоносителя представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6- Характеристики тепломагистралей от ЦТРП №2

Тепломагистраль	Назначение трубопровода	Расход теплоносителя, т/ч	Температура теплоносителя, °С	Давление, кгс/см ²
ТМ8	T1	1960-4220	132	11.5-12.5
	T2	1530-3365	70	4.0-6.0
ТМ9	T1	1200:3890	132	11.5-12.5
	T2	2570:3365	70	4.0-6.0
ТМ13	T1	4750-5890	132	11.5-12.5
	T2	4030-5270	70	4.0-6.0

В ЦТРП №2 проектом предусмотрены три группы сетевых насосов:

1) Первая группа - высоковольтные сетевые насосы на обратном трубопроводе фирмы "GRUNDFOS" марки HS 350-250-630/623 производительностью 1250 м³/час (6 рабочих + 1 резервный) предназначенные для повышения давления в обратном трубопроводе перед котлами.

2) Вторая группа - сетевые высоковольтные насосы на обратных трубопроводах фирмы "IT Safco" (Австрия) марки SCT350/54 производительностью 2500м³/час (4 рабочих + 1 резервный) и сетевые низковольтные насосы фирмы "GRUNDFOS" марки HS 350-250-630/485 производительностью 1250 м³/ч (2 рабочих) с частотными преобразователями. Насосы второй группы предназначены для повышения давления в обратных трубопроводах тепломагистралей.

3) Третья группа — подпиточные насосы, установленные на подающем трубопроводе от ТЭЦ-1 фирмы "GRUNDFOS" марки NKG200-150-315 производительностью 1000 м³/ч (2 рабочих + 1 резервный) с частотными преобразователями предназначены для повышения давления в подающем трубопроводе от ТЭЦ-1 и передачи сетевой воды на смесительный напорный коллектор.

Дренажные насосы самовсасывающие вихревые консольные марки ВКС 10/45 для перекачивания дренажной воды из трубы в трубу. ЦТРИ N2 также оборудован:

1) Краном мостовым электрическим однобалочным опорным однопролетным грузоподъемностью 6,3 т., длина пролета 19,5 м., высота подъема 6 м.

2) Краном мостовым электрическим однобалочным подвесным двухпролетным грузоподъемностью 2,0 т, длина крана 10,8 м., высота подъема 6 м.

3) Регулятором давления, установленным на обратном трубопроводе, связывающем ЦТРИ №2 с ЦТРИ №1, производства ЗАО" Импульс" г. Волгодонск, который поддерживает постоянное давление "до себя" P=0,52.

При повышении давления регулятор срабатывает и сбрасывает воду на ЦТРИ №1. Приборами учета теплоты на подающих, обратных и подпиточных водоводах;

Приборами контроля параметров теплоносителя и регулирования.

Водогрейные котлы на ЗТК устанавливались в разные годы в период с 1963 по 1989 годы. Водогрейные котлы установленные в 60-х годах имеют наработку более 100 тыс.часов и период эксплуатации более 50 лет. Водогрейные котлы установленные в 70-е годы имеют наработку от 48 до 94 тыс.часов и период эксплуатации более 40 лет. Котлы установленные в 80-е годы имеют наработку от 30 до 50 тыс.часов и период эксплуатации более 30 лет. Для водогрейных котлов не существует понятия предельной наработки или паркового ресурса, но водогрейные котлы ПТВМ и КВГМ изготавливаются на срок эксплуатации до 20 лет.

Водогрейные котлы в течении года загружаются неравномерно. Водогрейные котлы №5-8 ЗРК в 2016-2018 годах практически не работали. Паровые котлы работают в год не более 3000 часов. До 2016 года шел спад загрузки водогрейных котлов, в 2016 году суммарная наработка котлов ЗТК составила всего 6560 часов, а в 2012 году наработка за год составила 23969 часов. К 2018 году загрузка водогрейных котлов несколько возросла до 12905 часов (рисунок 1.1).

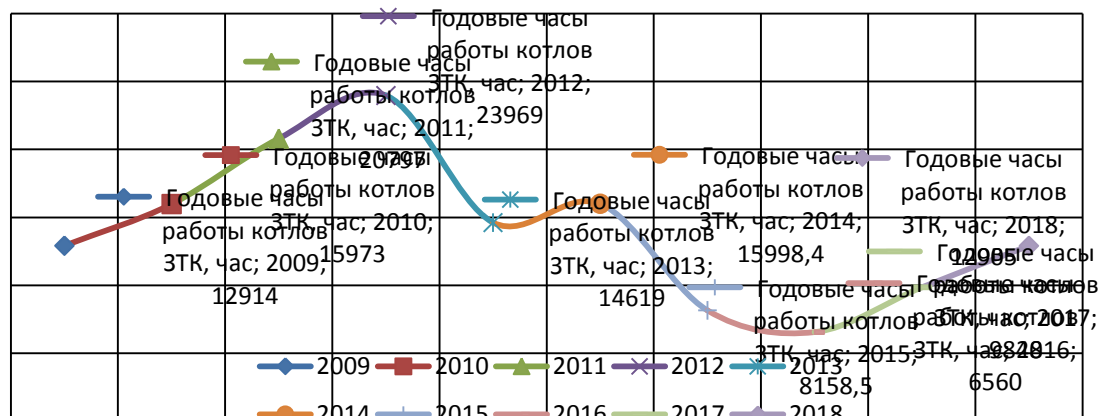


Рисунок 1.1 Годовые часы работы водогрейных котлов ЗТК

Водогрейная часть Западного теплового комплекса предназначена для работы в пиковом режиме совместно с работающей в базе ТЭЦ-2 для теплоснабжения центральной и западной части города и прилегающего промрайона. Располагаемая тепловая мощность используется для подогрева обратной сетевой воды до температуры, задаваемой диспетчером ТОО АлТС.

1.3 Расчет вновь устанавливаемого котла КВГМ-100

Расчет котла представлен в таблицах 1.7.

Таблица 1.7-Тепловой баланс котлоагрегата КВГМ-100-150С и часовой расход мазута

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
1	Низшая теплотворная способность топлива.	Q_H^P	Из исх. данных	кДж/кг	38799
2	Физическое тепло топлива	$I_{тл}$	$C_{тл} \cdot t_{тл}$	кДж/кг	199
3	Располагаемое тепло	Q_P^P	$Q_H^P + i_{тл}$	кДж/кг	38799+199=38998
4	Температура ух.газов	$\vartheta_{ух}$	Приним-ся с послед-м уточнением	$^{\circ}C$	150
5	Энтальпия ух.газов	$I_{ух}$	По табл. теплосод-ий.	кДж/кг	2610

6	Энтальпия воздуха ($t_{XB} \approx 10^0C$)	I_{XB}^0	$C_{BtB}V_0$	кДж/кг	$1,318 \cdot 10 \cdot 10,62 = 140$
7	Потеря тепла с уходящими газами	q_2	$\frac{(I_{YX} - \alpha_{YX} \cdot I_{XB}^0) \cdot 100}{Q_P^P}$	%	$\frac{2610 - 1,1 \cdot 140}{38998} \cdot 100 = 6,3$
8	Потеря тепла от механического недожога	q_4	Норм.м. (5-02)	%	0
9	Потеря тепла от хим-го недожога	q_3	----- // -----	%	0,5
10	Потеря тепла в окружающую среду	q_5	(5-01)	%	0,6
11	Сумма тепловых потерь	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$		$6,3 + 0,5 + 0 + 0,6 = 7,4$
12	Коэффициент полезного действия котлоагрегата	$\eta_{ка}$	$100 - \sum q$	%	$100 - 7,4 = 92,6$
13	Коэффициент сохранения тепла	φ	$1 - q_5/100$	---	$1 - 0,6/100 = 0,994$
14	Энтальпия воды на выходе	i''	Из таблицы Т.Д.	кДж/кг	633,5
15	Энтальпия питательной воды на входе ($t_{ра} t' = 70^0C$)	i'	То же	кДж/кг	295
16	Расход воды	D	$\frac{Q}{i'' - i'} \cdot 1000$	т/ч	$\frac{116,3 \times 3600}{633,5 - 295} = 1236$
17	Расход топлива	B_p	$\frac{Q \cdot 100}{Q_P^P \cdot \eta_{ка}}$	кг/ч	$\frac{11630000 \cdot 3600}{38998 \cdot 92,6} = 11603$
18	Видимое тепловое напряжение топочного объема	Q/V	$\frac{B_p \cdot Q_H^P}{V}$	$\frac{кДж}{м^3 \cdot ч}$	$\frac{11603 \cdot 38799}{314} = 1433709$

Таблица 1.8 Расчет теплообмена в топке

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
1	Объем топочной камеры	V_T	По констр-м харак-м	$м^3$	314
2	Полная лучевоспринимающая поверхность нагрева	ξH_d	То же	$м^2$	274
3	Условная степень экранирования топки	$\psi \xi$	--- // ---	--	$0,86 \cdot 0,65 = 0,559$
4	Характер пламени	--	---	--	Светящееся
5	Полная поверхность стен топки	$F_{ст}$		$м^2$	424
6	Эффективная толщина излуч-го слоя пламени	S	$3,6 \frac{V_T}{F_{ст}}$	$м$	$3,6 \cdot 314/424 = 2,67$

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
7	Температура газов на выходе из топки	V_T''	Принимается с последующим уточнением	$^{\circ}\text{C}$	1222
8	То же	T_T''	$V_T'' + 273$	К	$1222 + 273 = 1495$
9	Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	Из табл. объемов газов	--	0,122
10	Суммарная объемная доля водяных паров и трехатомных газов.	$r_{\text{п}}$	То же	--	0,248
11	Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и водяных паров.	$\rho_{\text{п}} S$	$Pr_n S (P=1 \text{ ат})$	--	$0,248 \cdot 2,67 = 0,66$
12	Коэффициент ослабления лучей	K_{Γ}	Номограмма 3	--	0,54
13	Сила поглощения топочной средой	k_{ps}	$k_{\Gamma} r_n s (P=1 \text{ ат})$	--	$0,54 \cdot 0,66 = 0,36$
14	Степень черноты несвет-ся газовой части пламени	a_{Γ}	Номограмма 2	--	0,3
15	Степень черноты светящейся части пламени	$a_{\text{св}}$	ЦКТИ. Уточненная методика теплового расчета, при $S \geq 2,5 \text{ м}$	--	0,9
16	Коэффициент, зависящий от вида и способа сжигания топлива	m	То же	--	0,8
17	Степень черноты факела	$a_{\text{ф}}$	$a_{\text{ф}} = m a_{\text{св}} + (1 - m) a_{\Gamma}$	--	$0,8 \cdot 0,9 + (1 - 0,8) \cdot 0,3 = 0,78$
18	Степень черноты топки	$a_{\text{т}}$	$\frac{a_{\text{ф}}}{a_{\text{ф}} + (1 - a_{\text{ф}}) \psi \xi}$	--	$\frac{0,78}{0,78 + (1 - 0,78) \cdot 0,559} = 0,86$
19	Относительное местоположение максимума температуры	X	Ут.мет-ка тепл-го расчета	--	0,3
20	Расчетный коэффициент	M	То же		$0,54 - 0,2 \cdot 0,3 = 0,48$
21	Коэффициент избытка воздуха в топке	$\alpha_{\text{т}}$	--	--	1,1
22	Температура воздуха, поступающего в топку	$t_{\text{хв}}$	Из исх.данных	$^{\circ}\text{C}$	10
23	Тепло, вносимое воздухом в топку	$Q_{\text{в}}$	$\alpha_{\text{т}} \cdot c_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} \cdot V_0$	кДж/кг	$1,1 \cdot 1,318 \cdot 10 \cdot 10,62 = 154$
24	Полезное тепловыделение в топке на 1 кг топлива	$Q_{\text{т}}$	$Q_{\text{п}}^{\text{р}} \frac{100 - q_3}{100} + Q_{\text{в}}$	кДж/кг	$38998 \frac{100 - 0,5}{100} + 154 = 38957$

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
2 5	Теоретическая температура сгорания топлива	ϑ_a	По табл. теплосодержания	$^{\circ}\text{C}$	1952
2 6	Температура газов на выходе из топки	ϑ_T''	$\frac{T_a}{M \left(\frac{4,9 \xi_{\text{Нл}} \cdot a_T \cdot T_a^3}{10^8 \varphi B_{\rho} V C_{\text{CP}}} \right)^{0,6} + 1} - 273$	$^{\circ}\text{C}$	$\frac{2225}{0,48 \left(\frac{4,9 \cdot 274 \cdot 0,86 \cdot 2225^3}{10^8 \cdot 0,993 \cdot 11603 \cdot 4,85} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1222$
2 7	Коэффициент сохранения тепла	φ	$1 - \frac{q_5}{\eta_{\text{KA}} + q_5}$	--	$1 - \frac{0,6}{92,6 + 0,6} = 0,993$
2 8	Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	$V C_{\text{CP}}$	$\frac{Q_T - I_T''}{\vartheta_a - \vartheta_T''}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}}$	$\frac{38957 - 24109}{1952 - 1222} = 20,3$
2 9	Энтальпия газов на выходе из топки	I_T''	По I- ϑ таблице	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	24109
3 0	Тепло, переданное излучением в топке	$Q_{\text{л}}$	$\varphi (Q_T - I_T'')$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$0,993 \cdot (38957 - 24109) = 14744$

Таблица 1.9 Расчет фестона

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
1	Полная поверхность нагрева фестона	$H_{\text{ф}}$	По констр-м харак-м	м^2	28,6
2	Лучевоспринимающая поверхность пучка фестона	$H_{\text{л}}$	То же	м^2	6,6
3	Диаметр труб	$d \times S$	По констр-м харак-м	--	57×5
4	Относит-ый поперечный шаг	S_1/d	То же	--	225/57=3,95
5	Относит-ый продольный шаг	S_2/d	То же	--	120/57=2,1
6	Число рядов труб по ходу газов	Z	--- // ---	--	4
7	Живое сечение для прохода газов	F	--- // ---	м^2	9,06
8	Эффективная толщина излучающего слоя газов	S	--- // ---	м	0,472
9	Расчетная поверхность нагрева фестона	$H_{\text{р}}$	$H_{\text{ф}} - H_{\text{л}}$	м^2	22
1 0	Температура газов перед фестонам	ϑ'	Из расчета топки	$^{\circ}\text{C}$	1222

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
1 1	Энтальпия газов	I'_T	--- // ---	кДж/к г	24109
1 2	Температура газов за фестоном	ϑ''	Принимается с послед-им уточнением	$^{\circ}\text{C}$	1183
1 3	Энтальпия газов за фестоном	I''	По табл. тепл-ий	кДж/к г	23257
1 4	Тепловосприятие газохода фестона (по балансу)	Q_6	$\varphi (I' - I'')$	кДж/к г	$0,993(24109 - 23257) = 846$
1 5	Средняя температура воды	t_{cp}	$(t' + t'')/2$	$^{\circ}\text{C}$	$0,5(70 + 150) = 110$
1 6	Средняя температура газов	ϑ	$(\vartheta' + \vartheta'')/2$	$^{\circ}\text{C}$	$0,5(1222 + 1183) = 1202$
1 7	Средний температурный напор	Δt	$\vartheta - t_{cp}$	$^{\circ}\text{C}$	$1202 - 110 = 1092$
1 8	Объем газов на 1 кг топлива (при $\alpha = 1,1$)	V_{Γ}	По табл. объемов газов	$\text{м}^3/\text{кг}$	12,56
1 9	Объемная доля H_2O	$r_{\text{H}_2\text{O}}$	То же	--	0,122
2 0	Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров	r_{Π}	То же	--	0,248
2 1	Средняя скорость газов	ω	$\frac{B_p}{3600} \cdot \frac{V_{\Gamma}}{F} \cdot \frac{\vartheta + 273}{273}$	$\frac{\text{м}}{\text{сек}}$	$\frac{11603 \cdot 12,56 \cdot (1202 + 273)}{3600 \cdot 9,06 \cdot 273} = 24,2$
2 2	Коэф. теплоотдачи конвекцией	α_K	По ном-ме 12 $\alpha_{\text{H}} C_z C_s C_{\Phi}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}$	103
2 3	Коэф. загрязнения	ε	По п. 7-49 рис 7-9 (Н.м.)	$\frac{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}{\text{Вт}}$	0,005
2 4	Суммарная поглощательная способность газов	$P_{\Pi S}$	$P_{\Pi} S (P = 1 \text{ ат})$	--	$0,248 \cdot 0,472 = 0,117$
2 5	Коэф. ослабления лучей газами	K_{Γ}	По номограмме 3	--	1,05
2 6	Сила поглощения запыленного потока	k_{ps}	$K_{\Gamma} r_{\Pi S} (P = 1 \text{ ат})$	--	$1,05 \cdot 0,117 = 0,123$
2 7	Температура загрязнения стенки трубы	t_3	$t_{cp} + \frac{Q_6 \cdot B_p}{H_p} \cdot \varepsilon$	$^{\circ}\text{C}$	$110 + \frac{846 \cdot 11603}{22} \cdot 0,005 \cdot \frac{1000}{3600} = 730$
2 8	Коэффициент теплоотдачи излучением	α_L	Номограмма 19 $\alpha C_z \alpha_{\text{Л}}^H$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}$	63,3
2 9	Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_K + \alpha_L}{1 + \varepsilon(\alpha_K + \alpha_L)}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}$	$\frac{103 + 63,3}{1 + 0,005 \cdot (103 + 63,3)} = 90,7$

