

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ  
имени Гумарбека Даукеева**

кафедра Тепловые энергетические установки

«УТВЕРЖДАЮ»

**Директор ИТЭТТ**

ст.преп. каф. ТЭУ Бахтияр Б.Т.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

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

«Допущен к защите»

**Заведующий кафедрой** ТЭУ

доц. каф ТЭУ Кибарин А.А.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

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

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

На тему: Проект центральной котельной в г. Талдыкорган

Выполнил: Амантаев Диас Бериккулы ТЭС-16-3

(фамилия и инициалы студента)

группа

специальность 5В071700 – “Теплоэнергетика”

Научный руководитель: д.т.н., проф. каф. ТЭУ Достияров Абай

Мухамедиярович

(фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

Рецензент: Нач. турбинного цеха АО АлЭС ТЭЦ 3 Ваганов Олег Викторович

(фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

Нормоконтролер: асс. каф. ТЭУ Олжабаева Карлыгаш Сериковна

(фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

**Консультанты:**

по экономической части: ст.преп. Абильдина Айнура Шахизадина

(фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

по безопасности жизнедеятельности: доц. каф. ОТ и ОС Приходько Николай Георгиевич

(фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

Алматы, 2020 г.

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ имени Гумарбека Даукеева

Институт \_\_\_\_\_ Институт теплоэнергетики и теплотехники \_\_\_\_\_  
Специальность \_\_\_\_\_ 5В071700 – “Теплоэнергетика” \_\_\_\_\_  
Кафедра \_\_\_\_\_ Тепловые энергетические установки \_\_\_\_\_

### ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студент \_\_\_\_\_ Амантаев Диас Берикулы \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество)

Тема работы \_\_\_\_\_ Проект центральной котельной в г. Талдыкорган \_\_\_\_\_

утверждена приказом ректора № 147 от «11» \_\_\_\_\_ ноября \_\_\_\_\_ 2019 г.

Срок сдачи законченной работы « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Исходные данные, требуемые параметры результатов и исходные данные: климатические характеристики города Талдыкорган, температурный график теплосети, расход пара технологическим потребителям в расчётном режиме, доля возврата и температура конденсата с производства, вид сжигаемого топлива, тепловые нагрузки по всем потребителям.

Перечень вопросов подлежащих разработке в дипломной работе или краткое содержание: нормы и правила проектирования центральных котельных, расчёт принципиальных тепловых схем котельных, методика выбора основного и вспомогательного оборудования, компоновка главного корпуса, годовые технико-экономические показатели котельной, опасные и вредные производственные факторы.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):  
1 Рис. А.1. – Продольный разрез парового котла Е-50-1,4-250ГМ \_\_\_\_\_  
2 Рис. А.2. – Поперечный разрез парового котла Е-50-1,4-250ГМ \_\_\_\_\_  
3 Рис. Б.1. – Принципиальная тепловая схема центральной котельной смешанного типа для открытой схемой теплоснабжения \_\_\_\_\_

Рекомендуемая основная литература:

- 1 Соловьёв Ю.П. Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей. - М.: Энергия, 1976. -192 с.
- 2 Михельсон А.И., Соловьёв Ю.П. Вспомогательное оборудование ТЭЦ, центральных котельных и его автоматизация. - М.: Энергия, 1972 г.- 256с.
- 3 Соловьёв Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промпредприятий. - М.: Энергия, 1968 г. – 312с.
- 4 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. -7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001 г. - 472 с.
- 5 Бойко Е.А. Котельные установки и парогенераторы. Учебное пособие. - Красноярск: КГТУ, 2005 г. - 292 с

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов:

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основная часть	Достяров А.М.	3.06.2020	
Безопасность жизнедеятельности	Приходько Н.Г.	22.05.2020	
Экономическая часть	Абильдина А.Ш.	22.05.2020	

### Г Р А Ф И К подготовки дипломной работы

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Изучение специфики теплопотребления	18.01.2020	-
2	Расчёт принципиальной тепловой схемы	01.02.2020	-
3	Выбор основного оборудования	24.02.2020	-
4	Выбор вспомогательного оборудования	7.03.2020	-
5	Компоновочные решения	28.03.2020	-
6	Выполнение индивидуального задания	6.04.2020	Использовать тепловой расчёт
7	Экономическая часть	21.05.2020	-
8	Безопасность жизнедеятельности	22.05.2020	Изменить порядок представления разделов

Дата выдачи задания «25» ноября 2019 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Кибарин А.А.  
(подпись) (фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_ Достяров А.М.  
(подпись) (фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ Амантаев Д.Б.  
(подпись студента) (фамилия и инициалы)

## **Аннотация**

Основная цель данного дипломного проекта – основываясь на нормах и правилах проектирования создать проект центральной котельной установки в городе Талдыкорган.

В ходе проекта проводится описание планируемого объекта и населенного пункта, расчёт принципиальной тепловой схемы котельной, выбор и описание основного и вспомогательного оборудования, характеризуются компоновочные решения. В качестве индивидуального задания проводится аэродинамический расчёт парового котла.

В экономической части проекта производится оценка эффективности капиталовложений в строительство, определяются основные технико-экономические показатели котельной.

В разделе “Безопасность жизнедеятельности” приводится анализ опасных и вредных производственных факторов, а также расчёт выбросов загрязняющих веществ.

## **Андатпа**

Бұл дипломдық жобаның басты мақсаты – жобалау нормалары және ережелері арқылы Талдықорған қаласында орталық қазандық жобасын жасау.

Жоба барысында жоспарланған объект жайлы және оның орналасатын қала туралы мәлімдеме беріледі, принципті жылу схемасы есептеледі, негізгі және көмекші жабдықтардың таңдауы жасалынады, бас ғимараттың макеті бейнеленеді. Жеке тапсырма ретінде бұл қазандығының аэродинамикалық есебі орындалады.

Экономикалық бөлімінде құрылысқа салынған инвестицияның тиімділігін бағалауы көрсетіледі, және негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштер анықталады.

“Өміртіршілік қауіпсіздігі” бөлімінде зиянды және қауіпті өндірістік факторларының талдауы беріледі, сонымен қатар ауаны ластайтын заттардың шығарылу есебі көрсетіледі.

## **Annotation**

The main purpose of the diploma project is creating the project of boiler plant in Taldykorgan city according to design rules and regulations.

During the project, the description of the planned facility and settlement is carried out. Also, in the diploma project is presented very important solutions like calculation of the thermal circuit, selection of main and auxiliary equipment, general plan of the boiler plant. As an individual task, the aerodynamic calculation of the steam boiler is carried out.

In the economic part of the project, an assessment of the effectiveness of investment in construction is made, also is identified the main technical and economical indicators of the boiler plant.

In the “Life safety” section, analysis of harmful and hazardous production factors and the calculation of pollutant emissions is presented.

## Содержание

Введение.....	6
1 Общие сведения о проектируемом объекте и населённом пункте.....	7
1.1 Определение и классификация центральных котельных.....	7
1.2 Промышленность и климат города Талдыкорган.....	8
1.3 Снабжение центральной котельной ресурсами.....	8
2 Расчёт принципиальной тепловой схемы (ПТС) котельной установки...	9
3 Выбор и описание основного оборудования.....	11
3.1 Паровые котлы Е-50-1,4-250ГМ .....	11
3.2 Водогрейные котлы КВ-ГМ-100-150.....	13
4 Выбор и описание вспомогательного оборудования.....	16
4.1 Тягодутьевые машины паровых и водогрейных котлов.....	19
4.2 Деаэраторы.....	23
4.3 Расширители.....	26
4.4 Кожухотрубчатые теплообменники.....	31
4.5 Редукционные установки.....	32
4.6 Баковое хозяйство.....	35
4.7 Насосное оборудование.....	41
5 Компоновка главного корпуса котельной.....	41
6 Экономическая оценка строительства центральной котельной в городе Талдыкорган и её технико-экономические показатели.....	43
6.1 Основные технико-экономические показатели .....	43
6.2 Расчёт себестоимости отпускаемой тепловой энергии.....	46
6.3 Оценка эффективности капиталовложений в строительство центральной котельной.....	49
7 Безопасность жизнедеятельности .....	51
7.1 Охрана труда на производстве .....	51
7.2 Расчёт искусственного освещения .....	56
7.3 Охрана окружающей среды .....	58
7.4 Расчёт дымовой трубы .....	59
8 Индивидуальное задание. Аэродинамический расчёт парового котла Е-50-1,4-250ГМ.....	62
Заключение.....	69
Список использованной литературы.....	70
Приложение А Продольный и поперечный разрезы парового котла Е-50-1,4-250ГМ (формат А4 – 2 листа).....	72
Приложение Б Принципиальная тепловая схема (формат А3).....	74
Приложение В Расчёт ПТС (формат А3 – 4 листа).....	75

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Содержание	Литер	Лист	Листов
Разработал		Амантаев Д					5	79
Руковод.		Достияров А.						
Рецензент		Ваганов О.						
Н.контр.		Олжабаева К.						
Зав.каф.		Кибарин А.						
						ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		

## Введение

Потребность в тепловой энергии имеется на всех современных промышленных предприятиях, как для технологических целей, так и для нужд сантехники, то есть для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Тепло нужно также для отопления жилых зданий и бытовых нужд населения, живущего в прилегающих к промышленным предприятиям районах.

В технологических процессах тепло используется очень широко. Оно требуется для получения механической работы, осуществления химических процессов, сушки материалов и получения искусственного холода. Молоты, прессы, ковочные машины потребляют водяной пар. Промышленные печи для плавления металла и обжига различных материалов, сушильные установки получают тепло от сжигаемого в них топлива — газа, мазута или угля. Пищевая промышленность в больших количествах использует пар и горячую воду для приготовления продуктов питания. Холодильники для хранения пищевых продуктов и абсорбционные установки для получения искусственного холода на промпредприятиях также нуждаются в тепле.

В связи с неуклонным ростом потребности в тепловой энергии у населения является целесообразным обратить внимание на вопросы повышения тепловой мощности и экономической эффективности, как отдельных тепловых установок, так и системы теплоснабжения в целом.

Централизованное теплоснабжение (ТЭЦ, крупные котельные установки), в отличие от индивидуального источника теплоты (котельные малой мощности) имеет существенные преимущества:

- улучшает технико-экономические показатели теплоисточников (меньше удельные капиталовложения, выше к. п. д. использования химической энергии топлива, меньше удельные расходы топлива на отпускаемое тепло, ниже стоимость отпускаемого тепла),
- положительно влияет на санитарное состояние атмосферы (загазованность),
- улучшает архитектурно-планировочные решения.

Однако в отдельных случаях потребители тепла могут находиться в значительном расстоянии друг от друга, а суммарная тепловая мощность может не достигать экономически оправданной для строительства ТЭЦ уровня. Экономически более выгодной в этом случае является раздельная схема энергоснабжения – электроэнергией из энергосистемы и теплом от крупных котельных установок.

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ					
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Введение					
Разработал	Амантаев Д							Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достияров А.								6	79
Рецензент	Ваганов О.							ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.									
Зав.каф.	Кибарин А.									

# 1 Общие сведения о проектируемом объекте и населённом пункте

## 1.1 Определение и классификация центральных котельных

Центральная котельная установка – это источник централизованного теплоснабжения в виде водяного пара определённого давления и температуры, а также горячей воды для нужд промышленных предприятий и прилегающего к ним жилищно-коммунального сектора.

По назначению центральные котельные для теплоснабжения промышленных комплексов составляют три группы: паровые котельные, смешанные и чисто водогрейные котельные.