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
30	Тепловсприятие фестона	Q_T^ϕ	$\frac{kH_p \Delta t}{B_p}$	кДж/кг	$\frac{90,7 \cdot 22 \cdot 1092}{11603} \cdot 3,6 = 836$
31	Разница в тепловсприятии по балансу и уравнению теплопередачи	--	$\frac{Q_T^\phi - Q_\phi^\phi}{Q_\phi^\phi} \cdot 100$	%	$\frac{836 - 846}{846} \cdot 100 = 1,1$

Не баланс не превышает допустимых 5% для фестона

Таблица 1.10 Расчет поворотной камеры

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
1	Лучевоспринимающая поверхность поворотной камеры	H_L	По констр-м харам-м	m^2	49,3
2	Эффект-ая толщина излучающего слоя	S	То же	м	1,44
3	Расчетный расход топлива	B_p	Из теплового баланса	кг/ч	11603
4	Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	По табл. об.газов	--	0,122
5	Объемная доля трехатомных газов	$r_{п}$	По табл. об.газов	--	0,248
6	Температура газов на входе	ϑ'	Из расчета фестона	$^{\circ}C$	1183
7	Энтальпия газов на входе	I'	То же	кДж/кг	23257
8	Ср. температура воды	t_{cp}	--- // ---	$^{\circ}C$	$0,5(70+150)=110$
9	Теплов-е поверхности нагрева	Q_B	Принимается предварительно	кДж/кг	846
10	Коэффициент загрязнения	ε	Пункт 7.49	$\frac{m^2 \cdot ^{\circ}C}{Bm}$	0,009
11	Температура загрязненной поверхности труб	t_z	$t_{cp} + \frac{B_p \cdot Q_B \cdot \varepsilon}{H_L}$	$^{\circ}C$	$110 + \frac{11603 \cdot 846}{49,3} \cdot 0,009 \cdot \frac{1000}{3600} = 607$
12	Суммарная поглатательная способность газов	$P_{пS}$	$Pr_{пS} (p=1 \text{ ат})$	--	$0,248 \cdot 1,44=0,357$
13	Коэф. ослабления лучей газами	k_r	По номогр. 3	--	0,75
14	Сила поглощения запыленного потока	k_{ps}	$k_r pr_{пS} (p=1 \text{ ат})$	--	$0,75 \cdot 0,357=0,268$
15	Степень черноты	a	По номогр. 2	--	0,25
16	Коэф. теплоотдачи излучением	α_L	Ном-ма 19 аС _z α_L	$\frac{Bm}{m^2 \cdot ^{\circ}C}$	87

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
17	Тепловосприятие поверхности нагрева	Q_L	$\frac{\alpha_L (g' - t_3) H_L}{B_P}$	кДж/кг	$\frac{87(1183 - 607)49,3}{11603} \cdot 3,6 = 817$
18	Расхождение с принятым ранее значением	--	$\frac{Q_L - Q_B}{Q_B} \cdot 100$	%	$\frac{817 - 846}{846} \cdot 100 = -3,4$
19	Энтальпия газов после поворотной камеры	I''	$I' - \frac{Q_B}{\varphi} + \Delta \alpha I_{XB}^0$	кДж/кг	$23257 - \frac{846}{0,993} + 2 = 22403$
20	Температура газов после поворотной камеры	g''	По I- g таблице	$^{\circ}\text{C}$	1142

Таблица 1.11 Расчет конвективной части котла

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
1	Диаметр труб	$d \times S$	По констр-м харак-м.	--	38×4
2	Расположение труб	--	То же	--	Шахматное
3	Суммарная поверхность нагрева	H	$H_I + H_{II} + H_{III} + H_{IV}$	м^2	3210
4	Живое сечение для прохода газов	F	по констр. харак-ам	м^2	12
5	Число рядов по ходу часов	Z	То же	--	52
6	Эф. Толщина излуч-го слоя	S	То же	м	0,089
7	Расчетный расход топлива	B_P	Из теплового баланса	кг/ч	11603
8	Средний объем газов	V_G	Из расч. прод. сгорания	$\text{м}^3/\text{кг}$	13,0
9	Объемная доля трехатомных газов	$r_{\text{п}}$	То же	--	0,239
10	Объемная доля водяных паров	$r_{\text{H}_2\text{O}}$	То же	--	0,118
11	Температура газов перед поверхностью	g'	Из расчета поворотной камеры	$^{\circ}\text{C}$	1142
12	Энтальпия газов перед поверхностью	I'	То же	кДж/кг	22413
13	Тепло присосанного воздуха	$I_{\text{пр}}$		кДж/кг	20,1

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
14	Температура газов за поверхностью	ϑ''	Принята предварительно	$^{\circ}\text{C}$	156
15	Энтальпия газов за поверхностью	I''	По I- ϑ таблице	кДж/кг	2716,8
16	Тепловосприятие по балансу	Q_6	$\varphi(I'-I''+I_{np})$	кДж/кг	$0,993(22413-2716,8+20,1)=19578$
17	Температура воды на входе	t'	--	$^{\circ}\text{C}$	106
18	Температура воды на выходе	t''	--	$^{\circ}\text{C}$	148
19	Большой температурный напор	Δt_6	$\vartheta' - t'$	$^{\circ}\text{C}$	$1142-106=1036$
20	Наименьший температурный напор	Δt_m	$\vartheta'' - t''$	$^{\circ}\text{C}$	$156-148=8$
21	Средний температурный напор	Δt	$\frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2,3 \lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}$	$^{\circ}\text{C}$	$\frac{1036 - 8}{2,3 \lg \frac{1036}{8}} = 365$
22	Средняя температура газов	ϑ_{cp}	$0,5(\vartheta' - \vartheta'')$	$^{\circ}\text{C}$	$0,5(1142+156)=649$
23	Секундный расход газов	V_{Γ}^{CEK}	$\frac{V_{\Gamma} Bp(\vartheta_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273}$	$\text{м}^3/\text{сек}$	$\frac{13 \cdot 11603(649 + 273)}{3600 \cdot 273} = 141,5$
24	Средняя скорость газов	ω_{Γ}	V_{Γ}^{CEK} / F	м/сек	$141,5/12=11,8$
25	Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_k	По ном-ме 12 $\alpha_n C_{\Phi} \cdot C_s \cdot C_z$	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$	114,8
26	Тепловое напряжение поверхности нагрева	q	$\frac{B_p \cdot Q_6}{H}$	$\text{Вт}/\text{м}^2$	$\frac{11603 \cdot 19578}{3210} \cdot \frac{1000}{3600} = 19658$
27	Коэф. загрязнения	ε	--	$\frac{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}{\text{Вт}}$	0,011
28	Температура наружных загрязнений стенки	t_3	$t + \varepsilon q$	$^{\circ}\text{C}$	$110 + 0,011 \cdot 19658 = 326$
29	Суммарная поглощательная способность газов	P_{nS}	$Pr_{nS} (p=1 \text{ ат})$	--	$0,239 \cdot 0,089 = 0,0213$
30	Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	k_{Γ}	Номограмма 3	--	5,9
31	Суммарная сила поглощения потока	k_{ps}	$k_{\Gamma} pr_{nS} (p=1 \text{ ат})$		$5,9 \cdot 0,0213 = 0,1256$

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
32	Степень черноты газов	a	По номограмме 2	--	0,125
33	Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_{л}$	По номограмме 19 $\alpha_{л}$ на $C_{г}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$	13,64
34	Коэф. теплопередачи от газов к воде	k	$\frac{\alpha_{к} + \alpha_{л}}{1 + \varepsilon(\alpha_{к} + \alpha_{л})}$	Вт/м ²	$\frac{114,8 + 13,64}{1 + 0,011(114,8 + 13,64)} = 53$
35	Тепловосприятие поверхности по уравнению теплопередачи	$Q_{т}$	$\frac{kH\Delta t}{B_p}$	кДж/кг	$\frac{53 \cdot 3210 \cdot 365}{11603} \cdot 3,6 = 19267$
36	Расхождение принятым с ранее значением	--	$\frac{Q_{т} - Q_{б}}{Q_{б}} \cdot 100$	%	$\frac{19267 - 19578}{19578} \cdot 100 = -1,5$

Таблица 1.12 Определение невязки теплового баланса

№	Расчетные величины	Обозн-е	Расчетная формула или способ определения	Разм-ть	Числовые величины
1	2	3	4	5	6
1	Полезно используемое тепло от располагаемого тепла	Q''	$Q_p^p \cdot \eta_{к.а.} \cdot 0,01$	ккал/м ³	$38998 \cdot 92,6 \cdot 0,01 = 36112$
2	Полезно используемое тепло по отдельным элементам КА:				
	В топке	$Q_{т}$	Из расчета топки	кДж/м ₃	14744
	В фестоне	$Q_{б}$	Из расчета фестона	кДж/м ₃	836
	В поворотной камере	$Q_{б}$	Из расчета поворотной камеры	кДж/м ₃	846
	В конвективной части	$Q_{б}$	Из расчета конвективной части	кДж/м ₃	19578
3	Сумма полезного используемого тепла по отдельным элементам котлоагрегата	Q	$\sum Q$	кДж/м ₃	36004

4	Расчетная тепловая котлоагрегата	невязка баланса	ΔQ	$Q'' - Q \frac{100 - q_4}{100}$	кДж/м ³	36112-36004=108
5	Относительная тепловая	невязка баланса К.А.	--	$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100$	%	$\frac{108}{38998} \cdot 100 = 0,3$

2. Топливоснабжение ЗТК

В соответствии с заданием на выполнение дипломного проекта, основное топливо для котельной - природный газ с $Q_n^p = 33,52 \text{ МДж/нм}^3$ (8000 ккал/нм³). В таблице 2.1 приведены максимальные расчётные часовые расходы природного газа для вновь вводимых и существующих котлов котельной ЗРК.

Таблица 2.1- Расход основного топлива для ЗРК

№ п/п	Тип котла	Расход топлива
		Природный газ, нм ³ /ч
1.	Проектируемые котлы: - 2 х ДЕ-10-14-225ГМ-О (1 рабочий, 1 резервный);	787 (для одного котла)
	- 2 х КВ-ГМ-116,3(100)-150.	26970
2.	Существующие котлы: - 2 х ПТВМ-100;	28154
	- 2 х ПТВМ-50.	13952
	Итого:	69863

Резервное топливо для котельной - мазут марки "М100" с $Q_n^p = 42,193 \text{ МДж/кг}$ (10070 ккал/кг). В таблице 2.2 приведены максимальные расчётные часовые расходы мазута для вновь вводимых и существующих котлов котельной ЗРК.

Таблица 2.2-Расход резервного топлива для ЗРК

№ п/п	Тип котла	Расход топлива
		Мазут, кг/ч
1.	Проектируемые котлы: - 2 х ДЕ-10-14-225ГМ-О (1 рабочий, 1 резервный);	633 (для одного котла)
	- 2 х КВ-ГМ-116,3(100)-150.	21588

2.	Существующие котлы:	
	- 2 x ПТВМ-100;	22828
	- 2 x ПТВМ-50.	11414
	Итого:	56463

Доставка мазута на площадку Западного теплового комплекса осуществляется автотранспортом. Реконструкция существующего мазутного хозяйства Западного теплового комплекса на данном этапе проектирования не предусматривается.

2.1 Газоснабжение

Подача газа требуемых параметров к котлам предусматривается от существующего, подлежащего реконструкции, ГРП-40, расположенного на площадке Западного теплового комплекса (см. объект 4378-4).

От ГРП-40 запроектированы самостоятельные коллекторы к проектируемым паровым котлам ДЕ-10-14-225ГМ-О, к проектируемым водогрейным котлам КВ-ГМ-116,3-150С, а также штуцер для подсоединения к коллектору газа на существующие котлы ПТВМ-50, ПТВМ-100 ст. № 1...4.

В соответствии с требованиями НТД РК в дипломном проекте на подводящих газопроводах к котельной с водогрейными котлами КВ-ГМ-116,3(100)-150С и паровыми котлами ДЕ-10-14-225ГМ-О предусмотрены:

- отключающее устройство с изолирующим фланцем на наружной стене здания;
- быстродействующий запорный клапан с электроприводом;
- на газопроводах котлов перед каждой горелкой по ходу газа устанавливаются два предохранительных запорных клапана и регулирующая арматура;
- счётчики газа на отводе к каждому котлу (для паровых котлов счётчики газа устанавливаются по просьбе эксплуатирующей организации)

На газопроводах котлов и общих газопроводах котельной предусмотрены продувочные газопроводы (свечи), которые выводятся за пределы здания котельной. На продувочных газопроводах устанавливаются штуцеры с арматурой для отбора проб. На газопроводе перед последним по ходу газа запорным устройством, у горелки каждого котла, предусмотрен трубопровод безопасности, оснащённый отключающим устройством с электроприводом.

Трубопровод безопасности также выводится за пределы здания котельной.

Водогрейный котел КВ-ГМ-116,3(100)-150С комплектуется четырьмя газо-мазутными горелками ГМ-30Х с паро-механическими форсунками. В таблице 2.3 приведена техническая характеристика горелки ГМ-30Х.

Таблица 2.3-Характеристики газомазутной горелки

Наименование параметров	Ед. изм.	Параметры
Номинальная тепловая мощность	МВт (Гкал/ч)	30,0 (25,8)
Номинальное давление газа перед горелкой	МПа (кгс/см ²)	0,03 (0,3)
Номинальное давление мазута перед горелкой	МПа (кгс/см ²)	2,0 (20,0)

Расход газа на котел КВ-ГМ-116,3-150С в соответствии с расчетом - 13485 м³/ч. Подача газа к горелкам водогрейных котлов запроектирована через блоки газооборудования БГ-8, поставляемые комплектно с котлом. Паровой котел ДЕ-10-14-225ГМ-О комплектуется одной газо-мазутной горелкой ГМ-7 с паро-механической форсункой ФП. В таблице 2.4 приведена техническая характеристика газо-мазутной горелки ГМ-7.

Таблица 2.4 Характеристики горелки ГМ-7

Наименование параметров	Ед. изм.	Параметры
Номинальная тепловая мощность	МВт (Гкал/ч)	8,14 (7,0)
Номинальное давление газа перед горелкой	МПа (кгс/см ²)	0,025...0,031 (0,25...0,31)
Номинальное давление мазута перед горелкой	МПа (кгс/см ²)	1,8 (18,0) ± 0,4 (4,0)

Расход газа на котел - 787 м³/ч. Подача газа к горелкам паровых котлов запроектирована через блоки газооборудования БГ-3.

Суммарный расход газа на котельную (для вновь установленных рабочих котлов) составляет 27757 м³/ч.

Работа горелок с блоками газооборудования в комплексе с системой управления осуществляется в автоматическом режиме с выполнением следующих функций:

- регулирование расхода газа;
- обеспечение безопасного розжига с автоматической опрессовкой своих запорных устройств;
- отсечка газа при нарушении технологических параметров работы котла, недопустимом отклонении давления газа, воздуха перед горелкой или при погасании факела.

Применение автоматизированных блоков газооборудования позволяет исключить возможность взрыва в топке котла и "хлопка" при розжиге горелки.

В состав блоков БГ входят трубопроводы, отключающая, регулирующая, предохранительная арматура, продувочный газопровод с арматурой, газопровод безопасности с арматурой, КИП.

2.2 Мазутоснабжение

Резервное топливо для ЗТК - мазут марки "М100" с $Q_n^p = 42,193$ МДж/кг (10070 ккал/кг). Мазутоснабжение ЗРК, в соответствии с заданием на проектирование, принято от существующего мазутного хозяйства ЗТК. Схема подачи мазута к котлам циркуляционная.

Подключение паромазутопроводов проектируемых паровых и водогрейных котлов запроектировано к существующему узлу ввода паромазутопроводов ЗРК, расположенному в существующей водогрейной котельной. Горелки ГМ-30Х водогрейных котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С комплектуются паро-механическими форсунками ФПМ-4000/1500.