Первые оборудуются только паровыми котлами и в основном предназначаются для обеспечения паром технологических потребителей промпредприятий. Отпуск тепла системам отопления, вентиляции и горячего теплоснабжения производится в небольших количествах, только для нужд предприятий. По паропроизводительности центральным паровым котельным соответствуют паровые котлы мощностью 50 т/ч и выше. Однако в отдельных случаях могут быть использованы также паровые котлы низкого давления паропроизводительностью 25 и 35 т/ч.

Котельные второй группы оборудуются паровыми и водогрейными котлами и предназначаются для отпуски тепла в виде пара промпредприятиям и в виде воды высокой температурой для отопительно-вентиляционных потребителей предприятий и жилищно-коммунальных секторов.

В смешанных котельных мощности паровых и водогрейных котлов определяются соотношением тепловых нагрузок по теплоносителям «пар» и «горячая вода» и выбираются на основании соответствующих технико-экономических расчетов.

Как паровые, так и водогрейные котлы могут быть газомазутными или пылеугольными. Рабочее давление пара в паровых котлах обычно ~ 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>). В отдельных случаях соответственно требованиям потребителей пара или по условиям выбора котлов, выпускаемых промышленностью, могут устанавливаться котлы на давление ~ 2,4 или 4,0 МПа (24 или 40 кгс/см<sup>2</sup>). Все паровые котлы – барабанные с естественной циркуляцией и экранированными топочными камерами.

Третья группа котельных оборудуется водогрейными котлами. Водогрейные котельные в схемах теплоснабжения промышленных комплексов, применяются в сочетании с паровыми котельными для покрытия тепловых нагрузок потребителей ЖКС, значительно удаленных от пароводогрейных источников тепла. Водогрейные котлы, применяемые в котельных, имеют мощность ~35 МВт (30 Гкал/ч) и выше.

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Общие сведения об объекте и населённом пункте	Литер	Лист	Листов
Разработал	Амантаев Д						7	79
Руковод.	Достияров А.							
Рецензент	Ваганов О							
Н.контр.	Олжабаева К.							
Зав.каф.	Кибарин А.							
						ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		

## 1.2 Промышленность и климат города Талдыкорган

Талдыкорган – город на юго-востоке Казахстана, административный центр Алматинской области. Расположен в центре Семиречья на берегах реки Каратал в предгорьях Джунгарского Алатау на высоте свыше 602 м над уровнем моря.

Возник в 19-м веке как русское поселение, во 2-й половине XIX века — Гавриловка, в 1920 году переименован в село Талды-Курган. 4 мая 1993 года Постановлением Президиума Верховного Совета Казахстана транскрипция названия города Талды-Курган на русском языке была изменена на Талдыкорган. С 2001 года — центр Алматинской области.

Согласно данным на сегодняшний день, в Талдыкоргане проживают около 145 тысяч человек, представляющих 70 народов и национальностей.

Сегодня в городе ведётся активная застройка. Основой экономики Талдыкоргана является промышленное производство, база которого создавалась с учётом выгодного транспортно-географического положения. Всего в городе 24 основных промышленных предприятия, из них 5 предприятий переработки. Кроме того, имеется 48 мини-производств. Также в Талдыкоргане находятся такие заводы, как: аккумуляторный «Кайнар», машиностроительный «Мирас», ТОО «Инфраэнерго», ТОО «АСПМК-519», комбинат стройматериалов.

Климат города континентальный. Среднее годовое количество осадков 350—400 мм, основное их количество приходится на периоды март-май и ноябрь-декабрь. В розе ветров преобладают северо-восточный (34 %) и северный (16 %) ветры.

Согласно СП РК 2.04-01-2017 "Строительная климатология" климатические условия города характеризуются следующими показателями:

- расчетная температура наружного воздуха (температура наиболее холодной пятидневки)  $-30^{\circ}\text{C}$ ;
- средняя температура воздуха самого холодного месяца (январь)  $-8,5^{\circ}\text{C}$ ;
- средняя температура воздуха за отопительный период  $-3,7^{\circ}\text{C}$
- продолжительность отопительного сезона 175 дней.

## 1.3 Снабжение центральной котельной ресурсами

Для нормальной работы центральной котельной необходимо бесперебойное снабжение её ресурсами, которые частично или полностью участвуют в производстве тепла. Согласно результатам расчётов, приведённых в 6 главе настоящего документа, годовые объёмы выпускаемой продукции:

- отпуск теплоты системам отопления и вентиляции – 377 720 Гкал
- отпуск теплоты системам горячего водоснабжения – 140 200 Гкал
- отпуск теплоты технологическим потребителям – 82 250 Гкал

Для паровых и водогрейных котлов в качестве основного топлива предусмотрено использования природного газа газопровода Центральная Азия – Китай, в качестве резервного – мазут. Годовая потребность котельной в



органическом топливе составляет -  $78,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ . Объёмное содержание компонентов газа:

- метан  $\text{CH}_4$  – 93,8%
- этан  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 3,6%
- пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 0,7%
- бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,2%
- пентан  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  – 0,4%
- азот  $\text{N}_2$  – 0,7%
- углекислота  $\text{CO}_2$  – 0,6%

Низшая теплотворная способность  $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 37,56 \text{ кДж/м}^3$

Водоснабжение центральной котельной будет осуществляться от общегородских водопроводов питьевой и технической вод. Годовая потребность котельной в питьевой воде составляет -  $7,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ , в технической -  $401,3 \cdot 10^3 \text{ м}^3$

Потребность в электроэнергии обусловлена необходимостью подвода электричества для работы двигателей вспомогательного оборудования и освещения производственных помещений. Годовая потребность котельной в электроэнергии составляет -  $4,92 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ . Это количество будет удовлетворяться из общегородских сетей электроснабжения.

## 2 Расчёт принципиальной тепловой схемы котельной установки

Основным расчётом при проектировании теплогенерирующей установки является расчёт её тепловой схемы. Принципиальная тепловая схема котельной установки – это схема, на которой с помощью условных обозначений указан качественный состав основного и вспомогательного оборудования, а также связи между ними в технологическом процессе. На основании расчёта тепловой схемы составляются материальный и тепловой балансы котельной, позволяющие выбрать оборудование для неё и определить её технико-экономические показатели. Так как теплопотребление предприятий и жилого массива различно в течение года, расчёт выполняется для четырех режимов работы котельной установки, которыми являются:

I – максимально-зимний режим, при расчётной температуре наружного воздуха. Этот режим определяет максимальную паропроизводительность и тепловую мощность котельной, которые, в свою очередь, определяют число и тип котлов и теплофикационных теплообменников;

II – расчетно-контрольный, при средней за наиболее холодный месяц температуре наружного воздуха и возможному аварийному останову одного из котлов. Проводится в двух вариантах: при останове самого мощного водогрейного и парового котла;

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработал	Амантаев Д				Расчёт принципиальной тепловой схемы котельной	Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достияров А,						9	79
Рецензент	Ваганов О					ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.							
Зав.каф.	Кибарин А.							

III – среднеотопительный, рассчитываемый по средней за отопительный сезон температуре наружного воздуха. По среднеотопительному режиму можно подсчитать валовые технико-экономические показатели котельной;

IV – летний режим, при отсутствии отопительно-вентиляционных нагрузок. Нагрузка по пару на технологические цели принимается максимально-суточной, а по горячему воде – средней за неделю.

Расчет действительной мощности котельной выполняется методом последовательных приближений, согласно которому ход работы разделяется на три этапа:

1 этап – подсчет мощности котлоагрегатов без учёта расхода пара на собственные нужды паротеплоприемников. Эта мощность определяется исходя из нагрузки внешних потребителей тепла.

2 этап – подсчет мощности котлоагрегатов, необходимой для покрытия расходов тепла на собственные нужды котельной: деаэраторы, пароводяные и водо-водяные теплообменники, ПВД и т. п. Эти расходы тепла являются функцией суммарной теплопроизводительности котельной (внешней и собственных нужд) и сразу не могут быть подсчитаны. Поэтому в рассматриваемой методике предварительно задаются конечным значением суммарной теплопроизводительности котельной и по нему рассчитывают расходы тепла на собственные нужды.

3 этап – подсчет суммарной паропроизводительности котельной.

Невязка с предварительно принятой величиной не должно превышать 3%. Иначе 2 этап расчета следует повторить, приняв за исходную величину результаты первого просчёта. Специально добиваться уменьшения невязки расчета нет необходимости, так как исходные данные не обладают большей точностью.

Точность расчета тепловой схемы зависит от числа последовательных приближений величин, полученных при расчете, к величинам, которыми предварительно задавались.

Трудно поддающиеся расчету расходы пара на обдувку поверхностей нагрева котла и утечки для производственно-отопительных котельных малой и средней мощности принимаются равными 2-3 % от расхода пара внешними потребителями и на собственные нужды. При расчете тепловой схемы котельной используются уравнения теплового и весового баланса для всех её элементов, при расчете диаметров трубопроводов - уравнение сплошности потока.

При проектировании подобных теплогенерирующих установок расчёт выполняют параллельно для всех четырех режимов в табличной форме. Иллюстрация принципиальной тепловой схемы и её расчёт приведены соответственно в приложениях Б и В.

### 3 Выбор и описание основного оборудования

Максимальная паровая нагрузка котельной составляет 88,1 т/ч. Соответственно давлению отпускаемого потребителям пара (1,4 МПа) и выбранному топливу (природный газ) к установке принимаются паровые газовые котлы на давление 1,4 МПа.

На это давление промышленностью выпускаются газомазутные котлы паропроизводительностью 4, 10, 25 и 50 т/ч.

Согласно рекомендациям по выбору основного оборудования котельных, в которых предпочтение отдаётся укрупнению основного оборудования, принимаем к установке два паровых котла паропроизводительностью 50 т/ч каждый, типа Е-50-1,4-250ГМ (ДЕ-50-14-250ГМ) Бийского котельного завода. При установке этих котлов удовлетворяются все требования эксплуатации и ремонта основного оборудования.

Предварительно принятые к установке два водогрейных котла теплопроизводительностью по 100 Гкал/ч также удовлетворяют нормальным условиям эксплуатации котельной. Согласно номенклатуре выпускаемых промышленностью водогрейных котлов [1, табл. 3-4] к установке принимаем два котла типа КВ-ГМ-100-150.

Выбранное основное оборудование котельной обеспечивает эффективное использование его в течение всего года и, следовательно, предопределяет высокие технико-экономические показатели котельной.

#### 3.1 Паровые котлы Е-50-1,4-250ГМ

Котёл Е-50-1,4-250ГМ представляет собой вертикальную трёхходовую конструкцию, который состоит из топки, поворотного газохода, и конвективной шахты, в которой расположен водяной экономайзер. Затем дымовые газы направляются в отдельно расположенный воздухоподогреватель.

В обогреваемых газами трубах, образующих топку, а также в ширмах котельного пучка происходит образование насыщенного водяного пара. Пароводяная смесь поступает в верхние коллекторы, а из них по паропроводящим трубам – в выносные циклоны и барабан. К барабану и выносным циклонам присоединены необогреваемые опускные трубы, по которым котловая вода поступает в нижние коллекторы экранов и котельного пучка. В образованном, таким образом, замкнутом контуре происходит естественная циркуляция рабочего тела, благодаря разнице в весах столбов воды в опускных трубах и пароводяной смеси в обогреваемых трубах. Пар из барабана подаётся в коллектор насыщенного пара.

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Выбор и описание основного оборудования	Литер	Лист	Листов
Разработал	Амантаев Д							
Руковод.	Достяров А,						11	79
Рецензент	Ваганов О					ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.							
Зав.каф.	Кибарин А.							