Расход мазута на котел КВ-ГМ-116,3(100)-150С - 10,794 т/ч. Давление мазута, подаваемого к горелкам ГМ-30Х - 2,0-2,2 МПа (20-22 кгс/см²).

Давление пара на распыл мазута перед форсункой - 0,4-0,6 МПа (4,0-6,0 кгс/см²).

Удельный расход пара на распыл мазута при номинальном режиме - 0,02 кг/кг. Давление мазута, подаваемого к горелкам паровых котлов ДЕ-10-14-225ГМ-О - 1,8...2,2 МПа (18...22 кгс/см²).

Расход мазута на котел - 0,633 т/ч.

Давление пара на распыл мазута перед форсункой - 0,2 МПа (2,0 кгс/см²).

Удельный расход пара при номинальном режиме - 0,05 кг/кг.

Суммарный расход мазута на котельную для вновь установленных рабочих котлов составляет 22,221 т/ч.

В соответствии с "Правилами взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках" РД 34.03.351-93, на отводе мазутопровода к каждому котлу КВ-ГМ-116,3-150С запроектированы:

- запорное устройство с электрическим приводом;
- фланцевое соединение для установки заглушки с приспособлением для разжима фланцев с токопроводящей перемычкой;
- устройство для продувки мазутопровода и форсунок паром;
- расходомерное устройство;
- предохранительно-запорный клапан (ПЗК);
- регулирующий клапан.

На линии подвода мазута к форсункам устанавливаются:

- запорное устройство с электрическим приводом;
- запорное устройство с ручным приводом.

Подача мазута к горелкам водогрейных котлов запроектирована через блоки мазутные АМЦЭ.

Работа горелок с блоками мазутооборудования в комплексе с системой управления осуществляется в автоматическом режиме с выполнением следующих функций:

- регулирование расхода мазута;
- контроль рабочего давления топлива и пара;
- предотвращение попадания топлива в паровую линию;
- визуальный контроль исправности мазутной запорной арматуры;
- отключение подачи топлива при аварийных ситуациях.

Продувка мазутопроводов предусматривается паром $P = 0,4...0,5$ МПа через штуцеры с запорными устройствами.

Дренажи мазутопроводов сбрасываются в бак сбора дренажей, откуда насосами перекачиваются в дренажный приямок существующей мазутонасосной.

3. Технологические схемы

3.1 Тепловая схема котельной

Функционально тепловая схема Западной районной котельной делится на две независимые части: паровую - вспомогательную и водогрейную - основную.

Паровая часть котельной

Паровые котлы предназначены для обеспечения паром существующего мазутного хозяйства Западного теплового комплекса.

Устанавливаются два котла типа ДЕ-10-14-225ГМ-О.

Один котел рабочий, один - резервный.

Вырабатываемый одним из паровых котлов пар давлением $P_{раб} = 1,0...1,4$ МПа ($10,0...14,0$ кгс/см²) и температурой 225 °С подается на регулятор давления.

После регулятора пар давлением $P_{раб} = 0,7$ МПа ($7,0$ кгс/см²) и температурой 225 °С направляется на существующее мазутное хозяйство ЗТК: подогреватели мазута, приёмную емкость, резервуары хранения мазута, эстакаду автослива мазута.

Схемой также предусматривается возможность подачи пара давлением $P_{раб} = 1,0...1,4$ МПа ($10,0...14,0$ кгс/см²) и температурой 225 °С, помимо регулятора, на мазутное хозяйство.

Возврат конденсата от существующего мазутного хозяйства отсутствует (письмо АО "Алматинские электрические станции" № 08-4925 от 28.09.2010 г.).

Пар давлением $P_{раб} = 0,7$ МПа ($7,0$ кгс/см²) после регулятора давления также направляется на пароводяные подогреватели сырой и

химочищенной воды, на паро-механические форсунки проектируемых водогрейных котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С и паровых котлов ДЕ-10-14-225ГМ-О, а также в атмосферные деаэраторы для подготовки питательной воды, идущей на питание паровых котлов.

Сырая вода после насосов сырой воды подогревается в пароводяном подогревателе сырой воды до температуры $t = + 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Далее вода проходит через водоподготовительную установку (ВПУ).

Химочищенная вода после ВПУ с $t = + 25 \text{ }^\circ\text{C}$ направляется в пароводяной подогреватель химочищенной воды, где нагревается до температуры $t = + 80 \text{ }^\circ\text{C}$, и далее поступает в деаэрационно-питательные установки. В деаэраторы также направляются потоки конденсата от пароводяных подогревателей химочищенной и сырой воды и пар для подогрева деаэрированной воды.

Питание паровых котлов осуществляется смесью химочищенной воды и конденсата от подогревателей. Из деаэрационно-питательных установок питательными насосами вода подается на паровые котлы.

Для использования тепла непрерывной продувки котлов запроектирован сепаратор непрерывной продувки и теплообменник.

Пар от сепаратора направляется в атмосферные деаэраторы, а вода - в теплообменник для подогрева части химочищенной воды.

Выпар атмосферных деаэраторов через охладители выпара используется для подогрева части химочищенной воды, поступающей в деаэраторы. Неконденсирующиеся газы отводятся в атмосферу.

Водогрейная часть котельной

Тепловая схема запроектированной водогрейной части котельной с котлами КВ-ГМ-116,3(100)-150С и тепловая схема существующей водогрейной части котельной с котлами ПТВМ-50 и ПТВМ-100 увязаны с технологической схемой ЦТРП № 2. Отпуск тепла предусматривается по температурному графику 132-70 $^\circ\text{C}$.

Для отпуска тепла по заданному температурному графику и увязки гидравлических режимов работы проектируемых котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С и существующих котлов ПТВМ-50, ПТВМ-100 в котельной запроектирован регулятор давления (перепуска) для подачи части обратной сетевой воды, помимо всех водогрейных котлов, в смесительный коллектор ЦТРП № 2.

Обратная сетевая вода от сетевых насосов ЦТРП № 2 подается в запроектированный коллектор обратной сетевой воды котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С и в существующий коллектор обратной сетевой воды котлов ПТВМ-50, ПТВМ-100.

Сетевая вода от коллектора прямой сетевой воды котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С и от существующего коллектора прямой сетевой воды котлов ПТВМ-50 и ПТВМ-100 поступает в смесительный коллектор прямой сетевой воды ЦТРП № 2 и далее направляется в тепловую сеть к потребителям по магистралям ТМ8; ТМ9; ТМ13.

Для выполнения требований заводов-изготовителей и типовых инструкций по эксплуатации газо-мазутных водогрейных котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С и котлов ПТВМ:

- поддержание температуры обратной сетевой воды на входе в котел не ниже + 70 °С;

- поддержание постоянного расхода воды через котел - в котельной запроектированы насосы рециркуляции.

Насосы рециркуляции запроектированы общие на проектируемые котлы КВ-ГМ-116,3(100)-150С и существующие котлы ПТВМ-50, ПТВМ-100. Сетевая вода на всас насосов рециркуляции поступает от коллектора прямой сетевой воды котлов КВ-ГМ-116,3-150С.

От напорного коллектора насосов рециркуляции через регулятор давления прямая сетевая вода подается в трубопровод обратной сетевой воды котлов КВ-ГМ-116,3(100)-150С.

Для обеспечения требуемых параметров работы в ячейке каждого котла КВ-ГМ-116,3(100)-150С запроектированы регуляторы расхода сетевой воды через котел.

Заданная температура на выходе из котлов КВ-ГМ-116,3-150С поддерживается регуляторами топлива, воздуха и разрежения каждого котла.

Реконструкция существующей части водогрейной котельной ЗРК с котлами ПТВМ (4 шт.) на данном этапе не предусматривается.

Подпиточная вода на восполнение утечек в тепловой сети и на систему горячего водоснабжения, в соответствии с заданием на проектирование, поступает от ТЭЦ-2 в ЦТРП № 2.

Дренажи и сливы от котлов КВ-ГМ-116,3-150С и трубопроводов собираются в сборный дренажный коллектор Ду1200 мм, откуда перекачиваемыми насосами подаются во всасывающий коллектор первой группы сетевых насосов ЦТРП № 2.

Балансовая схема работы ЗРК при установке двух водогрейных котлов КВ-ГМ-116,3-150С представлена на рисунке 3.1.

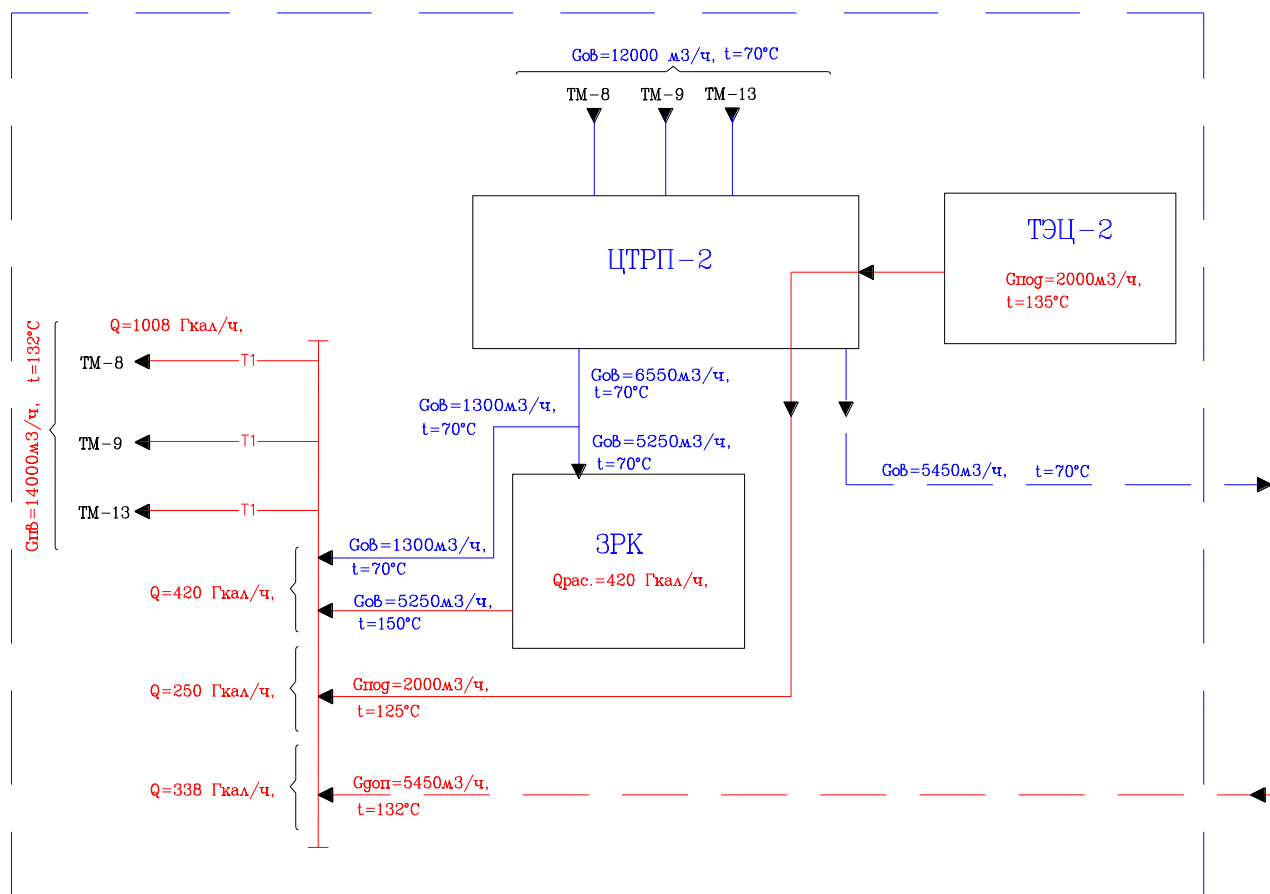


Рисунок 3.1- Балансовая схема ЗТК

3.2 Схема водоподготовительной установки

Водоподготовительная установка запроектирована только для обработки воды, идущей на питание паровых котлов.

В целях обеспечения требований по качеству питательной воды для паровых котлов, в соответствии с п. 11.15. СНиП РК 4.02-08-2003 "Котельные установки" и в соответствии с химическим анализом исходной воды, обработка исходной воды принята по схеме двухступенчатого Na-катионирования.

Схема обработки воды и оборудование водоподготовительной установки приняты по рекомендациям Центра "Водно-технологические и водно-химические режимы" некоммерческого АО «Алматинский институт энергетики и связи».

Обработка исходной воды предусматривается в двух автоматических установках Na-катионирования (умягчения) воды непрерывного (дуплекс) действия типа VAD 9500/1700/SE производительностью $Q = 10,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ каждой установки.

Одна установка - 1-ая ступень Na-катионирования, вторая установка - 2-ая ступень Na-катионирования.

Исходная вода из хозяйственно-питьевого водопровода подается на насосы сырой воды.

Насосами вода подается на пароводяной подогреватель сырой воды, который запроектирован для предотвращения запотевания оборудования и улучшения ионообменной способности загрузочного материала фильтров.

От подогревателя сырой воды вода с $t = + 25 \text{ }^\circ\text{C}$ поступает на ВПУ 1-ой ступени и затем с общей жёсткостью $0,1 \text{ мг-экв/дм}^3$ направляется на 2-ую ступень.

После ВПУ химочищенная вода с общей жёсткостью $0,010...0,015 \text{ мг-экв/дм}^3$ подается на пароводяной подогреватель химочищенной воды.

После подогревателя химочищенная вода с $t = + 80 \text{ }^\circ\text{C}$ направляется в деаэрационно-питательные установки.

Согласно расчётам и в соответствии с химическим анализом исходной воды ($J_0 = 4,90 \text{ мг-экв/дм}^3$) на расчётную производительность $Q = 10,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, расход воды и стоки от установки Na-катионирования 1-ой ступени составляют:

- расход воды на приготовление раствора соли на регенерацию одного фильтра - 215 л;
- максимальный поток сточных вод от регенерации одного фильтра - $3,4 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- количество стоков от регенерации одного фильтра - $2,2 \text{ м}^3$.

Расход поваренной соли на одну регенерацию Na-катионитного фильтра 1-ой ступени составляет 64,8 кг. Межрегенерационный период работы фильтра - 6 часов.

Время регенерации каждого фильтра составляет 155 минут, в том числе:

- цикл 1 - взрыхление - 15 минут;
- цикл 2 - осолонение и медленная отмывка - 105 минут;
- цикл 3 - быстрая прямочная отмывка - 15 минут;
- цикл 4 - наполнение водой бака регенерационного раствора - 20 минут.

Максимальная кратковременная часовая производительность установки - $11,0...12,0 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Стоки от регенерации Na-катионитных фильтров составляют:

- сбрасываемый избыток соли - 86,0 кг/сут.;
- $[\text{CaCl}_2]$ - 7,0 кг/сут.;
- $[\text{MgCl}_2]$ - 2,0 кг/сут.

Сброс продуктов регенерации от фильтров 2-ой ступени в течение суток, на которые ведется расчёт, незначителен (фильтры 2-ой ступени регенерируются 1 раз в 15 суток), поэтому все улавливаемые соли жёсткости учитываются в 1-ой ступени Na-катионирования.

Стоки от водоподготовительной установки направляются в дренажный коллектор и затем в баки-усреднители стоков.

Все операции процесса регенерации фильтров осуществляются автоматически с заданной периодичностью, определяемой в процессе проведения пуско-наладочных работ.

Доставка технической соли на площадку котельной осуществляется автотранспортом.

Для хранения сухой технической поваренной соли и загрузочных материалов фильтров запроектирован склад реагентов ВПУ.

3.3 Схема химической очистки котлов

Химическая промывка предназначена для очистки отложений, образующихся на внутренних поверхностях водяного тракта котлов в процессе их эксплуатации.

В связи с тем, что на площадке комплекса нет места для размещения стационарной установки для проведения химических промывок водогрейных котлов проектом предусматривается, что химическая промывка котлов будет осуществляться специализированной организацией с помощью передвижной установки для химической промывки котлов.

Для проведения химической промывки в помещении проектируемой водогрейной котельной запроектированы насосы химической промывки и трубопроводы химической промывки котлов КВ-ГМ-116,3-150С.

Трубопроводы подачи и сброса промывочных вод химической промывки подсоединяются к трубопроводам прямой и обратной сетевой воды котлов.

Все технологические операции при прокачке моющих растворов через водяной тракт котла должны проводиться, как правило, по замкнутому контуру.

Для равномерного распределения моющего реагента и постоянного поступления к поверхностям труб свежего раствора, скорость движения моющих растворов должна быть не менее 0,1 м/с.

Водные отмывки необходимо выполнять на сброс со скоростью не менее 1,0-1,5 м/с.