Барaban котла служит для распределения воды по опускающим трубам циркуляционных контуров и сепарации пароводяной смеси на насыщенный пар и воду. Котёл Е-50-1,4-250ГМ имеет двухступенчатую схему испарения. В качестве первичного сепарационного устройства первой ступени испарения используется жалюзийно-дроссельная стенка. В качестве вторичного сепарационного устройства применяется дырчатый лист и жалюзийный сепаратор. Внутрибарабанные устройства выполнены съёмными.

Топочную камеру образуют экраны: фронтальной, задний и боковые, выполненные из газоплотных панелей. Боковые экраны топки разделены на 2 секции, имеющие индивидуальные коллекторы. Фронтальной экран топки образует фронтальную стенку, половину пода и часть потолка. Конвективный газоход образован задним экраном топки, боковыми экранами конвективного газохода, задним экраном котла и стойками испарительных ширм. Экраны конвективного газохода выполнены из газоплотных мембранных панелей. Боковые экраны конвективного газохода выполнены прямыми и поставляются каждый одной секцией, имеющей индивидуальные коллекторы. На боковых экранах предусмотрена установка лазов для обслуживания, ремонта и газоимпульсной очистки поверхностей нагрева.

В горизонтальном газоходе с шагом 150мм расположено 30 испарительных ширм. Каждая ширма образована 15-ю Г-образными трубами Ø38x3, расположенными с шагом 60мм. Нижние концы этих труб присоединены к вертикальным коллекторам Ø108x8, а верхние – к горизонтальным коллекторам Ø133x8. Таким образом, в каждом из вертикальных коллекторов образуются два канала, один из которых, обращённый в сторону газохода, является подъёмным, а второй – рециркуляционными.

Пароводяная смесь отводится из каждого горизонтального коллектора одной трубой Ø89x4 в дополнительный коллектор Ø219x16, расположенный над коллектором Ø426. Из коллектора Ø426 пароводяная смесь также отводится в тот же дополнительный коллектор четырьмя трубами Ø159x7, расположенными по 2 штуки на концевых участках коллекторов. Из дополнительного коллектора трубами Ø159x7 пароводяная смесь отводится в три выносных циклона Ø426 (по 3 штуки на 1 циклон).

Водяной экономайзер расположен в опускающей шахте. Он состоит из змеевиков, расположенных в шахматном порядке параллельно фронту котла и поставляется двумя блоками.

Воздухоподогреватель котла трубчатый из труб Ø40x1,5мм. Поставляется блоками и устанавливается на отдельном каркасе.

Котёл Е-50-1,4-250ГМ комплектуется двумя газомазутными горелками типа ГМПВ-20, обеспечивающими сжигание природного газа и мазута. Горелки устанавливаются в один ярус на фронтальной стене топки. Горелка имеет два канала по воздуху, центральный с аксиальным завихривающим аппаратом, и периферийный прямоточный. Для регулировки соотношения поступающего в горелку воздуха в периферийном канале установлена

заслонка с электроприводом. Электропривод поставляется в исполнении с токовым датчиком положения, что позволяет достаточно точно настраивать процесс горения, обеспечивая низкий уровень NOx.

Для надёжного управления горелкой при растопке котла, газовая часть имеет двухколлекторную систему: малый коллектор для розжига горелки и основной коллектор. Выходные части каналов, газовых трубок и центральный завихритель выполнены из жаростойкой стали. На горелке предусмотрена установка фотодатчика, гляделки и запального устройства.

Схематические изображения котла представлены в Приложении А.

Таблица 3.1 – Технические характеристики котла ДЕ-50-14-250ГМ

Характеристика котла при номинальной нагрузке	Ед. изм.	ДЕ-50-14-250ГМ
		Природный газ
Паропроизводительность	т/ч	50
Давление за главной парозапорной задвижкой	кгс/см <sup>2</sup>	14
Давление в барабане	кгс/см <sup>2</sup>	16
Температура пара за ГПЗ	°С	250
Температура питательной воды	°С	100
Температура уходящих газов	°С	126
Расчётный К.П.Д (брутто)	%	92
Ориентировочный расход топлива	м <sup>3</sup> /ч	3700
Объём продуктов сгорания	тыс.м <sup>3</sup> /ч	81
Размеры котельной ячейки: глубина по осям здания	м	18
Размеры котельной ячейки: ширина по осям здания	м	12
Размеры ячейки котельной: высота(низшая допустимая отметка фермы перекрытия здания)	м	16
Масса наиболее тяжёлого поставочного блока	т	12,3

### 3.2 Водогрейные котлы КВ-ГМ-100-150

Котёл водогрейный КВ-ГМ-100-150 (КВ-ГМ-116,3-150) – водогрейный котёл выполнен водотрубным, прямоточным с П-образной сомкнутой компоновкой поверхностей нагрева.

Котлы КВ-ГМ-100-150(КВ-ГМ-116,3-150) имеют П-образную компоновку, топочную камеру и конвективную шахту.

Топочная камера экранирована трубами с шагом 64 мм, которые, соответственно, образуют:

- передний экран, который состоит из вертикальных труб, приваренных к верхнему, нижнему, а также двум промежуточным коллекторам;

- левый боковой экран, состоящий из вертикально-изогнутых труб, приваренных к верхнему и нижнему коллекторам, которые экранируют левую боковую стенку и потолок топки до середины, причем верхний коллектор длиннее нижнего на треть и эта удлинённая часть коллектора находится в конвективной шахте, являясь одновременно верхним коллектором бокового экрана конвективной поверхности нагрева.

- промежуточный экран – вертикальные трубы, приваренные к верхнему и нижнему коллекторам, которые выполнены в виде газоплотного экрана, разделяющего топку от конвективной шахты, причем промежуточный экран не доходит до потолка топки, оставляя окно для прохода топочных газов из топки в конвективную шахту.

Конвективная шахта имеет:

- правую боковую стенку шахты, выполненную в виде вертикальных стояков диаметром 83х3,5 мм, а в эти стояки вварены три пакета горизонтально расположенных U-образных ширм, выполненных из труб диаметром 28х3 мм;

- правый потолочный экран конвективной шахты, состоящую из изогнутых труб, которые экранируют правую стенку и потолок до середины конвективной шахты, и приварены, соответственно, к промежуточному и верхнему коллекторам конвективной шахты

- заднюю стенку, выполненную из вертикальных труб диаметром 60х3 мм, которые приварены к верхнему и нижнему коллекторам задней стенки шахты.

На фронтальной стенке котлов КВ-ГМ-100 установлены три газомазутные горелки РГМГ-30 с ротационными форсунками.

На котлах КВ-ГМ-100 горелки устанавливаются на воздушном коробе котла, который крепится на фронтальном экране горизонтальным коллекторам. Каждая горелка типа РГМГ имеет вентилятор первичного воздуха. Для горелки РГМГ-30 устанавливается вентилятор 30ЦС85.

Котлы КВ-ГМ-100 не имеют каркаса. Обмуровка и теплоизоляция котла облегчённая. Обмуровочные и изоляционные материалы в поставку завода не входят. Котлы комплектуются устройством отбора проб пара и воды. Трубная часть котла может поставляться транспортабельными блоками, также возможна поставка россыпью.

Таблица 3.2 – Технические характеристики котла КВ-ГМ-100

Характеристика котла при номинальной нагрузке	Ед. изм.	КВ-ГМ-100
		Природный газ
Теплопроизводительность	Гкал/ч	100
Расчётный расход воды в основном режиме	т/ч	1235
То же в пиковом режиме	т/ч	2460

Гидравлическое сопротивление котла в основном режиме(не более)	кгс/см <sup>2</sup>	1,65
То же в пиковом режиме	кгс/см <sup>2</sup>	0,79
Сопротивление газового тракта	кгс/см <sup>2</sup>	120
Сопротивление воздушного короба	кгс/см <sup>2</sup>	310
Температура уходящих газов в основном режиме	°С	138
То же в пиковом режиме	°С	144
К.П.Д котла в основном режиме	%	92,7
То же в пиковом режиме	%	92,5
Расход топлива	нм <sup>3</sup> /ч	12520
Объём уходящих газов	м <sup>3</sup> /ч	229
Размеры ячейки котельной: глубина по осям колонн здания	м	18
Размеры ячейки котельной: ширина по осям котлов	м	12
Размеры ячейки котельной: высота(низшая допустимая отметка фермы перекрытия здания)	м	16,4
Масса наиболее тяжёлого поставочного блока	т	2

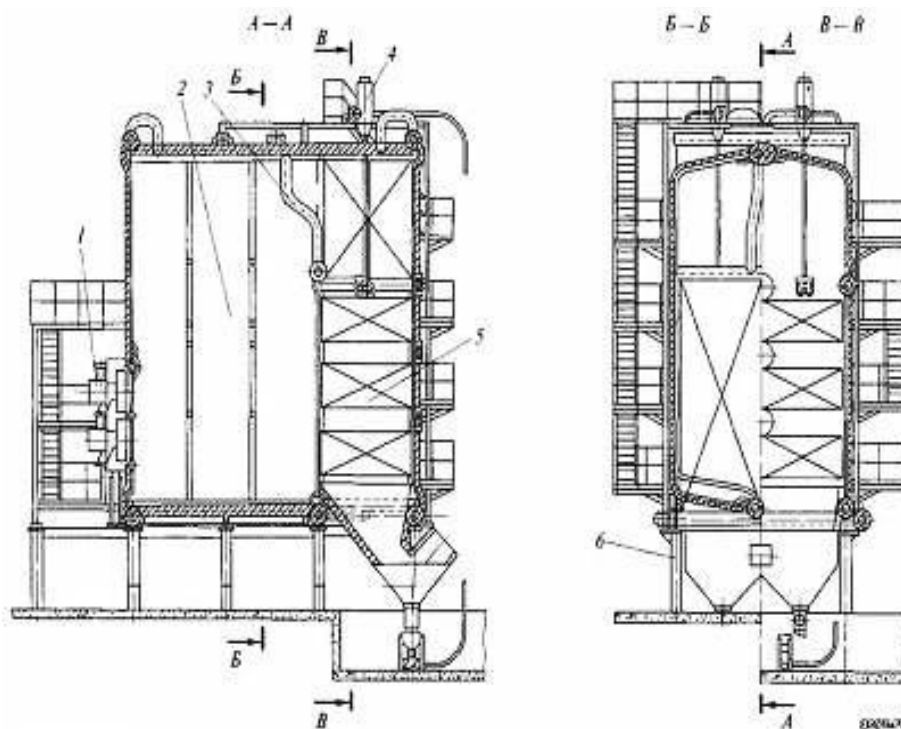


Рисунок 3.1 – Продольный и поперечный разрезы котла КВ-ГМ-100-150

## 4 Выбор и описание вспомогательного оборудования

### 4.1 Тягодутьевые машины и сооружения паровых и водогрейных котлов

Тягодутьевые машины паровых и водогрейных котлов выбираются заводами-поставщиками котельных агрегатов на основании тепловых и аэродинамических расчетов. Предварительно типы тягодутьевых машин для выбранных паровых и водогрейных котлов принимаем по данным заводоизготовителей для аналогичных котлоагрегатов.

К паровым котлам устанавливается по одному дымососу типа ДН 19х2 и по одному дутьевому вентилятору типа ВДН-15. К водогрейным котлам устанавливается по одному дымососу типа Д18х2 и по одному дутьевому вентилятору ВД-15,5.

4.1.1 Дымососы. Центробежные дымососы двустороннего всасывания ДН 19х2 предназначены для удаления дымовых газов из топок пылеугольных и газомазутных котлов паропроизводительностью до 640 т/ч, при остаточной запыленности дымовых газов не более 2 г/м<sup>3</sup>.

Основными узлами дымососа ДН 19х2 являются: рабочее колесо, ходовая часть, улитка, два всасывающих кармана (левый и правый) и два упрощенных направляющих аппарата (левый и правый).

Ходовая часть дымососа ДН 19х2 состоит из:

- трубчатого вала с приваренными с двух сторон цапфами;
- двух разъемных чугунных корпусов подшипников;
- двух радиальных сферических роликоподшипников и упругой втулочно-пальцевой муфты, соединяющей вал машины непосредственно с валом электродвигателя. Подшипник со стороны электродвигателя является опорно-упорным, с другой стороны - опорным.

Таблица 4.1 – Технические характеристики дымососа ДН 19х2

Характеристика дымососа	Ед. изм.	ДН 19х2
Диаметр крыльчатки	м	1,8
Частота вращения рабочего колеса двигателя (синхронная), тах	об/мин	750
Установленная мощность двигателя	кВт	400
Потребляемая мощность	кВт	-
Производительность на всасывании	м <sup>3</sup> /ч	78 000
Полное давление	кПа	329

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ		
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разработал	Амантаев Д				Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достяров А,					16	79
Рецензент	Ваганов О				ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.						
Зав.каф.	Кибарин А.						
					Выбор и описание вспомогательного оборудования		



Температура перемещаемой среды на всасывании	°C	200
КПД max	%	86
Предельная запыленность перемещаемой среды	г/м <sup>3</sup>	2
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании	°C	250
Габариты без электродвигателя	мм	3750 x 2645 x 2760
Масса без электродвигателя	кг	9100
Угол разворота корпуса при поставке (монтаже)	-	90° (0°-270° через 45°)

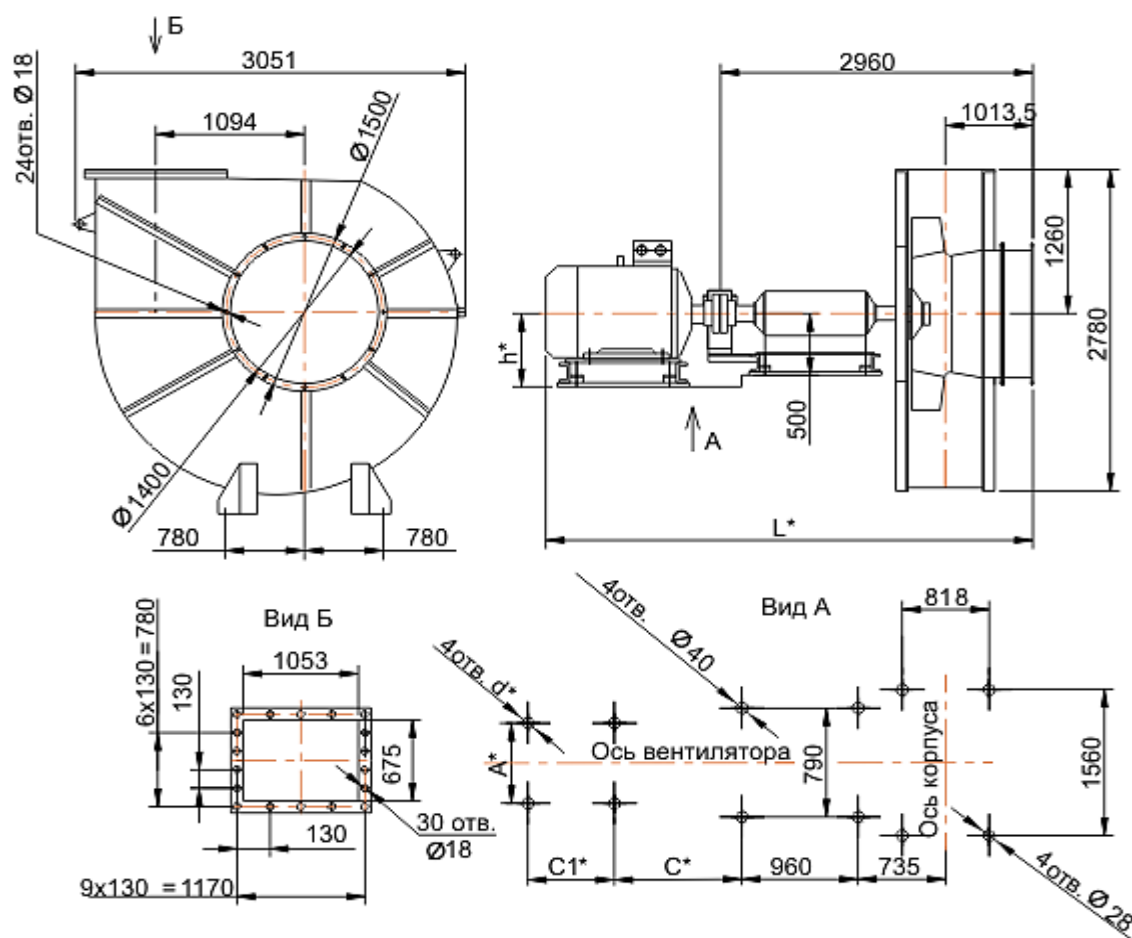


Рисунок 4.1 – Габаритный чертёж дымососа ДН 19x2

4.1.2 Дутьевые вентиляторы. Центробежные вентиляторы горячего дутья одностороннего всасывания ВДН-15 и ВД-15,5 предназначены для подачи воздуха в топочные камеры котлоагрегатов котельных цехов тепловых электростанций или крупных промышленных котельных установок. Допускается применение вентиляторов в технологических установках

различных отраслей народного хозяйства для перемещения чистого воздуха, а также в качестве дымососов на газомазутных котлах с уравновешенной тягой.

Центробежные дутьевые вентиляторы ВДН и ВД предназначены для перемещения у воздуха и невзрывоопасных неагрессивных газоздушных смесей с температурой от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+200^{\circ}\text{C}$ , запыленностью до  $0,1 \text{ г/м}^3$ , не содержащих липких, волокнистых и абразивных включений.

Основными узлами вентиляторов ВД являются: рабочее колесо, корпус (улитка), всасывающий патрубок, электродвигатель, привод, рама (опора). Корпус двигателя с насаженным на его вал рабочим колесом установлены на П-образной раме. Рама притягивается к общему фундаменту болтами. К передней стенке корпуса с помощью болтового соединения крепится всасывающий патрубок цилиндрической формы. Всасывающий карман устанавливается на входе потока воздуха в корпус (крепится к патрубку сваркой) и позволяет, изменяя направление потока на  $90^{\circ}$ , стабилизировать его и повысить КПД тягодутьевой машины. Управление направляющим аппаратом может осуществляться вручную или исполнительным механизмом.

Таблица 4.2 – Технические характеристики дутьевых вентиляторов ВДН-15 и ВД-15,5

Параметр	ВД-15,5	ВДН-15
Тип электродвигателя:	АИР	АИР, А
Напряжение, В:	380/660	380/661
Полное давление, Па:	6040-6680	3 000
Производительность, $\text{м}^3/\text{час}$ :	50000-129000	50 000
Мощность двигателя, кВт:	160-315	75
Частота вращения двигателя, об./мин:	750-1000	1000
Макс. температура перемещаемой среды, $^{\circ}\text{C}$ :	200	200
Максимальный КПД, $\eta_{\text{max}}$ (%):	72	86

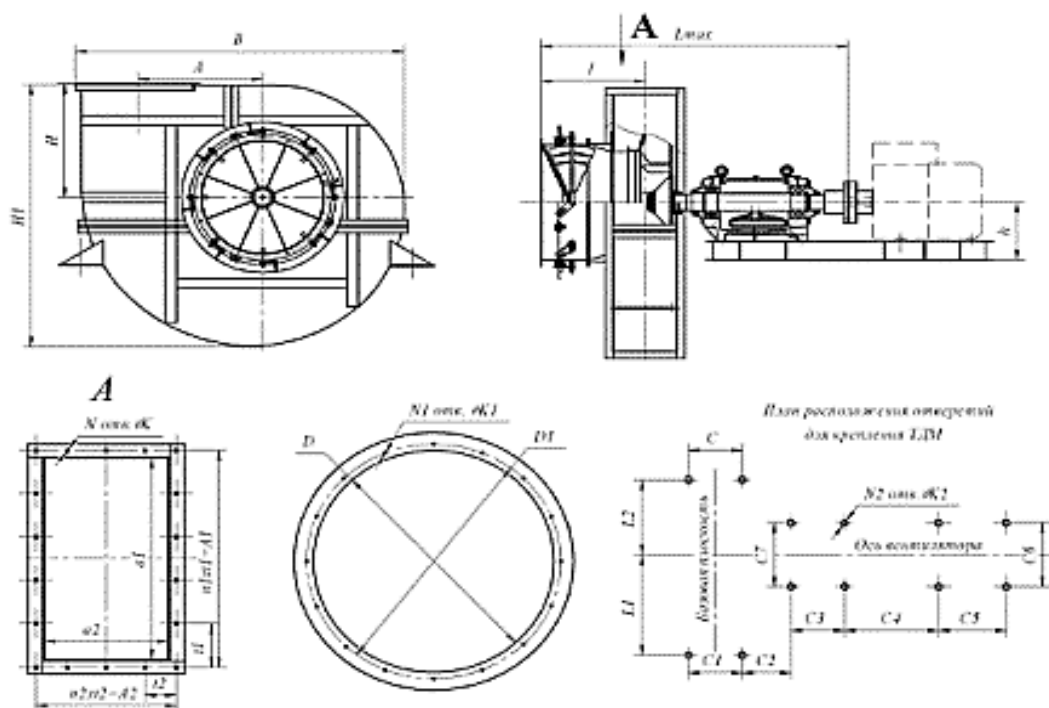


Рисунок 4.2 Габаритный чертёж дутьевых вентиляторов

## 4.2 Деаэраторы

Для нормальной работы современных паровых котлов необходимо стремиться к практически полному отсутствию растворённого кислорода и углекислоты в питательной воде, которые могут привести к коррозии металлических поверхностей и образованию сквозных свищей. Процесс удаления этих газов из питательной воды паровых котлов называется деаэрацией и осуществляется в специальных установках – деаэраторах.

4.2.1 Деаэраторы питательной воды. Согласно расчёту тепловой схемы суммарный максимальный расход питательной воды на паровые котлы составляет 91,4 т/ч.

Соответственно номенклатуре выпускаемых деаэраторов [1, табл. 4-7] к установке принимаем один атмосферный деаэратор (1,2 кгс/см) ДСА – 100/35 производительностью 100 т/ч барботажного типа.

Ёмкость деаэраторного бака принимается из расчёта не менее 20-минутного запаса питательной воды

$$\frac{91,4 \cdot 20}{60} = 30,4 \text{ т/ч}$$

Согласно [1, табл. 4-8] к установке принимается бак полезной ёмкостью до 35 м<sup>3</sup>. Комплектно с деаэраторами устанавливаются охладители пара типа ОВ-8 [1, табл. 4-9].

Деаэратор атмосферного давления предназначен для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из питательной воды паровых котлов и подпиточной воды систем теплоснабжения и в котельной.

Работа деаэратора осуществляется автоматически при постоянном регулируемом давлении (0,02 МПа) и регулируемом уровне воды в деаэрационном баке. Пуск и останов деаэраторов производится вручную.

Химически очищенная вода через охладитель выпара и регулирующий клапан подается в деаэрационную колонку. Сюда же направляются потоки конденсата от бойлеров, конденсата от производства и поток от бака низких точек с температурой, ниже рабочей температуры деаэратора.