Отработанный раствор и отмывочная вода сбрасываются в бак-усреднитель стоков (см. проект марки ВК).

Отмывочная вода при окончательных водных отмывках направляется в тепловую сеть.

При соблюдении регламентируемого водного режима отложения состоят, в основном, из оксидов железа.

При нарушениях водного режима и использования для подпитки сетей некачественной воды в отложениях могут присутствовать также (в количестве от 5 % до 20 %) соли жёсткости (карбонаты), соединения кремния, меди, фосфатов.

Определение количества отложений, образовавшихся на поверхности нагрева в процессе эксплуатации котла, проводится после каждого отопительного сезона.

Для этого из различных участков поверхностей нагрева вырезаются образцы труб длиной не менее 0,5 м.

Количество этих образцов должно быть достаточным (но не менее 5-6 шт.) для оценки фактической загрязнённости поверхностей нагрева.

В обязательном порядке вырезаются образцы из экранных труб в районе горелок, из верхнего ряда верхнего конвективного пакета и нижнего ряда нижнего конвективного пакета.

Необходимость вырезки дополнительного количества образцов уточняется в каждом отдельном случае в зависимости от условий эксплуатации котла.

Определение удельного количества отложений (г/м^2) может выполняться тремя способами: по потере массы образца после травления его в ингибированном растворе кислоты, по потере массы после катодного травления и путем взвешивания отложений, удалённых механическим способом.

Наиболее точным методом из перечисленных является катодное травление. Химический состав определяется из усреднённой пробы отложений, снятых с поверхности образца механическим способом, или из раствора после травления образцов.

Химическая очистка должна производиться при загрязнённости поверхностей нагрева котла $800-1000 \text{ г/м}^2$ и более или при увеличении гидравлического сопротивления котла в 1,5 раза по сравнению с гидравлическим сопротивлением чистого котла.

Решение о необходимости проведения химической очистки принимает комиссия под председательством начальника котельной по результатам анализов на удельную загрязнённость поверхностей нагрева, определения состояния металла труб с учётом данных эксплуатации котла.

3.4 Компонентные решения

Здание паровой части котельной прямоугольное, шириной 24,0 м и длиной 22,5 м, с шагом колонн 6,0 м; здание водогрейной части котельной прямоугольное, шириной 40,0 м и длиной 42,0 м, с шагом колонн 6,0 м.

Высота помещений переменная.

Общая длина здания 64,5 м (от оси 16/1' до оси 12').

Паровые котлы типа ДЕ-10-14-225ГМ-О со своим вспомогательным оборудованием (вентиляторами и дымососами) запроектированы в осях В'-Ж', 16/1'-3' на отм. $\pm 0,000$.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-116,3(100)-150С со своим вспомогательным оборудованием (вентиляторами и дымососами) устанавливаются в осях Г'-М' и 6'-12' на отм. ± 0,000.

Деаэрационно-питательные установки запроектированы в осях В'-Ж', 5'-6'.

Блочные автоматические водоподготовительные установки запроектированы в осях В'-Д', 2'-4' на отм. ± 0,000.

Подогреватели сырой и химочищенной воды, насосы сырой воды запроектированы в осях Д'-Е', 2'-4' на отм. ± 0,000.

Насосы рециркуляции устанавливаются в осях В'-Г', 7'-9'; насосы химической промывки - в осях И'-К', 5'-6'; перекачивающие насосы - в осях Е'-Ж', 8'-9' на отм. ± 0,000.

Котлы, дымососы, вентиляторы и насосное оборудование ВПУ устанавливаются на свои фундаменты, разработанные в строительной части проекта.

Блочные водоподготовительные установки устанавливаются на усиленный пол без устройства фундаментов.

Деаэрационно-питательные установки, подогреватели сырой и химочищенной воды устанавливаются на опорные металлоконструкции.

3.4.1 Оборудование котельной

Паровые котлы (объект 4378-1)

К установке приняты два паровых котла ДЕ-10-14-225ГМ-О. Паровой котел ДЕ-10-14-225ГМ-О изготавливается и поставляется Бийским котельным заводом, г. Бийск (Россия).

Техническая характеристика котла:

- паропроизводительность, т/ч - 10,0;
- рабочее давление пара на выходе, МПа (кгс/см²) - 1,4 (14,0);
- температура пара, °С - 225;
- температура питательной воды, °С - 50...104;
- расчётный КПД, природный газ / мазут, % - 93,2 / 91,0;
- габариты компоновки L x B x H, мм - 6530 x 3980 x 5050.

В комплект поставки котла входят:

- блок котла в обшивке и изоляции - 1 комплект;
- горелка газо-мазутная типа ГМ-7 - 1 комплект;
- трубопроводы и арматура в пределах котла - 1 комплект;
- лестницы и площадки - 1 комплект.

По спецификации каждый котел комплектуется следующим оборудованием:

- дымососом ДН-10-1500, Q = 20430,0 м³/ч, Н = 223 даПа, с электродвигателем N = 30,0 кВт, n = 1500 об./мин., U = 380 В - 1 комплект;

- вентилятором дутьевым ВДН-10-1000, $Q = 13620,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 155 \text{ даПа}$, с электродвигателем $N = 11,0 \text{ кВт}$, $n = 1000 \text{ об/мин.}$, $U = 380 \text{ В}$ - 1 комплект;

- экономайзером чугунным, блочным ЭБ-2-236И - 1 комплект;

- коробом экономайзера верхним ЭБ-2-236 - 1 комплект.

Для очистки конвективных поверхностей котла от сажистых отложений, при работе на мазуте, предусмотрен генератор ударных волн типа ГУВ-38ПМД - 1 комплект на два котла.

Водогрейные котлы (объект 4378-1.1)

К установке приняты два водогрейных котла типа КВ-ГМ-116,3(100)-150С в сейсмическом исполнении, тепловой мощностью 100 Гкал/ч, производства ОАО "Завод котельного оборудования", г. Белгород (Россия).

Техническая характеристика котла:

- теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч) - 116,3 (100);
- температура воды на входе в котел, °С - 70;
- температура воды на выходе из котла, °С - 150;
- расчётная температура воздуха на входе в топку, °С - 20;
- расход воды через котел, $\text{м}^3/\text{ч}$ - 1250;
- гидравлическое сопротивление котла при номинальном расходе воды, МПа ($\text{кгс}/\text{см}^2$), не более - 0,35 (3,5);
- аэродинамическое сопротивление газового тракта котла, Па ($\text{кгс}/\text{м}^2$) - 2000 (200,0);
- КПД котла (брутто) при номинальной нагрузке, %:
 - при работе на природном газе - 93,0;
 - при работе на мазуте - 92,0;
- габаритные размеры котла с площадками обслуживания, мм:
 - длина - 13075;
 - ширина - 12500;
 - высота - 17400.

Котел комплектуется:

- 4-мя горелками газо-мазутными типа ГМ-30Х, $Q = 30,0 \text{ МВт}$ (25,8 Гкал/ч);
- 4-мя газовыми блоками БГ-8 к горелкам;
- 4-мя мазутными блоками к горелкам;
- для очистки конвективных поверхностей котла от сажистых отложений при работе котла на мазуте предусмотрена газо-импульсная очистка (ГИО-48).

Котел комплектуется следующим оборудованием:

- дымососом типа ДН-24х2-0,62К, $Q = 368,0 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 378 \text{ даПа}$, с электро-двигателем $N = 630,0 \text{ кВт}$, $n = 750 \text{ об./мин.}$, $U = 10000 \text{ В}$ - 1 комплект;

- дымососом рециркуляции дымовых газов типа ДН-12,5 с электродвигателем $N = 75,0$ кВт, $n = 1500$ об./мин., $U = 380$ В - 1 комплект;
- вентилятором дутьевым типа ВДН-20К, $Q = 215,0 \times 10^3$ м³/ч, $H = 480$ даПа, с электродвигателем $N = 400,0$ кВт, $n = 1000$ об./мин., $U = 10000$ В - 1 комплект.

Рециркуляционные насосы

Для поддержания температуры сетевой воды на входе в водогрейные котлы не ниже $t = + 70$ °С запроектированы два рециркуляционных насоса типа NKG 200-150-315, $Q = 1000,0$ м³/ч, $H = 70$ м, с электродвигателем $N = 315,0$ кВт, $n = 3000$ об./мин., $U = 380$ В.

Оба насоса могут находиться в работе одновременно.

Насосы питательной воды

Для подачи питательной воды на паровые котлы запроектированы три насоса типа Wilo-Multivert, $Q = 10-12$ м³/ч, $H = 210$ м, с электродвигателем $N = 15,0$ кВт, $n = 2950$ об./мин., $U = 380$ В.

Два насоса рабочих, один - резервный.

Насосы сырой воды

Для подачи сырой воды на ВПУ от городских водопроводных сетей, для создания необходимого давления, запроектированы два насоса типа ВК 5/24, $Q = 10-13$ м³/ч, $H = 55-60$ м, с электродвигателем $N = 11,0$ кВт, $n = 1450$ об./мин., $U = 380$ В.

Один насос рабочий, один - резервный.

Подогреватель сырой воды

Для подогрева исходной воды перед водоподготовительной установкой до $t = + 25$ °С запроектирован пароводяной подогреватель сырой воды типа Lotus BEM WS-0,42-100292, $Q = 0,42$ МВт ($0,36$ Гкал/ч), $D_n = 133$ мм, $F = 1,1$ м² - 1 шт.

Подогреватель химочищенной воды

Для подогрева химочищенной воды после Na-катионитных фильтров от $t = + 25$ °С до $t = + 80$ °С запроектирован пароводяной подогреватель химочищенной воды типа Lotus BEM WS-0,77-100293, $Q = 0,77$ МВт ($0,66$ Гкал/ч), $D_n = 159$ мм, $F = 2,5$ м² - 1 шт.

Деаэрационно-питательные установки

Среднечасовой расход пара на мазутное хозяйство Западного теплового комплекса (ЗТК) составляет 6-8 т/ч (письмо АО "Алматинские электрические станции" № 08-4925 от 28.09.2010 г.).

Расход питательной воды на один котел ДЕ-10-14-225ГМ-О составляет 7-11 м³/ч.

При перерывах в подаче природного газа на ЗТК, для обеспечения мазутом всего комплекса в максимально-зимнем режиме, при форсированном режиме разгрузки и приёма мазута возможна кратковременная работа двух котлов ДЕ-10-14-225ГМ-О.

Для более экономичной и стабильной работы при среднечасовых расходах пара на мазутное хозяйство, для деаэрации питательной воды котлов ДЕ-10-14-225ГМ-О запроектированы две деаэрационно-питательные установки типа ДА-10/8 производительностью по 10 т/ч.

В состав деаэрационно-питательной установки ДА-10/8 входят:

- деаэрационная колонка КДА-10, $Q = 10$ т/ч;
- деаэрационный бак БДА, $V = 8$ м³;
- охладитель выпара ОВА-2, $F = 2$ м²;
- комбинированное предохранительное устройство для защиты от аварийного повышения давления и уровня ДА-25.

Техническая характеристика:

- производительность номинальная - 10 т/ч;
- диапазон производительности - 30...120 % (3,0...12,0 т/ч);
- давление рабочее, избыточное - 0,02 МПа;
- температура рабочая - 104 °С;
- давление гидроиспытания, избыточное - 0,2 МПа;
- среда - пар, вода.

Автоматические установки Na-катионирования

Для обработки воды, идущей на питание паровых котлов, устанавливаются два блока автоматической установки умягчения воды производительностью 10 м³/ч каждого.

Блоки устанавливаются последовательно (один из блоков работает по схеме Na-катионирования 1-ой ступени, второй - по схеме Na-катионирования 2-ой ступени).

Установки полностью автоматизированы, с возможностью ручного управления.

В состав установки умягчения воды входят:

- Na-катионитный фильтр диаметром 610 мм, $H = 2000$ мм, объёмом 450 л - 2 шт.;
- электромеханический блок автоматического управления процессом регенерации фильтра - 1 комплект;
- бак-солерастворитель - 1 шт.

Na-катионитный фильтр состоит из:

- корпуса, который изготовлен из полиэтилена высокой плотности с наружным покрытием из стекловолокна на эпоксидной основе; в корпусе имеется верхнее резьбовое отверстие для установки дренажно-распределительной системы, загрузки фильтрующих материалов, крепления блока управления;

- поддерживающего слоя гравия;
- дренажно-распределительной системы: верхний щелевой экран и вертикальный корректор, дренажное устройство в виде одного щелевого колпачка или шести щелевых лучей.

В состав блока управления входят:

- программное устройство, используемое для установки частоты, времени начала и продолжительности процесса регенерации фильтра;
- многоходовой клапан, переключение которого во время регенерации фильтра полностью заменяет стандартную запорно-регулирующую арматуру;
- встроенный эжектор для отбора раствора соли из бака-солеобразователя и защитный экран эжектора;
- двигатели программного устройства и многоходового клапана;
- один счётчик воды специальной конструкции, монтируемый на многоходовом клапане.

В состав бака-солеобразователя входят следующие элементы:

- корпус и крышка из полиэтилена высокой плотности;
- солезаборник;
- защитный кожух солезаборника с крышкой;
- гибкий шланг для присоединения солезаборника к блоку управления.

Химическая лаборатория

Для осуществления контроля водно-химического режима Западного теплового комплекса запроектирована химическая лаборатория.

Задачами водно-химического режима является обеспечение надёжной и экономичной эксплуатации всех элементов водотеплоснабжающей установки и, в первую очередь, самих котлоагрегатов.

Установленный водно-химический режим должен обеспечивать максимально возможное предупреждение образования всех типов отложений на внутренних поверхностях котлов и на всех элементах тракта сетевой воды, предотвращение всех типов коррозионных повреждений внутренних поверхностей и соблюдение установленных показателей качества воды при минимальном удельном объёме сточных вод водоподготовительной установки.

4. Мероприятия, направленные на снижения воздействия ЗТК на окружающую среду города Алматы.

4.1 Снижение выбросов оксидов азота с уходящими газами котлов

При температурах ниже 2000 К, наблюдающихся в ядре факела горящего газа или мазута, считалось, что вредные примеси в виде оксидов азота либо вообще не образуются, либо образуются в таких количествах, что ими можно пренебрегать. Последующие исследования показали, что концентрации оксидов азота в уходящих газах котлов могут быть существенными. При значительной массе продуктов сгорания, выбрасываемых на современных электростанциях, уменьшение вредных выбросов является актуальной задачей.

Основным источником оксидов азота служит молекулярный азот окислителя (воздуха), реагирующий с атомарным кислородом, который образуется в процессе горения (механизм Зельдовича) в области относительно высоких температур. Принято называть эти оксиды термическими.

Зарубежными и отечественными исследователями установлено, что в зоне сравнительно низких температур (менее 1800 К) помимо термических могут образовываться быстрые оксиды азота, возникающие в результате реакции радикалов CH_2 с молекулой азота при последующем взаимодействии атомарного азота с гидроксидом OH .

При горении мазута и других топлив, имеющих в своем составе азотсодержащие компоненты, непосредственно из этих соединений образуются топливные оксиды азота. Этот процесс протекает в корневой зоне факела при температуре около 1000 К и при сильном влиянии концентрации кислорода. Образовавшиеся оксиды азота могут реагировать с продуктами химической неполноты горения.

Продукты сгорания топлив содержат следующие оксиды азота: диоксид азота (NO_2), монооксид азота (NO) и гемоксид азота (N_2O). Принято считать, что технологические методы снижения количества первых двух оксидов $\text{NO}_2 + \text{NO} = \text{NO}_x$ обеспечивают также подавление третьего оксида - (N_2O). Однако прямых опытов, подтверждающих это предположение, еще нет. Более того, есть сведения, что при заметном снижении концентрации NO_x в продуктах сгорания (в результате ступенчатого сжигания) соответствующего изменения содержания N_2O не наблюдается. Следовательно, наименьшую опасность, по-видимому, представляют газовые выбросы котлов, работающих на природном газе, а наибольшую - котлов, работающих на твердом топливе.

Пагубное воздействие N_2O на здоровье человека связано со снижением концентрации атмосферного озона, приводящим к истощению озонового слоя биосферы. Кроме того, N_2O поглощает радиацию в инфракрасной области спектра, снижая тем самым охлаждение земной коры в ночные часы суток (т.е. создается парниковый эффект). Этот эффект приписывают главным образом некоторому увеличению концентрации диоксида углерода в атмосфере.

Двухступенчатое сжигание топлива для снижения выбросов оксида азота. Специфика двухступенчатого сжигания топлива заключается в том, что в основную зону горения воздух подается в количестве меньше теоретически необходимого ($\alpha_r \sim 0,70 - 0,95$), а во вторую зону - остальное количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива. В результате этого имеют место снижение максимальной температуры в зоне горения и снижение концентрации молекулярного и атомарного кислорода в ядре факела. Эффективность двухступенчатого сжигания топлива зависит от принятого общего коэффициента избытка воздуха α_r'' и от значений коэффициентов избытка воздуха в первой α_r^1 и во второй α_r^2 ступенях горения топлива.

Наибольшее распространение на практике получили следующие варианты двухступенчатого сжигания топлива:

часть воздуха подается в горелки вместе с топливом, а остальная часть поступает в зону дожигания (встречное дутье);

горелки в нижней части топки работают с недостатком воздуха, а горелки в верхней (или средней) части топки работают с избытком воздуха;

часть горелок работает с $\alpha < 1,0$, а другая часть горелок отключена по топливу и служит только для подачи воздуха для дожигания горючих компонентов.

Двухступенчатое сжигание снижает образование как "термических", так и "топливных" оксидов азота, что очень важно при сжигании топлив, содержащих азот. К таким топливам относятся и мазуты, получаемые из нефти отечественных месторождений.

Впрыск воды или водяного пара в зону горения топлива

Впрыск воды (или водяного пара) в зону горения является способом подавления образования оксидов азота в топках котлов, не имеющих системы рециркуляции дымовых газов.

Впрыск воды позволяет не только снизить выброс оксидов азота, но и уменьшить выброс в атмосферу сажи, бенз(а)пирена и других канцерогенных продуктов сгорания.

По экспериментальным данным Института газа АН СССР (И. Я. Сигал, Н. А. Гуревич) и Мосгазниипроекта (Е. Н. Шуркин, К. Ф. Ридер), впрыск воды в зону горения газа приводит к заметному снижению концентрации NO_x в продуктах сгорания.

Если удельный расход воды, впрыскиваемой в зону горения, составляет $0,25 \text{ кг/м}^3$ сжигаемого газа, то концентрация в продуктах сгорания уменьшается до 110 мг/м^3 , т. е. почти в 2 раза по сравнению с процессом горения без впрыска. Ввод в факел сточных вод, содержащих примеси токсичных органических соединений (например, метанола, формальдегида и т. п.), дает возможность уменьшить концентрацию NO_x в дымовых газах без существенного снижения КПД котла. Так, например, при сжигании в топке 1000 м^3 природного газа в 1 ч ввод 1000 кг/ч сточной воды, содержащей 10% метанола, уменьшает КПД котла всего на 0,7%.

Для повышения эффективности подавления образования NO_x предложено вводить 2-3% влаги (от массы топлива) в начальный участок факела, так как это приводит к увеличению скорости горения и уменьшению выхода продуктов недожога. Кроме того, рекомендуется ввод 8—10% воды в зону максимальных температур для снижения образования оксидов азота.

На основании рассмотренных материалов сделан вывод, что двухступенчатый ввод воды или водяного пара в две зоны факела может привести к эффективному и одновременному уменьшению концентраций двух противоположных групп токсичных продуктов сгорания (с одной стороны, сажи, бенз(а)пирена и сероводорода, а с другой - оксидов азота).

Этот способ особенно эффективен для котлов, работающих в режимах резко и часто меняющихся нагрузок, когда при минимальных нагрузках не удается добиться экономичного сжигания мазута и смеси его с газом при малых избытках воздуха. Однако при этом возникают трудности позонного ввода воды в факел, если учесть изменение его длины при переменных нагрузках.

Данный способ уменьшения вредных выбросов в атмосферу имеет положительное значение еще и потому, что позволяет одновременно решить другую важную задачу - уменьшение (или в отдельных случаях даже полное прекращение) сброса в водоемы загрязненных промышленных вод за счет их огневого обезвреживания в топках котлов.

Все сказанное выше указывает на то, что имеется целый ряд проведенных в промышленных условиях мероприятий, позволяющих в несколько раз сократить концентрацию оксидов азота в дымовых газах котлов и этим улучшить состояние атмосферы в зоне электростанций.

Расчет концентрации оксидов азота в дымовых газах

Исходную концентрацию оксидов азота в конце топки рассчитаем при различных значениях коэффициента избытка воздуха в этой зоне, при номинальной нагрузке, без применения каких-либо мероприятий по снижению вредных выбросов и с учетом масштабного коэффициента в зависимости от тепловой нагрузки лучевоспринимающей поверхности зоны активного горения ($q_{лг}$) МВт/м².

Тепловая мощность топки, МВт :

$$Q = 1.1V^p Q_n^p = 1.1 \times 3,223 \times 38,8 = 137.55 \text{ МВт},$$

где V^p - расход топлива, кг/с;

Q_n^p - низшая теплота сгорания, МДж/кг.

Температурный уровень в зоне активного горения зависит от величины $q_{лг}$. Следовательно, этот показатель определяет и температуру в зоне образования термических оксидов азота, содержание которых имеет превалирующее значение в газомазутных топках.

Данные промышленных экспериментов позволили найти указанную зависимость в виде следующих уравнений (при $0,5 < q_{лг} < 3,0$ МВт/м), мг/м³ :

при сжигании мазута

$$C_{NO_x}^{ucx} = (632 q_{лг}^{0,62} + [1000(N^p - 0,25) (\alpha - 0,8)]) \times K_M = (632 \times 1,1^{0,62} + [1000 \times (0,3 - 0,25) \times (1,1 - 0,8)]) \times 0,72 = 493 \text{ мг/м}^3.$$

(второй член уравнения, заключенного в квадратные скобки, учитывает образование топливных оксидов азота), где $C_{NO_x}^{ucx}$ - исходная концентрация оксидов азота, мг/м³;

$$q_{лг} = \frac{Q}{2(a_{ТП} + b_{ТП})Z_я h_я + 1,5a_{ТП}b_{ТП}} = \frac{137,55}{2(6+6)3 + 1,5 \times 6 \times 6} = 1,1 \text{ МВт/м}^2,$$

где $a_{ТП}$, $b_{ТП}$ - глубина и ширина топки (в свету), м;

$Z_я$ - число ярусов горелок; $h_я$ - расстояние между осями горелок по вертикали, м;

Q - тепловая мощность топки, МВт;

$$K_M = 1 - \exp\left(-\frac{1,5 + Q^{0,41}}{7,1}\right) = 1 - \exp\left(-\frac{1,5 + 137,55^{0,41}}{7,1}\right) = 0,72$$

N^p - содержание азота в топливе (мазуте), %;

α — коэффициент избытка воздуха в конце топки.

При одноярусном расположении горелок (единичной мощностью от 30 до 60 МВт) (от 3 до 6 т/ч по мазуту) $Z_я h_я = 3$.

При сниженных температурах воздуха (< 500 К), поступающего в горелки, нужно результаты, получаемые по нахождению $C_{NO_x}^{ucx}$, умножать на коэффициент:

$$K_{ГВ} = 1 - 0.001 (620 - T_B) = 1 - 0,001 \times (620 - 283) = 0,663.$$

где T_B - температура воздуха, подаваемого в горелки, К.

Влияние избытка воздуха учитывается коэффициентом:

$$K_{\alpha} = A - B(\alpha - \alpha_o)^2 + B(\alpha - \alpha_o) = \\ = 2,21 + 54 \times (1,1 - 1,08)^2 + 6,11(1,1 - 1,08) = 2,35.$$

где постоянные А, Б и В, α_o , зависящие от вида топлива и конструкции топки котла.

Эффективность снижения концентрации оксидов азота определяется коэффициентами, учитывающими:

действие рециркуляции дымовых газов

$$K_r = 1;$$

организацию двухступенчатого сжигания:

$$K_{CT} = 1 - a_{CT} \times \delta = 1 - 0,018 \times 20 = 0,64;$$

где δ - доля воздуха, подаваемого во вторую ступень по отношению к полному количеству, % ($\delta \leq 30\%$);

a_{CT} - коэффициент, учитывающий способ подачи вторичного воздуха, равный:

0,015 — при подаче дополнительного воздуха через сопла навстречу факелу;

0,007 - при подаче вторичного воздуха под горелками;

0,018 — при подаче вторичного воздуха над горелками;

влияние подачи влаги (воды или пара):

$$K_{ВЛ} = 1 - a_{ВЛ} \times g = 1 - 0,015 \times 5 = 0,925;$$

где g — относительное количество влаги к массе сжигаемого топлива, %, $g \leq 10\%$;

$a_{ВЛ} = 0,025$ - при подаче влаги в корень факела через горелки,

$a_{ВЛ} = 0,015$ - при подаче влаги в пристенную зону;

действительную нагрузку котла:

$$K_N = (D/D_H)^{1,25} = (75/100)^{1,25} = 0,7;$$

где D, D_H - действительная и номинальная нагрузки котла, кг/с, (т/ч).

Расчетная концентрация оксидов азота (при α в конце топки), мг/м³, определяется:

$$C_{NO_x} = C_{NO_x}^{ucx} K_{ГВ} K_{\alpha} K_r K_{CT} K_{ВЛ} K_N = 493 \times 0,663 \times 2,35 \times 1 \times 0,64 \times 0,925 \times 0,7 = \\ = 318 \text{ мг/м}^3.$$

Вывод: До реализации метода, концентрация оксидов азота в дымовых газах составляла 493 мг/м³, после реализации двухступенчатого сжигания топлива, концентрация оксидов азота составила 318 мг/м³, т.е. снизилась на 35 % по сравнению с режимом без ступенчатого сжигания.

5. Мероприятия по энергосбережению. Газоимпульсная очистка водогрейных котлов

Описание импульсной камеры

Название „импульсная камера" получило устройство, в котором периодически происходит накопление и выгорание горючей смеси. Процесс имеет разрывной характер: пока горючая смесь накапливается, горения нет, как только объем смеси достигает критического, появляется пламя и происходит быстрое выгорание смеси. Рабочий процесс в импульсной камере характеризуется временем наполнения и временем сгорания.

Импульсная камера должна иметь емкость - накопитель горючей смеси. Следовательно, конструктивно импульсная камера должна состоять из системы питания, накопителя и системы зажигания. Накопитель одновременно выполняет функции камеры сгорания.

Простой физической моделью импульсной камеры будет отрезок закрытой с одного конца трубы. Труба снабжается приспособлением для подачи горючей смеси и источником зажигания, как показано на рисунке 6.1. Входным для данного устройства является закрытый конец трубы: здесь вводится горючая смесь. Противоположный конец - выходной. На выходе помещается постоянно действующий источник зажигания: искра, пламя, раскаленная спираль и т. п. Имея в виду выброс продуктов сгорания, этот конец трубы называют еще выхлопным. Действует устройство следующим образом.

Горючая смесь такого состава, по которой способно распространяться пламя, вводится питающей трубкой 1 и течет по каналу 2 к выходу, где вступает в контакт с источником зажигания 3 и воспламеняется.

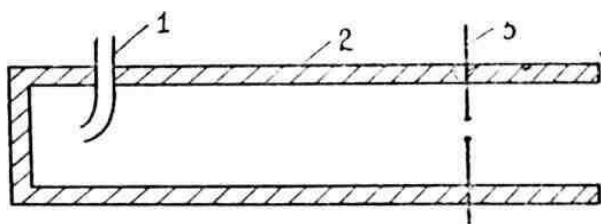


Рисунок 5.1 - Принципиальная схема импульсной камеры.

1 — питающая трубка, 2 — накопительный канал, 3 — источник зажигания.

Если скорость потока горючей смеси меньше скорости распространения пламени, то произойдет выгорание смеси и пламя исчезнет. Во время выгорания давление достигает максимума. Выгорание сопровождается выбросом продуктов сгорания - выхлопом. Выхлопное истечение продуктов сгорания происходит с большой скоростью и, в силу инерционности потока, давление в канале падает ниже атмосферного. Поэтому по окончании выброса продуктов сгорания наступает фаза засасывания окружающей среды внутри канала. Знакопеременное движение потока на выходе канала совершается 1 -2

раза, имея характер затухающих колебаний. После выхлопа горючая смесь, поступая по питающей трубке 1, заполняет канал и процесс повторяется.

Описанная модель работает с постоянно действующим источником зажигания. Нетрудно видеть, что в этом случае должны действовать, с одной стороны, условия распространения пламени против потока смеси, с другой стороны, условия угасания пламени на выходе. В целом эти условия и определяют разрывное горение.

Возможен другой вариант физической модели: с периодически срабатывающим источником зажигания, например от искры, включаемой устройством, которое в свою очередь получает информацию о моменте включения от специального датчика. При надлежащей мощности такого источника зажигания, помещенного у закрытого конца, смесь можно подавать по каналу с большой скоростью, что дает возможность увеличить частоту выхлопов. Ничто не изменится, если источник зажигания будет включаться от специального программного блока управления, у которого интервал включения задается оператором.

Если источник зажигания помещен у закрытого конца трубы, условием разрывного горения будет единственно условие угасания пламени по выгоранию смеси в канале.

В импульсной камере накопление горючей смеси происходит периодически, пока действуют система питания и система зажигания. Колебания совершаются в отсутствие внешней вынуждающей силы, налицо автоколебательная организация процесса.

Автоколебательный процесс, который обусловлен процессом горения, по-другому называется вибрационным горением. Следовательно, импульсная камера является устройством, реализующим вибрационное горение. Однако колебания зоны горения, давления и других параметров в импульсной камере носят разрывной характер, что весьма отличает эту систему от общеизвестных, вроде поющего пламени. С целью подчеркнуть это, разумно воспользоваться терминологией из теории колебаний, в которой разрывные колебания называются „релаксационными”. Вибрационное горение в импульсной камере поэтому вполне уместно назвать релаксационным. Импульсная камера - элемент, который попеременно накапливает и расходует энергию. А периодическое накопление и расходование энергии в одном элементе является главным признаком релаксационной системы.

В зависимости от характера работы источника зажигания можно разделить импульсные камеры на две группы. К первой относятся те импульсные камеры, у которых смесь периодически зажигается от постоянно действующего источника зажигания. Это происходит каждый раз, как только ее объем превышает некоторую критическую величину. Состояние системы, при котором происходит накопление смеси, далее уже не может сохраняться. Система теряет „устойчивость” и переходит в новое

состояние, отвечающее процессу выгорания смеси. Как скоро система сменит свое состояние, зависит от скорости течения смеси по каналу, температуры стенок и других факторов.

Ко второй группе относятся импульсные камеры, у которых воспламенение происходит от источника зажигания, срабатывающего по команде блока управления. Смена состояния системы зависит здесь не от скорости движения смеси и других параметров камеры, а от конструкции блока управления, его программы. Автоколебательный контур в этом случае включает в себя схему блока управления.

Импульсные камеры можно классифицировать по конструктивному оформлению, разделяя их на камеры с прямым каналом, кольцевым, с емкостями и пр. Удобно выделить три типа импульсных камер:

- с прямым каналом — индекс ПК;
- с кольцевым каналом — индекс КК;
- с разветвленным каналом — индекс РК.

Эти типы камер показаны на рисунке 5.2.

Длина и площадь сечения канала камеры указывают на величину заряда горючей смеси и являются важными характеристиками. Ниже используется такая маркировка с обозначением длины камеры в сантиметрах, а площади сечения—в кв. см.

В канале камеры обычно присутствуют различные детали, предназначенные для стимуляции ускоренного распространения пламени по каналу. С этой целью применяются различного рода сетки (С), форкамеры (Ф), детонационные ящики (Д), шероховатости (Ш) и т. д.

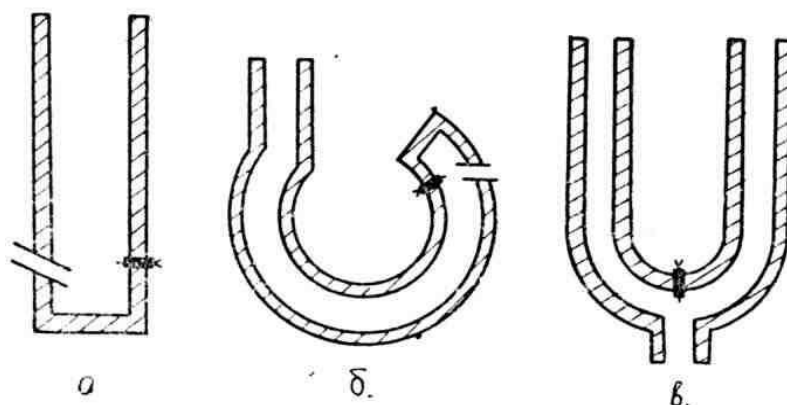


Рисунок 5.2 - Типы импульсных камер.

Соответствующими индексами могут быть отмечены и другие особенности камеры. Например, индекс ПК-120/80 — говорит о том, что это импульсная камера с прямым каналом длиной 120 см, площадью сечения — 80 см².