Отвод деаэрированной воды и подвод пара осуществляются со стороны противоположного торца бака с целью обеспечения максимального времени выдержки воды и необходимой вентиляции парового объема в баке.

Основной пар подводится по трубе через регулирующий клапан давления. Пар на затопленное барботажное устройство подается через штуцер. Барботажное устройство в баке должно включаться в работу при температуре воды в баке не менее 100°C. Необходимый расход пара на барботаж из расчёта 20-25 кг на тонну деаэрированной воды устанавливается при наладке деаэратора для номинальной производительности и в процессе эксплуатации не регулируется. Пар на барботажное устройство, в зависимости от схемы установки, может отбираться из паропровода до или после регулирующего клапана.

Таблица 4.3 – Технические характеристики атмосферного деаэратора ДСА-100/35

Характеристика деаэратора	Ед. изм.	ДСА-100/35
Производительность	т/ч	100
Диапазон производительности	т/ч	30-120
Давление рабочее	кгс/см <sup>2</sup>	0,02
Температура деаэрированной воды, °С	°С	104,25
Средний нагрев воды в деаэраторе, °С	°С	10..50
Колонка	-	КДА-100
Масса колонки	кг	860
Бак	-	БДА-35
Емкость бака	м <sup>3</sup>	35
Масса бака	кг	7046
Охладитель выпара	—	ОВА-8
Площадь поверхности теплообмена охладителя выпара	м <sup>2</sup>	8
Масса	кг	472
Предохранительное устройство (ПУ)	-	ДА-100
Масса ПУ	кг	813

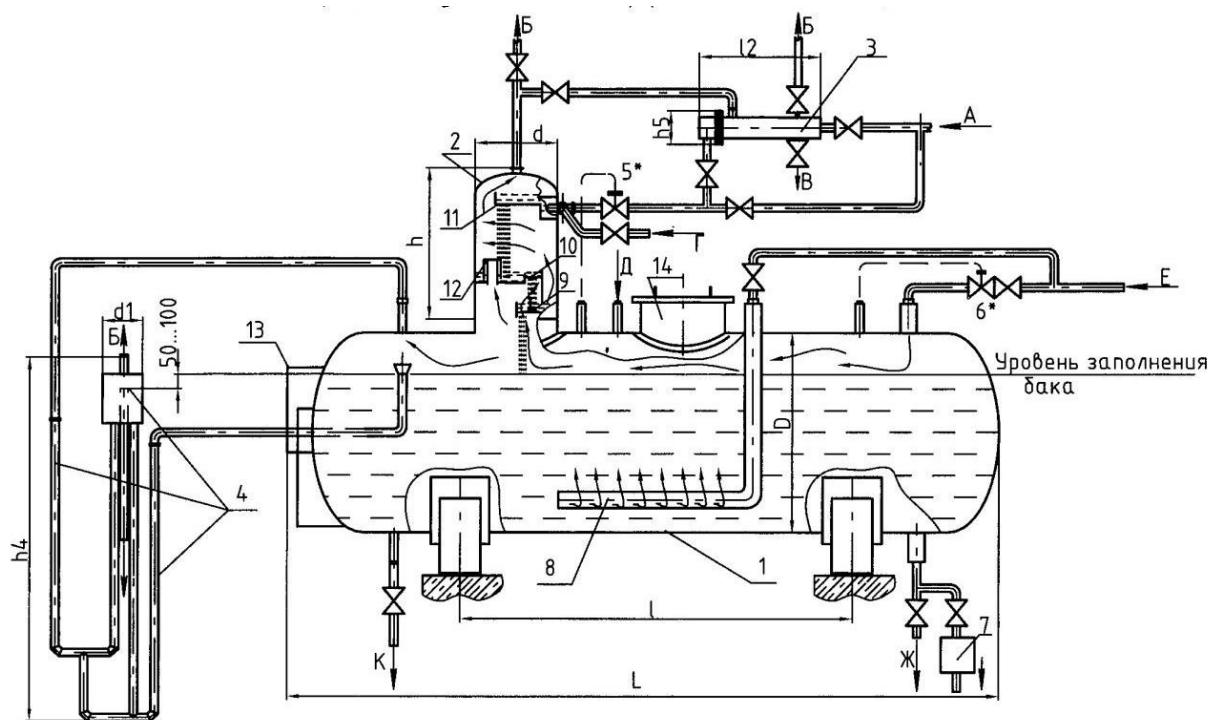


Рисунок 4.3 – Схема деаэрационной установки атмосферного давления типа ДСА-100/35

1 - деаэрационный бак; 2 – деаэрационная колонка; 3 – охладитель выпара; 4 – предохранительные устройства; 5 – регулятор уровня; 6 – регулятор давления; 7 – холодильник отбора проб; 8 – барботажное устройство; 9 – барботажная тарелка; 10 – перепускная тарелка; 11 – верхняя тарелка; 12 – перепускное устройство; 13 – указатель уровня; 14 – люк-лаз.

4.2.2 Деаэрактор подпиточной воды теплосети. В центральных котельных, работающих на крупные системы теплоснабжения с открытым водоразбором, деаэрация подпиточной воды осуществляется преимущественно в вакуумных деаэраторах. Деаэраторы вакуумные предназначены для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из питательной воды паровых котлов и подпиточной воды систем теплоснабжения.

Согласно расчету тепловой схемы расчетная производительность подпиточного деаэратора равна 737,5 т/ч. Для деаэрации подпиточной воды применяется вакуумный деаэратор конструкции ЦКТИ, выпускаемый Саратовским заводом тяжелого машиностроения. Устанавливается два деаэратора ДВ-400 номинальной производительностью 400 т/ч. Комплектно с деаэратором поставляется один паровой эжектор типа ЭП-2-240.

Деаэратор ДВ-400 изготавливается в цилиндрическом корпусе, имеющем горизонтальное исполнение. Основными элементами деаэратора являются: водораспределительные устройства, коллекторы теплоносителя, барботажные устройства и водоперетечные сопла. Исходная вода и теплоноситель (горячая вода или пар) подаются в аппарат через подводящие

патрубки. Паровоздушная смесь отводится в эжектор через штуцеры. Деаэрированная вода сливается из деаэратора через нижние сливные патрубки.

Принцип действия вакуумного деаэратора адиабатного типа заключается в многократной ступенчатой обработке исходной воды с использованием технологии барботажной обработки воды на первых ступенях обработки, а на заключительной стадии весь поток воды перегревается и расширяется в свободном объеме третьей ступени, что гарантирует высокое качество обработанной воды ( $O_2 < 5-10$  мкг/дм<sup>3</sup>).

Схема подключения деаэратора предусматривает наличие регулирующих клапанов для корректировки режимов деаэрации, при этом регулируется подача теплоносителя в коллектор подогрева и в коллектор барботажа. Подключение вакуумных деаэраторов в схему испарителя мгновенного вскипания производится без регулирующей арматуры. В деаэраторах применена двухступенчатая схема дегазации: первая – струйная, вторая – барботажная.

Таблица 4.4 – Технические характеристики вакуумного деаэратора ДВ-400

Характеристика деаэратора	Ед. изм.	ДВ-400
Производительность по исходной воде	т/ч	400
Абсолютное рабочее давление	кгс/см <sup>2</sup>	0,016-0,5
Нагрев воды в деаэраторе при номинальной производительности	°С	15-25
Содержание растворенного кислорода в деаэрированной воде, не более	мкг/кг	20
Содержание свободной углекислоты в деаэрированной воде, не более	мкг/кг	отсутствует
Диапазон изменения производительности деаэратора, от номинальной	%	30-120
Полный назначенный срок службы, не менее	лет	20
Диаметр	мм	3032
Высота	мм	3458
Длина	мм	1992
Масса	т	6558

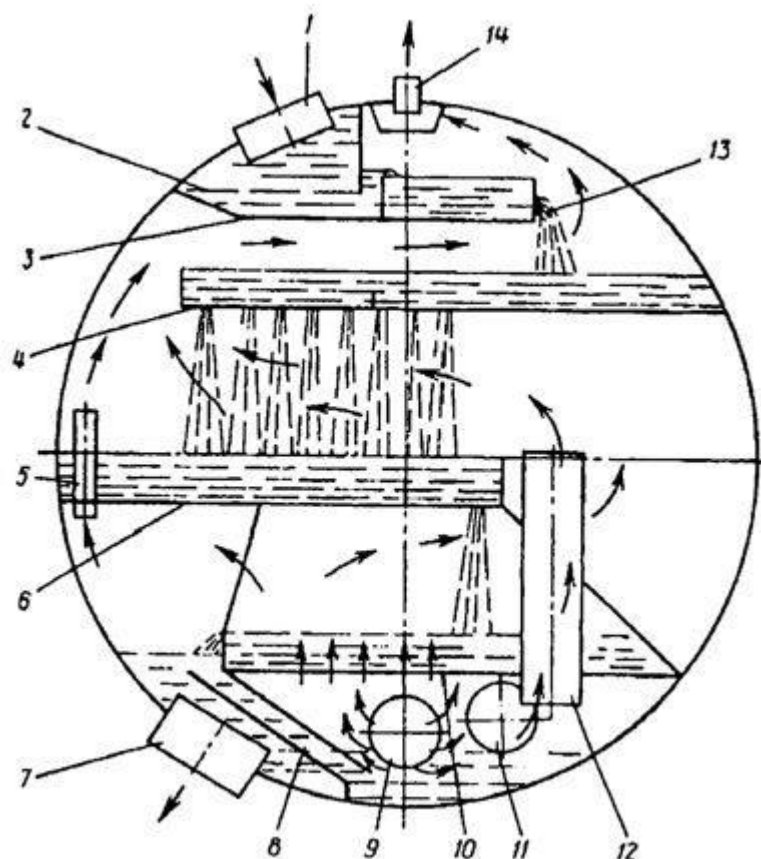


Рисунок 4.4 – Схема двухступенчатого горизонтального вакуумного деаэрата ДВ-400

1 – штуцер; 2- распределительный коллектор; 3 – первая тарелка; 4 – вторая тарелка; 5 – патрубок вентиляции зоны отвода; 6 – третья тарелка; 7, 8 – трубы отвода воды; ; 9 – патрубок подвода конденсата; 10 – барботажный лист; 11 – патрубок подвода дополнительного пара; 12 – патрубок перепуска избыточного пара; 13 – порог для слива воды; 14 – труба отвода неконденсирующихся газов.

### 4.3 Расширители

Расширители продувки необходимы для разделения пароводяной смеси на две составляющие: на пар и воду. Их используют при продувке барабанов паровых котлов низкого, среднего и высокого давления с последующим использованием тепла воды и пара в цикле. Расширители продувки применяют для сокращения расхода потребляемого пара и потерь тепла с отводимой пароводяной смесью. Принимаем к установке по одному расширителю на каждый котел.

4.3.1 Расширители непрерывной продувки котлов. Максимальный объем отсепарированного пара, получаемого в каждом расширителе, равен  $0,07 \cdot 87 \cdot 0,1 = 0,61$  т/ч (см. расчет тепловой схемы). При давлении в

расширителе 4 кгс/см<sup>2</sup> (0,4 МПа) объем отсепарированного пара будет равен  $610 \cdot 0,47 = 287 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Исходя из допустимого напряжения парового объема расширителя  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и номенклатуры выпускаемых расширителей, к установке принимаем два расширителя РП-0,4-0,44 диаметром 630 мм с полезным объемом  $0,4 \text{ м}^3$ .