Для камер с регулируемым зажиганием создаются специальные системы управления зажиганием. К настоящему времени сложились две основные системы:

— источник питания, блок зажигания, электросвеча, регистрирующее устройство, блок управления зажиганием. Их включение производится по мере поступления сигнала от устройства, регистрирующего сопротивление газопохода, температуру дымовых газов и т. д.

— источник питания, блок зажигания, электросвеча. Их периодическое включение производится обслуживающим персоналом по мере необходимости.

Конструкция блока зажигания определяется конструкцией системы импульсной очистки. Сейчас применяются три типа систем импульсной очистки:

1. Система импульсной очистки с отдельной подачей горючего и окислителя в импульсные камеры. В этом случае требуется блок зажигания с числом высоковольтных выводов, равным числу одновременно работающих камер.

2. Система импульсной очистки с общим смесителем и подачей готовой смеси к импульсным камерам по смесепроводам. В этом случае требуется только один высоковольтный вывод с блока зажигания.

3. Система импульсной очистки с общим смесителем и отсекающим электромагнитным клапаном. Требуется блок зажигания, который обеспечивает управление клапаном.

В системах импульсной очистки периодичность выхлопов задает блок зажигания. В блоке зажигания должна быть предусмотрена возможность плавной регулировки периода повторения искры, т. к. в процессе наладки расходы смеси могут изменяться. В блоке зажигания используется исключительно искровой метод зажигания как наиболее удобный. Как показывают эксперименты, существует критическая энергия искры при зажигании газовой смеси в определенных условиях. Если энергия искры больше этой энергии, зажигание происходит, в противном случае не происходит. Критическая энергия зависит от многих факторов: состава, давления, температуры смеси, формы электродов и расстояния между ними, скорости потока смеси.

Энергия зажигания газо-воздушных смесей имеет величину порядка 1 МДж, а кислородо-газовых — 0,01 МДж. Энергия индукционной искры автомобильной катушки зажигания лежит в пределах 100—200 МДж. Поэтому использование данной катушки зажигания в конденсаторной схеме с избытком покрывает энергетические потребности воспламенения.

Обдув электродов свечи, особенно турбулентным потоком, повышает критическую энергию зажигания, и при больших скоростях значительно. Поэтому для зажигания смеси в импульсной камере с большой скоростью наполнения приходится или увеличивать энергию зажигания, или предусматривать устройства для снижения скорости потока смеси, обдувающего свечу.

Если время существования искры больше некоторой критической длительности, то может возникнуть стабилизация пламени в камере. То

есть, от времени действия источника зажигания зависит область существования колебаний. На область существования влияют и другие факторы, главными из которых будут подогрев стенок и локальные завихрения потока.

Выхлоп импульсной камеры

Выхлоп импульсной камеры представляет собой нестационарную струю нагретых газов, развитие которой сопровождается образованием вихрей и ударных волн.

Относительно образования ударных волн при выхлопе можно предположить следующее: при горении смеси в канале продукты сгорания расширяются, вследствие чего перед пламенем возникает такое движение среды, какое вызвал бы поршень, движущийся со скоростью, пропорциональной скорости расширяющегося за пламенем газа. Поэтому ускоряющееся пламя генерирует волны сжатия, которые нагоняя друг друга, совмещаются и образуют ударную волну. Ударная волна формируется на расстоянии нескольких десяткой сантиметров перед фронтом пламени. По мере развития процесса горения это расстояние увеличивается. Следовательно, если в импульсной камере будет происходить аналогичный процесс, выхлоп будет иметь шесть фаз:

- 1) появление фронта ударной волны на срезе канала,
- 2) истечение горючей смеси,
- 3) появление пламени,
- 4) истечение продуктов сгорания,
- о) втекание окружающей среды обратно в канал,
- б) вторичный выброс газа из канала.

Ударная волна начинает расширяться сразу же после появления на срезе трубы. На расстоянии порядка диаметра канала скорость фронта ударной волны замедляется до величины чуть больше скорости звука.

Вслед за ударной волной происходит истечение горючей смеси. Оно сопровождается образованием кольцевого вихря и турбулизацией потока за ним. Скорость потока смеси непрерывно меняет свою величину до значения, которое она имеет перед фронтом пламени.

При появлении пламени на срезе импульсной камеры происходит очень быстрое воспламенение и сгорание вытесненной из канала турбулизованной газовой смеси.

В момент появления пламени на срезе импульсной камеры продукты сгорания продолжают расширяться, следовательно, скорость выбрасываемых продуктов сгорания не должна слишком отличаться от максимальной. В этой фазе натекание выброшенного газа на неподвижный воздух резко сжимает его и порождает сферическую ударную волну с центром на расстоянии 2—3 калибров от среза импульсной камеры. По мере истечения газов давление в канале падает, скорость истечения уменьшается.

В силу инерции, выброс понижает давление в канале ниже равновесного и тогда наступает обратное движение газа: втекание окружающей среды в канал. Холодная втекающая смесь нагревается, расширяется и происходит вторичный выброс продуктов сгорания и смеси из импульсной камеры. Он также сопровождается образованием кольцевого вихря, но уже не так явно выраженного, как первый.

Если ударная волна в канале не возникает, то и на выходе из импульсной камеры ее не будет. При зажигании горючей смеси в канале будет происходить быстрое сгорание и связанное с этим повышение давления, т.е. будут наблюдаться те же фазы процесса, что и вышеописанные, кроме первой.

Таким образом, при выхлопе происходит истечение с небольшой скоростью, затем формирование вихревого кольца и области сжатия перед ним.

Способность пылевых частиц к аутогезии (слипание друг с другом) и адгезии (прилипание к твердым поверхностям) служит причиной образования различного рода отложений на элементах технологического оборудования.

Знание аутогезионных и адгезионных характеристик важно для выбора и эксплуатации систем очистки поверхностей нагрева, газоходов, для выбора режима работы пылеулавливающих аппаратов. Практически, сущность любого способа очистки от пылевых отложений состоит в преодолении сил аутогезии, т. к. на очищаемых поверхностях обычно остается какой-то „несчищаемый“ слой прочно прилипающих частиц.

Воздействия на отложения производятся тремя видами сил: сжатия, растяжения, сдвига.

Рассмотрение физической картины отрыва частиц или кусков отложений показывает, что при виброочистке, в основном, действуют силы растяжения и сжатия, при дробеочистке — сдвига, а при импульсной очистке, в основном, растяжения и сдвига.

Разрушение отложений выхлопом импульсной камеры

Импульсная очистка может происходить либо в результате взаимодействия выбрасываемых продуктов сгорания из камеры с потоком теплоносителя в котле, либо только за счет выброса раскаленных газов из камеры и связанных с ним явлений и, возможно, из-за возникновения вибрационного движения труб, на которых создаются отложения пыли. Или другими словами, удаление отложений может происходить путем сдува отложений за счет кинетической энергии струи, за счет воздействия выхлопной струи на движение высокотемпературных газов в газоходе (локальные ускорения, завихрения и пр.) или ударной волной, порождаемой выхлопом.

Эксперименты показали, что очистка поверхностей нагрева достигается за счет воздействия ударной волны, появляющейся в результате истечения с большой скоростью раскаленных газов из

импульсной камеры. Показано, что между выхлопом импульсной камеры и взрывом конденсированного взрывчатого вещества в атмосфере существует аналогия: начальная энергия ударной волны, ее скорость определяются объемом горючего газа в рабочем канале импульсной камеры и квадратом скорости фронта пламени на выходе из канала камеры.

Процесс очистки поверхностей нагрева от отложений газодинамическими воздействиями является частным случаем взаимодействия нелинейных возмущений среды с телами различной структуры.

Падая на механически прочное тело, ударная волна отражается. Отраженная волна намного слабее падающей, после отхода ударной волны вблизи тела развивается сложное вихревое течение.

Отложения на поверхностях нагрева являются многокомпонентной средой. Компоненты различны по своим физическим свойствам и в самых разных пропорциях. Этим объясняется многообразие физических свойств отложений.

При сжатии отложений ударной волной происходит смещение твердых частиц от их равновесного положения, которое сопровождается частичным или полным разрывом связей между частицами. Одновременно происходит процесс сжатия и разрежения материала частиц.

Взаимодействие нелинейных возмущений среды с телами различной структуры, конкретно в нашем случае, импульсная очистка поверхностей нагрева, является сложным физическим процессом. В этом процессе участвуют нестационарный поток, дискретные вихри, колебания большой амплитуды, ударные волны. Они могут действовать поодиночке и совокупно: нестационарный поток, например, сочетается с дискретными вихрями, ударная волна - с нестационарным потоком и вихрями. Явление может быть еще усложнено электрическими и магнитными процессами.

В общем плане работа по раскрытию механизма импульсной очистки еще далека от завершения. Однако уже приведенные данные представляют определенный интерес и могут быть полезны для специалистов.

Применение газоимпульсной установки на котлах КВГМ-100-150с

Газоимпульсная установка (ГИУ) предназначена для очистки конвективных поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов.

Метод очистки основан на ударном, акустическом и термоволновом воздействии взрывных потоков на золовые отложения. С поверхности удаляются только слабосвязанные сыпучие отложения, поэтому способ применяется как профилактическое средство при регулярном включении.

Основным рабочим элементом установки является импульсная камера, выполняемая из труб 273×8 или 325×8 мм.

Камеры устанавливаются в газоходе вблизи поверхностей, которые должны быть очищены.

Газовоздушная смесь зажигается автомобильной свечой, питаемой от трансформатора 5 кВ или бобиной от запально-защитных устройств (ЗЗУ), серийно выпускаемых заводом «Ильмарине».

Периодичность взрывов зависит от скорости наполнения камер газовоздушной смесью и составляет от 2 до 10 сек.

Включение ГИУ производят на работающем котле.

Установка проста и безопасна в эксплуатации, не приводит к разрушению обмуровки котлов.

Для предупреждения больших разовых выбросов установку необходимо включать 2-3 раза в сутки. В качестве топлива используется природный газ.

Эффективность очистки обеспечивается ведением нормального топчного режима (недопущением заноса конвективных поверхностей мазутом) и регулярным (не реже одного раза в смену) включением установки. При нарушении этих условий происходит “залповый” выброс сажистых отложений, что недопустимо с точки зрения санитарных требований к охране воздушного бассейна.

Ранее для очистки поверхностей нагрева на котле была установлена дробеочистка, одноконтурная с двумя сферическими разбрасывателями. Наличие такого очистного устройства не освобождало от ежедневных очисток топки, фестона (ручная очистка на ходу), кроме того часто приходилось останавливать котлы для ручной очистки, в связи с недостатком тяги. В процессе эксплуатации выяснится, что достаточно включения только импульсной очистки, чтобы обеспечить стабильность аэродинамического и теплового режима работы котла.

Основные параметры работы котла при дробеочистке и импульсной очистке до и после внедрения сведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1- Результаты применения газоимпульсной установки (ГИУ) на котле КВГМ-100-150с, до и после внедрения импульсной очистки.

№	Наименование	Разм.	Значение величин			
			До внедрения импульсной очистки	При периодическом включении импульсной очистки.		
				До очистки	После очистки	Средние показатели.
1	Используемый газ	-	-	Природный		

№	Наименование	Разм.	Значение величин			
			До внедрения импульсной очистки	При периодическом включении импульсной очистки.		
				До очистки	После очистки	Средние показатели.
2	Количество камер	-	-	8		
3	Диаметр камер	мм.	-	325×8		
4	Периодичность взрывов	сек.	-	10		
5	Время работы установки	мин.	-	20		
6	Тепловая нагрузка котла	МВт.	81,4-84,9	82,6-86	86-91,8	89
7	Температура воды на входе в котел	° С	70			
8	Температура воды на выходе из котла	° С	125-150			
9	Температура газов на выходе из топки	° С	Около 1222			
10	Температура уходящих газов	° С	185-190	175-185	150-160	155

№	Наименование	Разм.	Значение величин			
			До внедрения импульсной очистки	При периодическом включении импульсной очистки.		
				До очистки	После очистки	Средние показатели.
11	Расход газа на установку	м ³	-	10		
12	КПД котла	%	90	90,7	92,6	92,1

Как видно из представленных данных внедрение газоимпульсной очистки позволяет повысить эффективность работы водогрейных котлов на 1,5-2,5 %, что является очень хорошим показателем.

6. Безопасность жизнедеятельности

6.1 Краткая характеристика района размещения предприятия

Западный тепловой комплекс (ЗТК) департамент - АО «Алматинские электрические станции»

Адрес: 050031 г. Алматы, ул. Толе Би, 308

Форма собственности – частная (по КФС-12).

Западный тепловой комплекс (ЗТК) компании АО «Алматинские Электрические Станции» объединяет Западную районную котельную (ЗРК) и Ново-Западную котельную (НЗК). Предприятие ЗТК расположено в Ауэзовском районе г. Алматы, в западной части города и предназначено для теплоснабжения западного жилого сектора г. Алматы. Промышленные площадки ЗРК и НЗК расположены рядом.

Размер санитарно-защитной зоны для ЗТК составляет от 300м до 480м по периметру промплощадки.

Жилые районы расположены на расстоянии 400 м. В южном направлении от границы промплощадки ЗРК (микрорайон 1) и на расстоянии 400 м в западном направлении от границы промплощадки НЗК (микрорайоны Аксай). Ситуационная карта-схема района расположения предприятия ЗТК приведена на рисунке 1.

Водогрейная часть Западного теплового комплекса, предназначена для работы в пиковом режиме. Совместно с работающей в базе ТЭЦ-2 для теплоснабжения жилых массивов города и прилегающего промрайона. Располагаемая тепловая мощность используется для подогрева обратной сетевой воды.

6.2 Краткая характеристика источников загрязнения природных сред

6.2.1 Основные сопутствующие факторы, влияющие и определяющие современное состояние загрязнения природных сред

Западный тепловой комплекс является одним из возможных источников загрязнения природной среды.

Основную роль в формировании запасов подземных вод играют поверхностные водные источники. Поверхностные воды рек Бол.и Мал. Алматинки в течение длительного периода используются для хозяйственно-питьевых нужд города. Алматинское месторождение подземных вод начало осваиваться с конца пятидесятых годов. За период эксплуатации уровни понизились на 17-28 м, и образовалась региональная депрессионная воронка. Образование депрессионной воронки привело к тому, что загрязняющие вещества, попавшие в подземные воды, не выносятся за город, а локализируются в пределах депрессионной воронки, и наблюдается тенденция подтягивания их к эксплуатационным водозаборам. Широкий спектр гидрохимических и

бактериологических показателей изучался на всей территории месторождения ярусным опробованием при детальной разведке (1985-89 гг.). Одним из итогов этого изучения является комплекс мероприятий, утвержденных Государственной комиссией по запасам (ГКЗ), которая определила перевод хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Алматы для конусов выноса на интервал 150-500 метров и одновременно, в целях предотвращения перетоков из верхнего загрязненного горизонта, интервал 0-150 метров рекомендован для технического водоснабжения. Однако отдельное водоснабжение города питьевой водой и технической водой до сих пор не организовано. Т.к. своей наблюдательной сети скважин Западный тепловой комплекс не имеет, то о состоянии подземных вод в этом районе и о влиянии промпредприятия можно судить по эксплуатационным скважинам, расположенным около ЗТК. На изучаемой территории подземные воды залегают на глубине 29-30 м (статической уровень), 52-55 м (динамический уровень) в аллювиально - проливиальных средне - верхнечетвертичных валунно-галечниковых отложениях. Эксплуатируются два гидродинамических этажа (0-150м, 150-300 м).

На юге от комплекса расположена водозаборная скважина №4 «Куста» №4, на востоке водозаборная скважина №6 «Куста» №7, на западе водозаборная скважина №5 «Куста» №5 принадлежащие ГКП «Алматы СУ». Мониторинг по подземной воде был проведен в 1 квартале 2019 г.

6.2.2 Источники загрязнения атмосферы

Предприятие имеет согласованный проект нормативов ПДВ в соответствии с которым общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 56 единицы, в том числе 29 организованных, 27 неорганизованных, источников выбросов. Класс опасности загрязняющих веществ:

- 1 класс опасности – 1 (бензапирен);
- 2 класс опасности – 9 веществ;
- 3 класс опасности – 11 веществ;
- 4 класс опасности – 8 веществ;
- с ОБУВ – 13 веществ;

Основными организованными источниками являются дымовые трубы для отвода дымовых газов от газомазутных котлов.

Вспомогательные производства служат для обеспечения работоспособности котельных, подачи тепла потребителям, проведения ремонтных работ

6.3 Краткая характеристика климатических условий описываемого района

По климатическим условиям описываемый район является частью географического профиля, подчиненного закону вертикальной зональности, а именно, его северной (нижней) оконечности при переходе подгорной долины в пустынно-степной массив региона.