Расширитель непрерывной продувки РП-0,4-0,44 предназначен для разделения пароводяной смеси на пар и воду. Смесь образуется из продувочной воды паровых котлов, конденсата пароприёмников, дренажа паропроводов при снижении её давления до давления в сепараторе (расширителе), с последующим использованием тепла воды и пара. Применяются в системах сбора конденсата с целью сокращения расхода потребляемого пара и потерь тепла с отводимой паро-конденсатной смесью

Расширители имеют простейшее сепарирующее устройство - тангенциальный подвод конденсата (продувочной воды). Представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими доньшками, подводящим патрубком кругового сечения и паро- и водоотводящими патрубками. Закрутка потока осуществляется за счет организованного подвода пароводяной смеси на внутреннюю стенку расширителя. Пар, сохраняя вращательное движение, направляется в паровое пространство и отводится через патрубок, расположенный на верхнем днище. Вода стекает по внутренней поверхности расширителя в водяной объем и отводится через патрубок, расположенный в нижней части корпуса.

Таблица 4.5 – Технические характеристики расширителя непрерывной продувки РП-0,4-0,44

Характеристика расширителя	Ед. изм.	РП-0,4-0,44
Объём	м <sup>3</sup>	0,4
Давление рабочее (расчётное)	МПа	0,56 (0,7)
Температура рабочая (расчётная)	°С	162,5(170)
Масса	кг	555



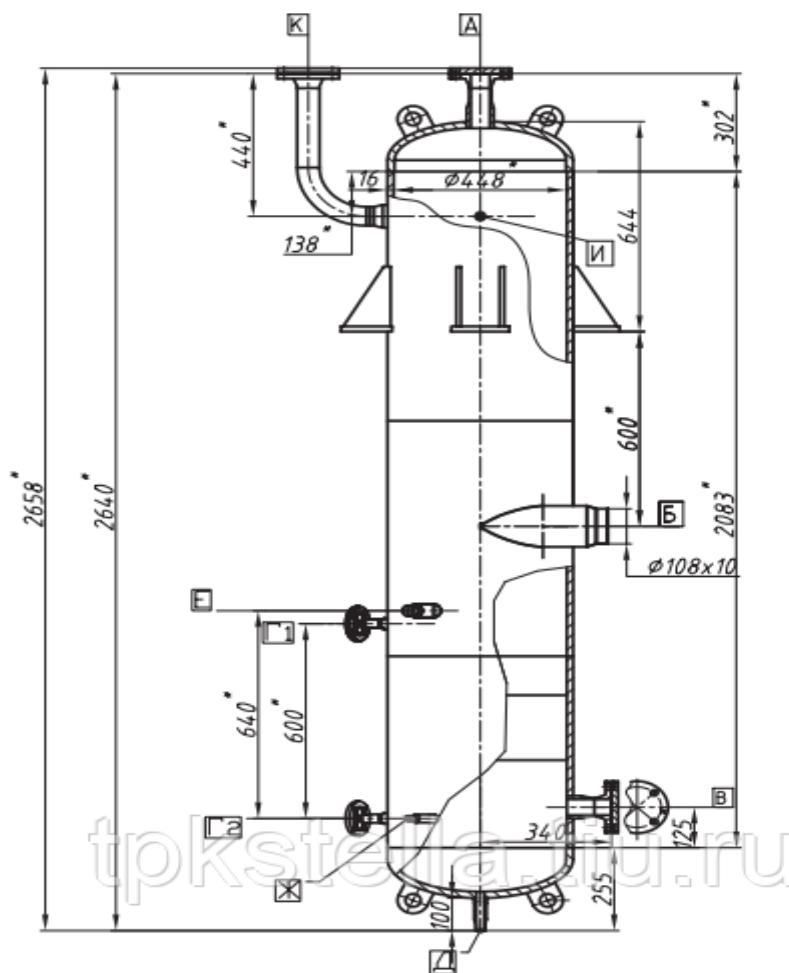


Рисунок 4.5 Габаритный чертёж расширителя непрерывной продувки РП-0,4-0,44

4.3.2 Расширитель периодической продувки котлов. Периодическая продувка – это отвод части котловой воды из нижних точек коллекторов экранной системы для удаления осевших там продуктов коррозии и шлама. Кроме того, периодическая продувка позволяет быстро снизить и привести в норму солесодержание котловой воды. Периодическая продувка котла при его работе осуществляется по графику, не реже одного раза в сутки.

Устанавливается один расширитель РП-7,5-2,0 диаметром 2000 мм на все паровые котлы. Полезная емкость расширителя 7,5 м<sup>3</sup>. Расхолаживание продувочной воды перед сбросом ее в канализацию производится технической водой, подаваемой в этот расширитель (барботер).

Таблица 4.6 – Технические характеристики расширителя периодической продувки РП-7,5-2,0

Характеристика расширителя	Ед. изм.	РП-7,5-2,0
Объём	м <sup>3</sup>	7,5

Рабочее давление	МПа	0,15
Рабочая температура	°С	127
Масса	кг	3712

4.3.3 Расширитель дренажей. В качестве расширителя дренажей используется расширитель непрерывной продувки. К установке принимается один расширитель диаметром 630 мм с полезным объемом 0,4 м<sup>3</sup>.

#### 4.4 Кожухотрубчатые теплообменники

В промышленных котельных широко используются поверхностные трубчатые теплообменники для нагревания или охлаждения воды и конденсата. К ним относятся сетевые подогреватели, подогреватели высокого давления, пароводяные подогреватели низкого давления и водо-водяные теплообменники различного назначения. Выбор размеров этих теплообменников, т. е. их поверхности нагрева, производится на основании расчета тепловой схемы котельной и конструктивных данных теплообменников, изготавливаемых заводами.

Поверхность нагрева подогревателя или теплообменника  $H, м^2$ , находится из общеизвестного уравнения теплопередачи

$$H = \frac{Q}{k * \Delta t_{cp}} \quad (4.1)$$

где  $Q$  — тепловая нагрузка, Вт;

$k$  — коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>\*К);

$\Delta t_{cp}$  — средний температурный напор между теплоносителями.

Тепловая нагрузка подогревателя или теплообменника находится из уравнения теплового баланса:

для аппаратов, работающих без изменения агрегатного состояния теплоносителей (водо-водяные теплообменники):

$$Q = G_1 * c_1 * (t'_1 - t''_1) = G_2 * c_2 * (t'_2 - t''_2) \quad (4.2)$$

для аппаратов, работающих с изменением агрегатного состояния одного теплоносителя (пароводяные подогреватели):

$$Q = D * (i_{п} - i_{к}) = G_2 * c_2 * (t'_2 - t''_2) \quad (4.3)$$

где  $G_1$  и  $G_2$  — расходы теплоносителей, не изменяющих агрегатное состояние, кг/с;

$D$  — расход теплоносителя, изменяющего агрегатное состояние, кг/с;

$c_1$  и  $c_2$  — средние теплоемкости при постоянном давлении в интервале рабочих температур, Дж/(кг\*К);

$t'$  и  $t''$  — начальные и конечные температуры теплоносителя, °С;

$i_{п}$  и  $i_{к}$  – энтальпии пара и конденсата, Дж/кг.

Для пароводяных подогревателей и водо-водяных подогревателей с одноходной схемой движения греющей и нагреваемой сред величина  $\Delta t_{ср}$  определяется по формуле:

$$\Delta t_{ср} = \frac{\Delta t_{б} - \Delta t_{м}}{2,3 * \lg \frac{\Delta t_{б}}{\Delta t_{м}}} \quad (4.4)$$

где  $\Delta t_{б}$  и  $\Delta t_{м}$  – большая и меньшая разности температур между теплоносителями на входе и выходе теплообменника, °С.

Общий коэффициент теплопередачи  $k$  с достаточной степенью точности можно определять по общеизвестной формуле для плоской стенки [8]:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2} + R_{заг}} \quad (4.5)$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – коэффициенты теплоотдачи с внутренней и внешней сторон трубки, Вт/(м<sup>2</sup>\*К);

$\delta_{ст}$  – толщина стенки трубки, м;

$\lambda_{ст}$  – коэффициент теплопроводности материала трубки, Вт/(м\*К);

$R_{заг}$  – термическое сопротивление загрязнений, отлагающихся на поверхности нагрева с обеих сторон (накипь и пр.).

Уточнённый расчёт коэффициента теплопередачи проводится различно в зависимости от вида греющей среды, типа движения теплоносителей, а также теплофизических свойств материалов. Методы расчёта водо-водяных и пароводяных теплообменников хорошо описаны в соответствующей литературе по расчёту теплообменных аппаратов, поэтому в дальнейшем переходим непосредственно к расчёту.

4.4.1 Охладители непрерывной продувки паровых котлов (водо-водяной теплообменник). Устанавливаются два охладителя, один рабочий, второй резервный. В охладитель поступает 6,1 т/ч продувочной воды с энтальпией 120 ккал/кг (поз. 44 и 47 расчета). Охлаждение осуществляется до температуры 50°С водой, подаваемой на химводоочистку с температурой 5°С (зимой). Через теплообменник пропускается часть этой воды из расчета скорости в теплообменнике 2,0 м/с.

Расчётная тепловая нагрузка охладителя

$$Q_{охл} = 6,1 * 10^3(120 - 50) = 0,427 \text{ Гкал/ч}$$

Средняя температура продувочной воды

$$\Delta t_{прод}^{ср} = \frac{120+50}{2} = 85^{\circ}\text{C}$$

Средний объем продувочной воды

$$\frac{6100}{968,6} \approx 6,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

(плотность воды при  $t=85^\circ\text{C}$   $\rho=968,6 \text{ кг/м}^3$ ).

Продувочная вода (мягкая) пропускается в межтрубном пространстве теплообменника, а сырая вода (жесткая) по трубкам. Для подбора охладителя предварительно определяем требуемое живое сечение его по межтрубному пространству.

Принимая (предварительно) скорость продувочной воды  $0,5 \text{ м/с}$ , получаем:

$$f_{\text{MT}} = \frac{6,3}{3600 \cdot 0,5} = 0,00349 \text{ м}^2$$

Принимаем к установке двухсекционный теплообменник по ОСТ 34-588-68-06 с латунными трубами [1, табл. 4-16], один рабочий, второй резервный. Поверхность нагрева  $2 \times 2,24 = 4,48 \text{ м}^2$ .

Действительное живое сечение теплообменника по межтрубному пространству равно  $0,00287 \text{ м}^2$ . Действительная скорость продувочной воды будет равна:

$$\frac{6,3}{3600 \times 0,00287} = 0,6 \text{ м/с};$$

живое сечение трубного пучка  $0,00185 \text{ м}^2$ . При скорости охлаждающей (сырой воды) в ней  $2,0 \text{ м}^3/\text{с}$  расход ее будет равен

$$2,0 \cdot 0,00185 \cdot 3600 = 13,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Внутренний диаметр корпуса выбранного теплообменника  $82 \text{ мм}$ . Трубный пучок состоит из 12 труб с наружным диаметром  $16 \text{ мм}$ .

При этом гидравлический диаметр межтрубного пространства теплообменника равен [1, формула (5-8)]:

$$U = 3,14 \cdot 0,016 \cdot 12 + 3,14 \cdot 0,082 = 0,86 \text{ м}$$

$$d_{\text{Г}} = \frac{4 \cdot 0,00287}{0,86} = 0,0133 \text{ м}$$

Температура охлаждающей воды за теплообменником:

$$t''_{\text{сыр}} = \frac{0,455 \cdot 10^6}{13300} + 5 = 39 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t_{\text{сыр}}^{\text{cp}} = \frac{39 + 5}{2} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{(120 - 39) - (30 - 5)}{2,3 \cdot \lg \frac{81}{45}} = 61,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

Согласно методике расчета теплообменной аппаратуры рассчитываем требуемую поверхность нагрева теплообменника:

$$Re_{\text{прод}} = \frac{0,6 * 0,133 * 10^6}{0,347} = 22\ 997$$

$$Re_{\text{сыр}} = \frac{2 * 0,0185 * 10^6}{0,969} = 38\ 183$$

$$\alpha_1^{\text{прод}} = 10,83 \frac{(0,6 * 968)^{0,8}}{0,420} = 4\ 193 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 * \text{ч} * \text{°C}}$$

$$\alpha_1^{\text{сыр}} = 6,63 \frac{(2 * 998)^{0,8}}{0,426} = 6\ 795 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 * \text{ч} * \text{°C}}$$

$$\delta_{\text{заг}} = 0,2 \text{ мм}$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{4193} + \frac{1}{6795} + \frac{0,01}{90} + \frac{0,0002}{2}} = 1694 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 * \text{ч} * \text{°C}}$$

$$H_{\text{охл}} = \frac{0,427 * 10^6}{1694 * 61,4} = 3,93 \text{ м}^2$$

Полученное значение поверхности теплообмена практически совпадает с поверхностью нагрева принятых к установке ВВТ с запасом в 12%.

4.4.2 Пароводяной подогреватель сырой воды перед химводоочисткой. Максимальный расход сырой воды 91,7 т/ч, температура перед теплообменником 15,7 °С (поз 54 и 55 расчета тепловой схемы). Температура подогрева сырой воды 30 °С (принято в расчете тепловой схемы).

Средняя температура сырой воды в подогревателе

$$\frac{30 + 15,7}{2} = 22,85$$

(плотность воды при температуре 22,85 °С можно принять равной 1000 кг/м<sup>3</sup>).

Параметры греющего пара  $P_{\text{гр}}=6$  кгс/см<sup>2</sup>(0,6 МПа),  $I_{\text{гр}}=700$  ккал/кг,  $t_{\text{нас}}=158$ °С. Предварительно определяется требуемая поверхность нагрева пароводяного подогревателя исходя из коэффициента теплопередачи  $2500 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 * \text{ч} * \text{°C}}$ , который подсчитывается по приведенной выше формуле:

$$H = \frac{91700 * (30 - 15,7)}{2500 * (158 - 22,85)} = 3,84 \text{ м}^2$$

исходя из нормальной скорости воды в ПВП 2,0 м/с, нужно иметь живое сечение трубного пучка ПВП:

$$f_{\text{ж}}^{\text{ПВП}} = \frac{91,7}{3600 * 2,0} = 0,012 \text{ м}^2$$

К установке принимают два ПВП на 50% тепловой нагрузки каждый. При этом обеспечивается возможность отключения одного из них на ремонт в неотапительный период. Следовательно, поверхность нагрева каждого из них должна быть равна ~ 2 м<sup>2</sup>, а живое сечение ~ 0,006 м<sup>2</sup>.

По номенклатуре выпускаемых ПВП [1,табл. 4-14] ближайшим подходящим ПВП является горизонтальный подогреватель по ОСТ 34-531-12,

имеющий поверхность нагрева  $9,5 \text{ м}^2$  и живое сечение трубного пучка  $0,0052 \text{ м}^2$ .

Ввиду значительного превышения поверхности нагрева ( $2 \times 9,5 = 19 \text{ м}^2$  против нужных  $3,84 \text{ м}^2$ ) при выборе этих ПВП производить уточняющий расчет коэффициента теплопередачи нет смысла. В других случаях уточняющий расчет производится по методике расчёта пароводяных подогревателей.

4.4.3 Пароводяные подогреватели исходной (сырой) воды для подпитки теплосети. Согласно расчету тепловой схемы расход сырой воды составляет  $904 \text{ т/ч}$  (поз. 30 расчета). Температура воды перед ПВП равна  $5^\circ\text{C}$ . Требуемый подогрев сырой воды — до  $30^\circ\text{C}$ . На основании прикидочных расчетов выбор ПВП производим, исходя из условия пропускания через ПВП 50% сырой воды и подогрева ее до  $55^\circ\text{C}$ . После смешения холодного и подогретого потоков воды получим воду с требуемой температурой  $30^\circ\text{C}$ . Для подбора ПВП предварительно подсчитываем необходимую поверхность нагрева, принимая коэффициент теплопередачи равным  $2500 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}}$

Средняя температура воды в ПВП

$$\frac{55+5}{2} = 30^\circ\text{C}.$$

Обогрев ПВП производится паром с давлением  $6 \text{ кгс/см}^2$ , которому соответствует температура насыщения  $158^\circ\text{C}$ . Разность температур между греющим паром и нагреваемой водой (предварительно):

$$\Delta t = 158 - 30 = 128^\circ\text{C}$$

Требуемая поверхность нагрева

$$H = \frac{452 \cdot 10^3 \cdot ((55-5))}{2500 \cdot 128} = 70 \text{ м}^2$$

При допустимой скорости воды в ПВП  $2,0 \text{ м/с}$  живое сечение ПВП должно быть равно  $0,062 \text{ м}^2$ . К установке принимаем три ПВП типа ПН-551-63 с поверхностью нагрева  $68 \text{ м}^2$  у каждого [1, табл. 4-14]. Из них два рабочих и один резервный. Рабочие ПВП включаются параллельно. Живое сечение для прохода воды равно  $2 \times 0,03 = 0,06 \text{ м}^2$ .

Расчёт:

1) Средняя скорость воды

$$w_{\text{ср}} = \frac{904 \cdot 0,5}{3600 \cdot 0,048} = 2,1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

(ввиду низкой температуры подогреваемой воды плотность ее принята равной  $1000 \text{ кг/м}^3$ ).

Соответственно число Рейнольдса:

$$Re_{\text{прод}} = \frac{0,6 \cdot 0,14 \cdot 10^6}{0,8} = 36\,750$$

т. е. поток будет турбулентным, и коэффициент теплопередачи от стенки к воде следует определять по формуле :

$$\alpha_2 = 7,2 * \frac{(2,1*996)^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 7\,664 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 * \text{ч} * \text{°C}}$$

Оценивая предварительно величину коэффициента теплоотдачи от пара к стенке 6000 ккал/(м<sup>2</sup>\*ч\*°C), найдем температуру стенки трубки по формуле:

$$t_c = 158 - \frac{7664 * (158 - 30)}{6000 + 7664} = 158 - 71 = 86 \text{ °C}$$

соответственно температура пленки конденсата будет равна:

$$t_{пл} = \frac{158+71}{2} = 114,5 \text{ °C}$$

Действительный коэффициент теплоотдачи от пара к трубке по формуле:

$$\alpha_1 = 0,725 * 2251 * \left[ \frac{499}{(158-126)*7,3*0,016} \right]^{0,25} = 5\,547 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 * \text{ч} * \text{°C}}$$

Полученное значение  $\alpha$  близко к предварительно принятому, поэтому уточняющего пересчета можно не производить.

Общий коэффициент теплопередачи в ПВП определяется по формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{5\,547} + \frac{1}{7\,664} + \frac{0,001}{90} + \frac{0,0004}{2}} = 1\,919 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 * \text{ч} * \text{°C}}$$

(толщина слоя загрязнения трубок со стороны воды принята равной 0,4 мм).

2) Средняя логарифмическая разность температур между паром и подогреваемой водой:

$$\Delta t_{ср} = \frac{(158-5)-(158-55)}{2,3 * \lg \frac{153}{103}} = 126 \text{ °C}$$

3) Требуемая поверхность нагрева ПВП по формуле:

$$H = \frac{452\,000 * (55-5)}{1919 * 126} = 93,4 \text{ м}^2$$

При достижении толщины загрязняющего слоя 0,4-0,5 мм один из ПВП должен быть отключен для очистки и заменен, резервным ПВП.

Расчет поверхности нагрева и выбор остальных пароводяных подогревателей (поз. 13,14,22,9 схемы) и охладителя конденсата производится аналогичным образом согласно указаниям по методике их расчета.

#### 4.5 Редукционные установки

Редукционные установки – это оборудование, которое обеспечивает только редуцирование давления пара до заданных параметров. Охлаждение пара не регулируется. Снижение давления пара происходит за счет его дросселирования. Потребителями дросселированного свежего пара могут быть установки, работающие при нормальных режимах эксплуатации, например, пароводяные подогреватели, паровые эжекторы, калориферные установки и т.д. Согласно расчету тепловой схемы суммарный расход пара 6 кгс/см<sup>2</sup> составляет 2,5 т/ч. К установке принимаются две РУ 14/6 кгс/см<sup>2</sup> производительностью 5 т/ч каждая. Одна РУ резервная.

Редукционные установки работают следующим образом: по паропроводу острый пар через запорную задвижку поступает к дроссельно-регулирующему клапану, в котором осуществляется первая ступень снижения давления (дросселирования) пара.

При больших перепадах давлений, с целью уменьшения шума во время работы, установки снабжаются дополнительными ступенями дросселирования.

В редукционных установках пар проходит расчетное количество ступеней дросселирования: (клапан дроссельно-регулирующий и узлы шумоглушителей) до получения требуемых потребителю параметров давления пара с незначительным снижением температуры за счет дросселирования.

Таблица 4.7 – Технические характеристики редукционной установки РУ-5-14/6

Характеристика РУ	Ед. изм.	РУ-5-14/6
Давление острого пара	кгс/см <sup>2</sup>	14
Давление редуцированного пара	кгс/см <sup>2</sup>	6
Температура острого пара	°С	200-450

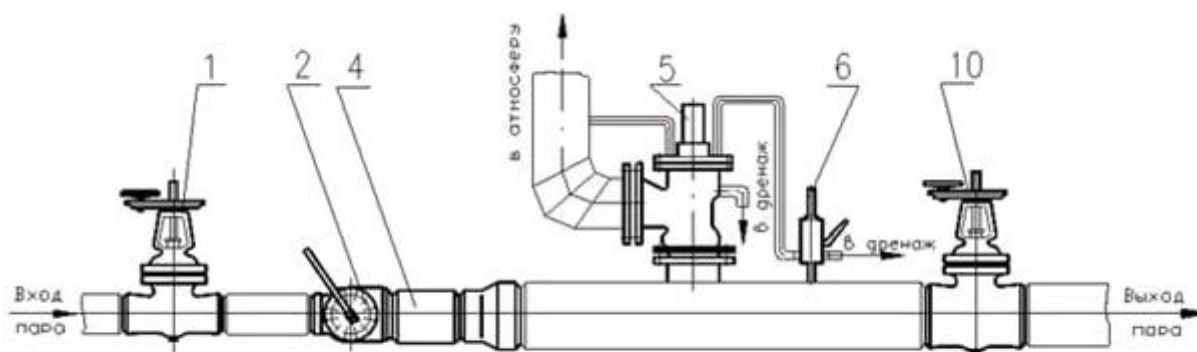


Рисунок 4.6 – Принципиальная схема РУ

1 - задвижка, 2 - клапан регулирующий (пар), 4 – узел шумоглушителя с дроссельной решеткой, 5 - клапан предохранительный, 6 - клапан импульсный, 10 - задвижка на выходе.



## 4.6 Баковое хозяйство

4.6.1 Конденсатные баки. Конденсатный бак представляет собой герметичную металлическую емкость для накопления пароводяного конденсата с температурой до 95 градусов по Цельсия, ранее использованного в технологических процессах для нагревания различных сред. Собранную таким способом водяную смесь можно заново использовать в хозяйственно-производственных нуждах.