Западный тепловой комплекс (ЗТК) расположен в западной части г. Алматы. Климат района размещения предприятия резко-континентальный с продолжительным теплым периодом и с резкими сменами похолоданий и потеплений в зимний период.

Основными метеорологическими факторами, влияющими на формирование поля загрязнения, являются ветер и температурная стратификация атмосферного слоя.

Продолжительность отопительного сезона – 167 суток.

Продолжительность без отопительного периода – 198 дней.

Средние годовые скорости ветра в описываемом районе незначительны – 1 – 2 м/сек, причем небольшие скорости ветра 0 – 1 м/сек наблюдаются чаще в холодное время, чем в теплое.

В зимнее время вероятность скоростей ветра 0-1 м/сек составляет 60-70% от общего числа случаев. Весной и летом скорости 0-1 м/сек составляют 60-70% от общего числа случаев.

Скорость ветра, повторяемость которой не превышает 5%, составляет 3 м/сек. Скорость ветра более 10 м/сек наблюдается редко, их вероятность составляет 1-3 %.

Для г. Алматы характерны ветры южных направлений: для Алматы – 59% - в январе, 70% - в июле. Штилевая погода преобладает в зимние месяцы.

Средние годовые скорости ветра в описываемом районе незначительны – 1 – 2 м/сек, причем небольшие скорости ветра 0 – 1 м/сек наблюдаются чаще в холодное время, чем в теплое.

В зимнее время вероятность скоростей ветра 0-1 м/сек составляет 60-70% от общего числа случаев. Весной и летом скорости 0-1 м/сек составляют 60-70% от общего числа случаев. Ветровая характеристика района по данным наблюдений метеостанции Алматы, ОГМС, расположенной в южной части города, практически в его центре, на территории, застроенной высотными домами, несколько отличается от ветров в северной части города.

Одной из важных характеристик района являются туманы, которые наблюдаются преимущественно в холодное время года. Число дней с туманами в окрестностях г. Алматы составляет от 48 до 70 в год. Наиболее часто повторяются туманы продолжительностью 6 часов и менее, составляющие 80 % всех туманов. Средняя непрерывная продолжительность тумана в зимний период – 4-5 часов, в теплое время – до 2-х часов. Однако бывают случаи, когда туманы не прекращаются 2-3 суток. Метели в окрестностях г. Алматы – явление очень редкое.

6.3.1 Производственный экологический контроль над состоянием атмосферного воздуха

Система производственного мониторинга за состоянием атмосферного воздуха ориентирована на организацию наблюдений, сбора данных, проведения анализа, оценки воздействия предприятия на состояние окружающей среды с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации загрязняющего воздействия данного предприятия на окружающую среду.

Для решения указанной задачи в зоне действия предприятия ЗТК во 2-м квартале 2019 г. были проведены инструментальные замеры концентраций загрязняющих веществ (оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, диоксид серы, пыль неорг. (70-20 % SiO₂)) в атмосферном воздухе на границе СЗЗ предприятия.

Инструментальные замеры проведены в соответствии с требованиями РД 52.04.186-89, с учетом требований ГОСТ 12.3.018-79 и ГОСТ 17.2.407-90.

При определении места отбора проб соблюдалась преемственность с мониторинговыми замерами, проведенными в прошлые годы.

Операционный мониторинг

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей эксплуатации.

Содержание операционного мониторинга в соответствии со ст. 132 Экологического кодекса РК определено природопользователем.

В период проведения производственного экологического контроля ни один котел не работал.

Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдение за эмиссиями у источника для слежения, количеством и качеством эмиссий, и их изменением. Отбор проб на определение концентраций в ГВС загрязняющих веществ не проводился, так как не работали котлы.

Особенности метеофакторов

Особенностью метеофакторов в периоды проведения исследования атмосферного воздуха на территориях, прилегающих к ЗТК, являлось:

- с севера – временами северо-восточное направление ветра со скоростью 0,5-0,8 м/с (точка 1);
- с юга – временами северо-восточное направление ветра со скоростью 0,6 м/с (точка 2);
- с востока – временами восточное направление ветра со скоростью 0,8-1,31 м/с (точка 3);

- *с запада* -временами северо-восточное направление ветра со скоростью 0,5-1,31 м/с (точка 4).

Атмосферное давление воздуха в наблюдательных точках колебалось за весь период исследований между – 695,0 – 698,0 мм.рт.ст.

Результаты замеров концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ ЗТК в рассматриваемые периоды приведены в приложении 1.

Анализ проведенных замеров показывает:

Фоновые концентрации по замеренным ингредиентам *составляют*:

- с северной границы СЗЗ (т. 1) по: СО – 1,597, SO₂ – 0,0253, NO -0,0305, NO₂ – 0,0207; пыль неорганическая (70-20% SiO₂) 0,085;

- с южной границы СЗЗ (т. 2) по: СО – 1,578, SO₂ – 0,0251, NO -0,0304, NO₂ – 0,0208; пыль неорганическая (70-20% SiO₂) 0,073;

- с восточной границы СЗЗ (т. 3) по: СО – 1,568, SO₂ – 0,0254, NO - 0,0307, NO₂ – 0,0208; пыль неорганическая (70-20% SiO₂) 0,073;

- с западной границы СЗЗ (т.4) по: СО – 1,609, SO₂ – 0,0253, NO -0,0307, NO₂ – 0,0211. пыль неорганическая (70-20% SiO₂) 0,082.

Таблица 1- Значения концентраций в день проведения замеров при фиксированных скоростях и направлениях ветра в загрязнение атмосферы на границе СЗЗ.

Точка замера	Скорость ветра, м/сек	Направление ветра	Загрязнение атмосферы на границе СЗЗ				
			NO ПДК: 0,4 мг/м ³	NO ₂ ПДК: 0,2 мг/м ³	СО ПДК : 5 мг/м ³	SO ₂ ПДК: 0,5 мг/м ³	Пыль неорганическая (70-20% SiO ₂) ПДК: 0,5 мг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8
Т.1	0,5-0,8	С-В	0,030 5	0,020 7	1,597	0,025 3	0,085
Т.2	0,6	С-В	0,030 4	0,020 8	1,578	0,025 1	0,073
Т.3	0,8-1,31	В	0,030 7	0,020 8	1,568	0,025 4	0,073
Т.4	0,5-1,31	С-В	0,030 7	0,021 1	1,609	0,025 3	0,082

Анализ проведенного мониторинга с определением вклада ЗТК в фоновое загрязнение атмосферы вредными веществами, по которым проводился мониторинг, показывает:

1. Фоновое загрязнение атмосферы по результатам мониторинга по окиси углерода, пыли неорганической и диоксиду серы ниже нормы.

2. Вклад ЗТК в фоновое загрязнение атмосферы по окислам азота незначительный, которое составляет 0,0207 - 0,0211 ПДК, не превышает 5%.

6.3.2 Производственный экологический контроль над состоянием почв.

Экологический контроль над состоянием почво-грунтов проводится 1 раз в 3 года. Во 2-ом квартале 2019 г. был выполнен по 5 точкам мониторинговой сети на участке промплощадки, расположенным как на границе санитарно-защитных зон, так и внутри их.

Данные геохимического опробования грунтов показывают, что загрязнения их вредными компонентами не происходит. В исследованных грунтах содержание практически всех определяемых химических элементов весьма низко, не превышает предельно допустимых концентраций, не оказывает негативного влияния на генезис почвенного покрова.

Таблица 2.- Сравнительная таблица результатов химических анализов проб почво-грунтов

Номера точек отбора	Отдельные компоненты					Нефтепродукты ПДК – 100,0
	Mn ПДК- 1500	Be (не норм.)	Hg ПДК – 2,1	Br (не норм.)	F ПДК- 10,0	
Точка 1	65,8	1,781	<0,005	<5,0	5,9	9,7
Точка 2	30,6	1,746	<0,006	<5,0	7,5	15,4
Точка 3	30,0	1,752	<0,007	<5,0	7,1	12,6
Точка 4	43,2	1,722	<0,007	<5,0	7,3	12,6
Точка 5	43,5	1,764	<0,006	<5,0	8,4	14,6

6.3.3 Производственный экологический контроль над естественной радиоактивностью

Во 2-м квартале 2019 года был проведен радиационный мониторинг на границе СЗЗ и селитебной зоне ЗТК. Согласно ГН «СЭТОРБ» превышение не выявлено. Мощность эквивалентной дозы гамма излучения - в пределах допустимых уровней. Результаты замеров отображены в приложении «Протокол дозиметрического контроля».

6.4 Производственный экологический контроль подземных вод.

На промплощадке ЗТК поверхностные воды отсутствуют, загрязнителей подземных вод нет. Поэтому исторически сложилось так, что наблюдательных скважин за состоянием подземных вод тоже нет.

Подъезды и проезды к зданиям и сооружениям выполнены с твердым покрытием. На юге от комплекса расположена водозаборная скважина №4

«Куста» №4, на востоке водозаборная скважина №6 «Куста» №7, на западе водозаборная скважина №5 «Куста» №5 принадлежащие ГКП «Алматы СУ».

Таблица 3.-Сравнительная таблица результатов химических анализов проб воды.

Контролируемое вещество	Скважина №4 «Куста» №4	Скважина №6 «Куста» №7	Скважина №5 «Куста» №5	ПДК, мг/л
минерализация	236,5	235,7	225,1	1000,0
pH	7,4	7,9	7,5	6-9
марганец	0,022	0,021	0,023	0,1
нитриты	<0,003	<0,003	<0,003	3,0
нитраты	30,2	29,3	28,2	45,0
нефтепродукты	<0,005	<0,005	<0,005	0,1
железа	<0,1	<0,1	<0,1	0,3
кальций	3,318	4,157	3,417	7,0 (10,0) моль/м ³
магний	2,332	2,251	2,247	
азот аммоний	0,05	0,05	0,04	2,0
гидрокарбонаты	159	140	262	-
сульфаты	16,2	12,8	44,3	500,0
хлориды	13,0	9,9	60,7	350,0

Данные химического анализа проб воды, отобранных из скважин наблюдательной сети при проведении работ по мониторингу, показали, что содержания определяемых веществ в воде не превышают значений ПДК или находятся в пределах допустимых концентраций.

Вывод: санитарно-защитная зона играет важную роль в системе защиты окружающей среды, особенно в атмосфере. Санитарно-защитная зона не должна рассматриваться как резервная территория производства. В то же время на территории санитарно-защитной зоны можно отнести объекты более низкого класса вредоносности, чем основное производство.

К ним относятся: фейерверки, склады, административные здания, автостоянки и т. д.

Производство загрязнения атмосферы, чтобы снизить максимальное воздействие на население окружающей территории санитарно - защитной зоны должны быть посадки деревьев и тополя.

За время работы в санитарно-защитной зоне я научился находить возможные вредные ситуации на Западной ТЭЦ и прогнозировать причины их возникновения, избегать травм, профессиональных заболеваний, пожаров и несчастных случаев. Эта работа ставит под сомнение основные характеристики опасных и вредных производственных факторов, их влияние на организм человека, основы дозирования, условия труда определить

безопасные условия труда в последних контрольных измерениях потеть над вертепом методов и инструментов.

6.4 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций ЗТК

Для реализации требований пожарной безопасности в проекте соблюдены нормативные противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями, предусмотрены специальные и совмещённые с функциональными проезды и подъезды для пожарной техники.

Основные объёмно-планировочные решения проектируемых зданий определены с учётом организации технологических процессов.

При этом здания обеспечивают безопасность и надёжность в расчётных условиях эксплуатации, а также в экстремальных ситуациях, одной из которых является пожарная безопасность.

Объёмно-планировочные решения зданий выполнены с учётом функциональной пожарной опасности помещений.

На участках с различной пожарной опасностью предусмотрены мероприятия по предотвращению распространения пожара.

При размещении помещений учтена опасность распространения пожара в смежные помещения через проёмы и отверстия, по строительным конструкциям и коммуникациям, по наружным проёмам по вертикали и горизонтали, а также в результате разогрева ограждающих конструкций или коммуникаций или их разрушения.

Объёмно-планировочные и конструктивные решения зданий предусматривают обеспечение в условиях пожара:

- эвакуацию работников наружу на прилегающую к зданию территорию до наступления угрозы жизни и здоровью вследствие опасных факторов пожара;

- возможность спасения работников, не успевающих эвакуироваться; возможность доступа пожарных подразделений и средств пожаротушения к очагу пожара, а также проведения мероприятий по спасению людей и материальных ценностей;

- нераспространение пожара на смежные пожарные отсеки и на рядом расположенные здания.

Выбор размеров здания и пожарных отсеков, а также расстояния между зданиями произведен в зависимости от степени их огнестойкости, класса конструктивной и функциональной пожарной опасности, величины пожарной нагрузки, а также с учётом эффективности применяемых средств противопожарной защиты, наличия и удалённости пожарных служб, их вооружённость, возможных экономических и экологических последствий пожара.

При этом соблюдаются требования СНиП РК 2.03-30-2006 "Строительство в сейсмических районах".

В соответствии с категориями зданий и сооружений, определёнными по СНиП РК 4.02-08-2003 "Котельные установки"; согласно СН РК 2.02-11-2002 "Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре" и действующим в Республике Казахстан правилам, пособиям по проектированию, инструкциям, Государственным стандартам в составе рабочего проекта разработан проект автоматической пожарной сигнализации в административно-служебных помещениях.

Система автоматической пожарной сигнализации обнаруживает возгорания в начальной стадии развития по открытому пламени и передает сигнал тревоги о пожаре на приёмно-контрольный прибор включения системы звукового и светового оповещения, с подачей импульсов на отключение систем общеобменной вентиляции здания.

В проекте предусмотрены:

извещатели пожарные дымовые - для обнаружения загорания, сопровождающегося появлением дыма малой концентрации;

извещатели пожарные тепловые - для обнаружения загорания в закрытых помещениях;

извещатели пожарные ручные - для передачи сигнала тревоги на прибор пожарной безопасности;

звуковые и световые оповещатели - для оповещения людей о пожаре.

Включение световых и звуковых оповещателей системы оповещения (СО) предусмотрено по команде от прибора пожарной сигнализации.

Световые табло "Выход" запроектированы над дверными проёмами, ведущими к выходу.

Кроме того, в здании котельной запроектирована система сигнализации загазованности, которая датчиками контролирует содержание газа в воздухе котельной.

При превышении содержания газа в воздухе котельной на газопроводе-вводе отключаются быстродействующий клапан-отсекатель и задвижка с электроприводом.

На мазутопроводе-вводе в котельную запроектирована задвижка с электроприводом, которая отключается по сигналу о пожаре.

Площадь легко-сбрасываемых ограждающих конструкций здания котельной принята не менее $0,03 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объёма помещения.

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера в проекте разработаны следующие мероприятия:

система противопожарного водоснабжения площадки котельной обеспечивает подачу воды в любое время суток с требуемым напором и расходом;

насосная станция пожаротушения выгорожена в отдельное помещение с выходом наружу;

пожарные гидранты и пожарная насосная станция находятся в постоянной готовности к использованию в случае пожара или загорания; в местах размещения пожарных гидрантов устанавливаются флуоресцентные указатели по ГОСТ 12.4.026-76;

система оборотного водоснабжения в ЦТП № 2 и в Западной районной котельной (ЗРК) в любых условиях мирного и военного времени в большей степени зависит от надёжной подачи воды для охлаждения теплоэнергетического оборудования;

для выездной пожарной техники пожарного поста на два автомобиля оборудовано отапливаемое помещение; пожарная техника постоянно находится в исправном состоянии;

предусмотренное к установке основное и вспомогательное оборудование принято с учётом возможности работы на современных автоматизированных системах управления, с хорошими технико-экономическими показателями;

основное оборудование, выход из строя которого может создать аварийную ситуацию, зарезервированное, предусмотрено автоматическое включение резервного оборудования;

для обеспечения безопасной эксплуатации на оборудовании и трубопроводах в соответствии с требованиями СНиП РК и других нормативных документов, запроектированы:

- запорная и регулирующая арматура, предохранительные устройства;

- средства измерения, автоматики и защит, которые обеспечат регулировку режимов и контроль параметров;

управление основными технологическими процессами дистанционное, с автоматизированного рабочего места оператора;

для прохода трубопроводов через ограждающие строительные конструкции запроектированы футляры из труб стальных электросварных по ГОСТ 1070.

7. Экономический отдел

7.1 Расчет затрат на производство тепловой энергии из котла

Жители микрорайона Аксай-2, который снабжает Западный тепловой комплекс в Алматы, должны быть обеспечены тепловым отоплением и подогревом горячей воды.

Микрорайон Аксай 2 дома состоят из четырехэтажных зданий: площадь здания составляет 25 000 м³, количество квартир - 60, количество проживающих в одном доме жителей - 240 человек.

Таблица 1 - Основные данные, необходимые для расчета

$T_{\text{средний}}, \text{C}$	T_{SA}, C	$Z_{\text{Объяснение}}$	Люди, народ
- 1.6	- 21	168	5500

В технико-экономическом отделе необходимо рассчитать:

- одно производственное здание и все промышленные объекты ежегодные потребности в энергии для отопления и горячего водоснабжения;

- максимальная часовая тепловая нагрузка на отопление и горячее водоснабжение;

- стоимость теплоснабжения блока теплоснабжения;

Необходимо произвести расчеты по экономической целесообразности и использованию модели теплоснабжения, использующей метод оценки инвестиций.

Годовое потребление тепла на отопление:

здесь - Собственные тепловые характеристики многоэтажного дома - 0,27 ккал / м³ ч с C;

- коэффициент инфильтрации воздуха, = 1,05;

- коэффициент, учитывающий изменение температуры наружного воздуха, = 1,08;

- объем многоэтажного дома с наружными размерами - 25000 м³ ;

- комнатная температура внутри помещения, 20 ° C;

- средняя температура наружного воздуха в период нагрева = -1,6 ° C;

- продолжительность отопительного периода - 168;

Годовое потребление тепла на горячее водоснабжение:

здесь M - ежедневное потребление горячей воды на 100 л на человека;

C - собственная теплоемкость воды, = 1 ккал / кг;

- температура горячей воды, = 65 ° C;

- Средняя температура холодной воды составляет 10 ° C.

Чтобы определить установленную мощность котла, необходимо рассчитать максимальную тактовую нагрузку.

Максимальная часовая нагрузка для одного многоэтажного теплового процесса выглядит следующим образом:

где $t_{\text{вн}}$ - расчетная температура наружного воздуха, г. Алматы - 21 ° С.

Если тепловая энергия, передаваемая всему зданию, потребляется, процесс использования горячей воды считается одним человеком. Это означает, что почти все жители многоэтажного дома не добавляют горячей воды одновременно. Это явление связано с одновременным использованием горячей воды и будет зависеть от количества жителей, проживающих в той же среде.

Для обеспечения горячей водой максимальная почасовая нагрузка рассчитывается для всех жителей, а не только для одного дома:

- почасовой коэффициент совпадения, в зависимости от количества людей в здании, мы считаем его 2;

- суточный расход горячей воды, л;

- население, человек;

- Мы можем получить в среднем 10 ° С.

Найдем количество многоэтажных домов, поделенное на количество жителей, проживающих в одноэтажном доме:

Годовое использование тепловой энергии в районе:

Почасовые корпуса:

Установленная мощность котла подбирается по максимальной почасовой нагрузке на отопление многоэтажных домов и горячую воду:

здесь η - потери в системе отопления рассчитываются как 0,8;

- Расходы на контроль нагрузки составляют 0,95.

Общая стоимость теплоснабжения многоэтажного дома выглядит следующим образом:

$$W_{\text{Октябрь}} = W_{\text{котел}} + W_{\text{ремонт}} + W_{\text{топливо}} \cdot \text{месяцев} + W_{\text{диск}} \cdot \text{тыс } \$ \quad (7.1)$$

В стоимость котла входят расходы на котлы, строительство и ремонт, котельные.

$$W_{\text{Октябрь}} = W_{\text{котел}} + W_{\text{ГИМ Октябрь}} + W_{\text{ремонт}} \cdot 0,2 \quad (7.2)$$

На дисплее отображаются расходы, связанные с котлами, тепловыми сетями, собственным оборудованием, топливом, хранением топлива, транспортировкой топлива, заработной платой, общим производством и ремонтом.

Давайте рассмотрим каждый из них в отдельности и определим их.

$W_{\text{котел}}$ - расходы на котел, работающий на твердом топливе котел и его запчасти, строительно-монтажные и пусконаладочные работы, что означает балансовую стоимость котла.

В настоящее время во многих странах СНГ существуют заводы по производству котлов различной мощности.

Таблица 7.2 - Описание котлов

Описание Казани	CSW 2.32	WSW 1,16
Тепловая мощность МВт	2,32	1,16
Тепловыделение Гкал / час	2,0	1,0
Объем, м ³	15,6	9,2
Длина из ширина высота	3,8 2,4 2,8	3,2 2,5 2,9
Вес, т	6,0	3,9
стоимость	4000 тг	2000 тг

Затраты на строительство: 1 Гкал котельной - 36 м², 2 Гкал котла - 40 м² и мы получаем около 200 долларов за квадратный метр.

7.2 Производственные затраты

В стоимость котла входит стоимость котлов, строительство и ремонт, расходы на котельную:

$$W = 76,5 + 55 + 76,5 - 0,2 = 146,8 \text{ тысяча } \$$$

x годов - расходы на тепловые сети. Он покрыт минеральной ватой и покрыт двумя подземными трубами, покрытыми фольгой. Протяженность тепловых сетей, полученных на основе анализа типовых проектов теплоснабжения промышленной площадки, предполагается равной 1,0-1,5 м на одного потребителя. Диаметр теплотрассы зависит от максимальной нагрузки на часы, а строительство теплотрассы на расстоянии около одного метра составляет от 20 до 25 долларов. В частности, толщина изоляции является значением оптимизации между затратами на теплоизоляцию и потерями тепла в линии и может также быть связана с природными и климатическими условиями.

Годовой расход условного топлива определяется следующим образом

В таких расчетах годовой спрос на топливо для тепловых электростанций или котлов определяется кратностью потребления топлива (PPI), а не CPI котлоагрегатов:

143 - когда прибор был равен EPF1, Гкал мог нагреваться тонн нефтяного эквивалента размер.

В секции стенда соответственно котел, отопление, транспортировка и хранение топлива контроль нагрузки котла, который, как правило, указывает на степень использования топлива.

При расчете значения КПД таковы: для твердотопливных котлов, работающих на твердом топливе $\eta_{\text{октябрь}} = 0,6 - 0,7$, $\eta_{\text{в}} = 0,8$, $\eta_{\text{пер.хр.}} = 0,9$ до $0,95$, $\eta_{\text{раз}} = 0,95$ должно быть принято.

$$b_{\text{само}} = 143 / 0,83 \cdot 0,8 \cdot 0,95 \cdot 0,92 = 0,246 \text{ кг г / гкал}$$

$$B_{\text{свойство}} = 0,246 \cdot 26300 = 6470 \text{ гут}$$

Условный перевод топлива в натуральное топливо

$Q_{\text{лет}}$ - ежегодное отопление котла для горячего и горячего водоснабжения многоэтажного промышленного здания, Гкал.

$B_{\text{топлива}}$ - расходы на топливо следующие

B - это цена, которая зависит от качества топлива на рынке и от того, где оно поступает из угольной или региональной и районной топливных баз. Его стоимость, исключая транспортировку топлива в среднем вы можете получить около 14 долларов за шо.

$\text{Ш}_{\text{зп}}$ - заработная плата. Численность работников, принимая во внимание сотрудников управления, эксплуатации и технического обслуживания $(_{\text{шт}})$ определяется на основе регулярного *eselewiş*. Fueled не столь велика для котлов κ - 2,5 - 3,0 чел. / Гкал. Средняя зарплата на одного работника составляет 120 долларов. Зарботная плата за один год рассчитывается по следующей схеме:

$\text{Ш}_{\text{рем}}$ - Стоимость ремонта и обслуживания котла следующая

$\text{Ш}_{\text{а}}$ переносит амортизационный фонд, это основная денежная и моральная деградация природных активов котла, то есть путем добавления части их стоимости к теплогенераторам средства, выделенные на восстановление .

$\text{Ш}_{\text{рас}}$ - общие расходы на станцию являются суммой следующих Примерно 10%

Общая стоимость теплоснабжения многоэтажного дома выглядит следующим образом:

$$\text{Ш}_{\text{о.ст}} = \$ 759,5 \text{ тыс.}$$

Стоимость 1 Гкал тепловой энергии на производственной площадке определяется

$$S_1 = (4 + 84 + 31,8 + 0,6 + 4) / 26,3 = 4730 \text{ ТГ / Гкал}$$

Экономическая оценка строительства и использования вариантов теплоснабжения

В начале экономической оценки строительства и использования любого источника питания он принимает решение на основе бизнес-плана, на основании которого будет разработан инвестиционный проект, если будет принято международное решение. Это временные изменения денежных цен и реализации проекта Современные методы оценки технико-экономических

решений с учетом комплексных затрат: это ценовая и предполагаемая тарифная политика, объем продаж, прибыль и убыток от реализации проекта, возврат погашения кредита, процентная ставка по банковскому кредиту, срок погашения кредита .

Сложность финансово-экономической оценки строительства и эксплуатации крупных энергетических объектов является результатом нескольких этапов инвестиций и результатов реализации проекта. В зависимости от продолжительности. Продолжительность таких инвестиций и приводит к неопределенности оценки и риску ошибочной диагностики. Поэтому в практике практики оценки инвестиционных проектов применяются к минимальному уровню ошибки проекта. Эти методы являются чисто чистыми (NPV), определение жизненного цикла проекта (RR), внутренний доход Расчет доходности (IRR), рентабельность инвестиций (RI), признание отдачи от инвестиций (ROI). Конечно, на практике не все 5 способов оценки инвестиционных проектов всегда одинаковы. Таким образом, только три из оригинальных методов в данной работе используется.

Промышленное здание с котельной или УКВ установкой Поставка тепловой энергии требует определенных ресурсов и, как правило, часть средств обеспечивается предприятием. Остальные деньги будут предоставлены за счет разработчика формы теплоснабжения и того, кто ее использует.

При оценке инвестиционного проекта используются только четыре показателя. известно:

$$Ш_k = 146,8 \text{ тыс. Долларов} \cdot 380 = 4991200 \text{ тенге} \quad (7.3)$$

Y_0 - начальные инвестиции;

CF - денежные потоки для погашения кредита;

r - процентная ставка по банковскому кредиту (10%);

N - календарный год кредита.

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет CF потоков денежных средств, которые зачисляются на переработку и погашение кредита.

Теплопередача тепловой энергии западного отопления Тариф рентабельность Скажем 20%

Западный термальный комплекс Доход от продажи тепловой энергии:

Общие расходы следующие:

Их разница в величине прибыли:

Сумма равна 20%. После вычета налога чистая прибыль составит:

Это полностью пойдет в банк за кредитом, что означает финансовый поток CF.

7.3 Чистое определение NPV

Y_0 - первоначальные финансовые вложения

Расчет NPV производится до первого положительного значения PV. Если рассчитанный период неэффективен в течение многих лет, следует пересмотреть стратегию проекта - найти CF или банк с низким уровнем риска.

Если NPV удовлетворяет время, необходимое для фирмы, то проект увеличит стоимость фирмы, то есть проект должен быть эффективным, и это будет необходимо.

Широкое использование этого метода объясняется стабильностью первоначального контракта, что позволяет различным комбинациям находить экономически обоснованные решения во всех случаях.

7.4 Внутренние нормы прибыли IRR метод расчета

Внутренняя норма доходности отражает уровень доходности инвестиций. Это то, что $NPV = 0$ указывает на то, что

IRR при $NPV = 0$ - этот проект не обеспечивает увеличение стоимости фирмы и не ведет к ее снижению.

Эта ставка дисконтирования ($R = 1: (1 + r)^n$) выделяет инвестиции как полезные и бесполезные. IRR сравнивает капитал с инвестициями и степень, в которой фирма выбирает учитывать уровень доходности, который она выбирает, принимая во внимание уровень чистой прибыли, которую она использует, когда она используется (множитель).

Таблица 7.3 - IRR расчет

год	CF	R10%	PV10%	NPV
0	-49912000	1	-49912000	
1	15570000	0.909091	14154546,9	-35757453
2	15570000	0.826446	12867764,2	-22889689
3	15570000	0.751315	11697974,6	-11191714
4	15570000	0.683013	10634512,4	-557202
5	15570000	0.620921	9667739,97	9110538
			9110538,02	

7.5 Инвестиционная зрелость Расчет RP

Этот метод основан на определении времени, необходимого для расчета первоначальной суммы инвестиций

$$RP = 49912000/15570000 = 3 \text{ год} \quad (7.4)$$

Внедрен техно - экономический 1 Гкал теплоснабжения по расчету Определяются собственные затраты на тепловую энергию, а

экономическая нагрузка промышленного здания выбирается экономно. Необходимо провести финансовую оценку реализации проекта.

По этой причине Западный термальный комплекс Проект полностью профинансирован на 3 года, а сумма кредита Будет закрыт на 5 лет.

Заключение

На момент реализации дипломного проекта был проведен расчет мощности отопительного котла мощностью 115 МВт, в результате которого был принят еще один котельный котел КВГМ-100-150 с природным газом.

Был проведен расчет расхода газа на нагрузку, произведены тепловые расчеты горелок, котельных газовых котлов, конструктивный калькулятор экономичности и подбор запасных частей. Безопасности и охраны окружающей среды в рамках проекта, расчет основных технико-экономических показателей, сумма 4730 Гкал / ч, в результате тепла и стоимость самостоятельного погашения 3 года и могут быть обнаружены.

Принятое проектное решение полностью удовлетворит потребности в горячей воде, а также обеспечит непрерывное и качественное теплоснабжение потребителей жилищно-коммунального хозяйства.

Список литературы

- 1 Тепловой расчет котлов (нормативный метод).- СПб.: НПО ЦКТИ, 1998.- 295 с.
- 2 Кибарин А.А., Орумбаев Р.К., Ходанова Т.В. Котельные установки ТЭС. Учебное пособие// Алматы: АУЭС, 2015. – 119 с.
- 3 Паровые и водогрейные котлы малой и средней мощности: учеб. Пособие//Б.А. Соколов.- М.: Академия, 2008.- 128 с. (Высшее профессиональное образование).
- 4 Тарасюк В.М., Эксплуатация котлов: практическое пособие для оператора котельной/В.М. Тарасюк; под ред. Б. А. Соколова.- М.: ЭНАС, 2008.- 272 с.
- 5 Паровые и водогрейные котлы малой и средней мощности: учебное пособие / Б.А. Соколов.- 2-е изд., стер.- М.: Академия, 2010.- 128 с.
- 6 Паровые и водогрейные котлы (эксплуатация и ремонт) / Сост. П.А. Баранов, А.П. Баранов, А.А. Кузнецов.- М.: ПИО ОБТ, 2003.- 302 с.
- 7 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. - М.: МЭИ, 2006.- 472 с.
- 8 МСН. Тепловые сети. 4.02- 02-2004. - Астана: ПА «KAZGOR» , 2005.- 33 с.
- 9 Строительные нормы и правила РК. 4.02-42-2006. Отопление, вентиляция, кондиционирование. - Астана: ПА «KAZGOR», 2007.- 53 с. 27
- 10 Сурис М.А., Защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии / М.А. Сурис, В.М. Липовских.- М.: Энергоатомиздат, 2003.- 214 с.
- 11 Музалевская, Г.Н. Инженерные сети городов и населенных пунктов: учебное пособие / Г.Н. Музалевская. - М. : Изд-во АСВ, 2006. - 152с.
- 12 Воронов В.Н. Водно-химические режимы ТЭС и АЭС.-М.: «МЭИ», 2009 - 352 с.
- 13 Водоподготовка в энергетике: учебное пособие /А.С. Копылов, В.М. Лавыгин, В.Ф. Очков.- 2-е изд., стер.- М.: МЭИ, 2006.- 322 с.
- 14 Копылов А.С. Процессы и аппараты передовых технологий водоподготовки и их программные расчеты.-М.: «МЭИ», 2009. -156 с.
- 15 Лифшиц, О.В. Справочник по водоподготовке котельных установок.- М.: Эколит , 2011.- 288 с.
- 16 Назмеев Ю.Г., Мингалеева Г.Р. Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС: Справочное пособие. - М.: МЭИ, 2005.- 480 с.
- 17 Промышленные тепло-массообменные процессы и установки / Под ред. А.М. Бакластова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 327 с.
- 18 Соколов, А.И. Вспомогательное оборудование ТЭС: Учеб.пособие.- Алматы : АИЭС,2004.- 83с.
- 19 Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.- М.: МЭИ, 2002.- 378 с.
- 20 Дюсебаев М.К. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности. Учебное пособие.-А., 2011. 102 с.

21 Мировая энергетика: состояние, проблемы, перспективы / Под ред. В.В.Бушуева. - М.: Энергоатомиздат, 2007.- 489 с.

22 Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса.- М.: Высш.шк., 2003.- 416 с.