Бак предназначаются для приема конденсата, возвращаемого с производства и дренажей паропроводов котельной. Суммарное максимальное поступление конденсата в бак в рассматриваемом примере составляет ~ 11 т/ч.

Устанавливаются один бак БКН-16 полезной емкостью 16 м<sup>3</sup>. К баку устанавливаются два перекачивающих насоса, один из которых резервный. Производительность насосов выбирается из расчета опорожнения одного бака за 20 мин. Напор насосов должен обеспечивать подачу конденсата с отметки 0,00 в атмосферные деаэраторы (избыточное давление 0,2 кгс/см<sup>2</sup>), устанавливаемые на отметке деаэраторной этажерки.

Таблица 4.8 – Технические характеристики конденсатного бака БКН-16

Характеристика бака	Ед. изм.	БКН-16
Объём	м <sup>3</sup>	16
Общая длина	мм	4200
Внутренний диаметр	мм	2400
Общая высота	м	2800
Масса	кг	3280

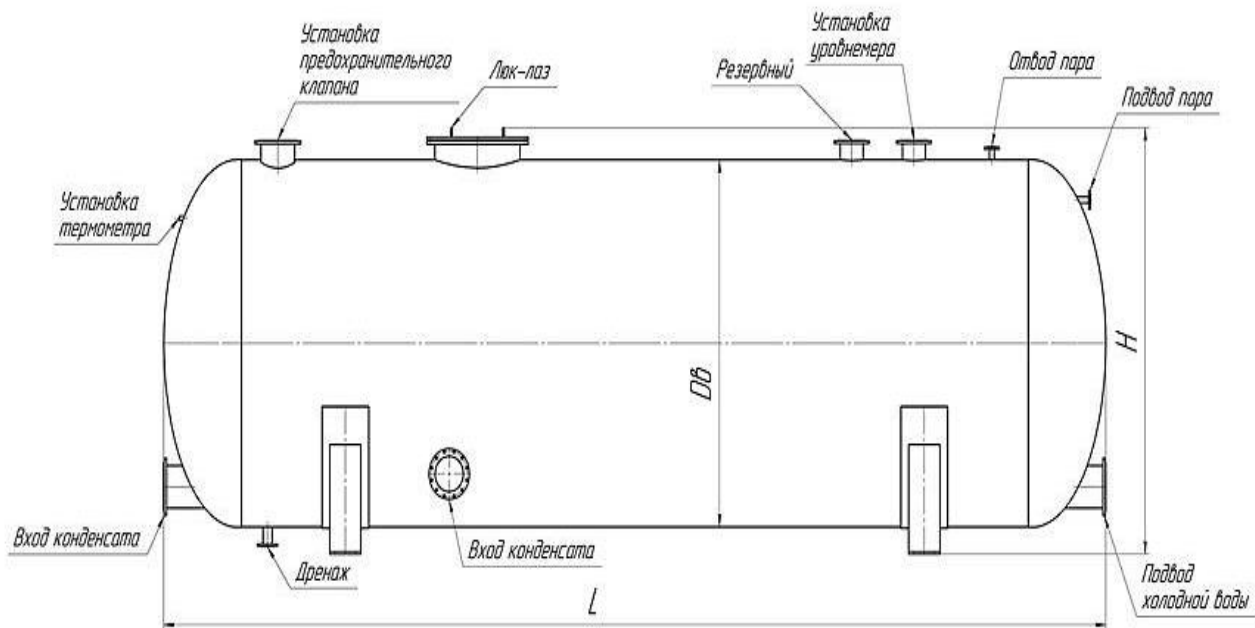


Рисунок 4.7 Схема конденсатного бака БКН-16

4.6.2 Бак-аккумулятор. Бак-аккумулятор горячей воды применяется в котельных, в централизованных системах теплоснабжения, холодного и горячего водоснабжения жилых и промышленных объектов.

Назначение бака-аккумулятора - это хранение горячей (нагретой) воды и поддержание ее температурного режима для дальнейшего использования в период максимального водопотребления. Путем сбора и хранения воды в баке, выравниваются нагрузки на теплосети в период минимального и максимального водопотребления. За счет этого также происходит экономия на источниках тепла и водоподготовке.

Согласно рекомендациям по выбору баков-аккумуляторов [1, гл. 4], к установке принимаются баки суммарной полезной емкостью, равной шестичасовому расходу подпиточной воды, т. е.  $737,5 * 6 = 4425 \text{ м}^3$ .

К установке принимаются один бак БАГВ-5000 с геометрической емкостью  $5000 \text{ м}^3$ . Баки-аккумуляторы горячей воды БАГВ-5000  $\text{м}^3$  применяются на крупных ТЭЦ и других объектах жилищно-коммунального хозяйства в системе горячего водоснабжения для хранения нагретой воды. Вода при максимальной температуре  $+95^\circ\text{C}$  поступает в накопительный бак в периоды низкого потребления, хранится в баке и потребляется по мере необходимости. В баке температура воды поддерживается на требуемом уровне для экономии энергии на ее подогрев.

Температура воды сохраняется за счет теплоизоляции бака-аккумулятора БАГВ-5000  $\text{м}^3$ . Ее изготавливают из минераловатных матов, которые располагают с внешней стороны стенки бака. Сверху маты покрывают оцинкованными стальными листами, которые крепятся к металлоконструкциям бака при помощи стальных скоб.

Конструктивно баки-аккумуляторы горячей воды БАГВ объемом 5000 м<sup>3</sup> - это вертикальный стальной резервуар, с плоским днищем и самонесущей или каркасной крышей. Баки отличаются от резервуаров (например, для хранения нефти) обязательным наличием наружной лестницы с ограждением, площадки обслуживания, внутренней лестницы для проведения ремонта или осмотра бака изнутри. В нижнем поясе бака-аккумулятора располагается патрубок или люк-лаз.

Таблица 4.9 – Технические характеристики аккумуляторного бака БАГВ-5000

Характеристика бака	Ед. изм.	БАГВ-5000
Объём	м <sup>3</sup>	5000
Максимальная температура воды на входе	°С	95
Минимальная температура окружающей среды	°С	-40
Сейсмичность района эксплуатации	балл	9
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1000
Высота	мм	11920
Диаметр	мм	45600
Масса	кг	176500

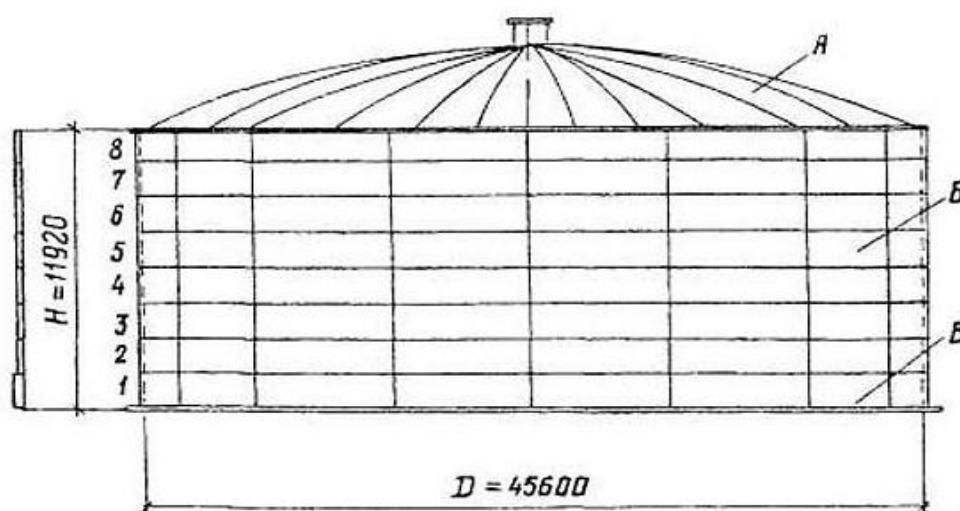


Рисунок 4.8 – Габаритный чертёж бака-аккумулятора БАГВ-5000

## 4.7 Насосное оборудование

4.7.1 Питательные насосы. Объем питательной воды, соответствующий ее плотности, при  $t_{пв} = 104^{\circ}\text{C}$  равен :

$$91,4 * \frac{1000}{955} = 95,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для питания паровых котлов с рабочим давлением  $14 \text{ кгс/см}^2$  применяются насосы Сумского насосного завода типа ПЭ. Один из устанавливаемых насосов всегда должен быть в резерве. К установке принимаем три насоса типа ПЭ-65-53.

Насос ПЭ-65-53 предназначен для питания водой стационарных паровых котлов с абсолютным давлением пара до  $6,2 \text{ МПа}$  ( $62 \text{ кгс/см}^2$ ), работающих на органическом топливе.

Насос центробежный, горизонтальный, многоступенчатый, секционного типа, однокорпусный с приводом от электродвигателя. Опоры ротора - подшипники скольжения с кольцевой смазкой (с принудительной смазкой от маслоустановки). Концевые уплотнения сальников типа.

Таблица 4.10 – Технические характеристики питательного насоса ПЭ-65-53

Характеристика насоса	Ед. изм.	ПЭ-65-53
Подача	$\text{м}^3/\text{ч}$	65
Напор	м	53
Частота вращения	об/мин	3000
Мощность	кВт	200
Масса	кг	2910
Габаритные размеры: длина, L	мм	3185
Габаритные размеры: ширина, B	мм	1130
Габаритные размеры: высота, H	мм	963

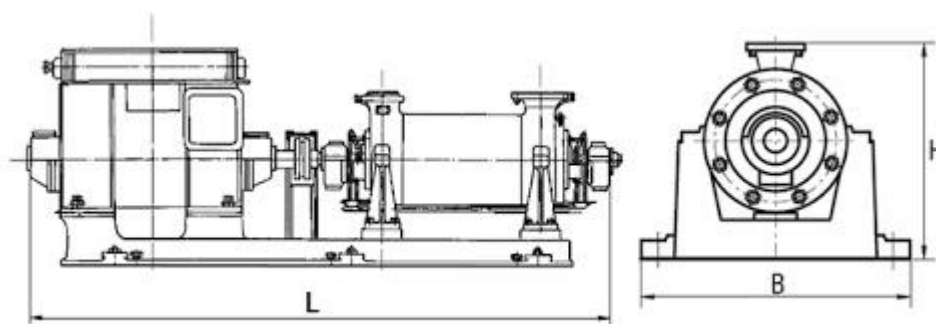


Рисунок 4.9 – Габаритный чертёж питательного насоса ПЭ-65-53

4.7.2 Подпиточные насосы. Основные подпиточные насосы выбираются на производительность, равную подаче подпиточной воды из деаэратора (в рассматриваемом примере 737,5 т/ч). Напор насосов этой группы определяется избыточным напором воды в обратной линии теплосети, задаваемым на основании гидравлического расчета тепловых сетей. Кроме того, должно учитываться сопротивление подпиточной линии с арматурой и ПВИ (поз. 26 схемы), устанавливаемых на ней, а также условия работы этих насосов под вакуумом. Перегрузочные подпиточные насосы при принятом коэффициенте неравномерности потребления воды на ГВС, равным 2, суммарно имеют производительность, равную производительности основной группы. Напор их определяется аналогично указанному выше.

Как первая, так и вторая группа подпиточных насосов должна иметь резервный насос. При одинаковых характеристиках насосов допускается установка одного резервного насоса на обе группы. Если на стадии разработки технического проекта котельной нет пьезометрических расчетов внешних теплосетей, то напор подпиточных насосов предварительно принимается по данным аналогичных установок.

Для подпитки тепловой сети к установке принимается семь насосов типа ЦНСГ-300-240, три из которых являются перегрузочными. Один насос будет резервным для обеих групп.

Насос ЦНС-300-240 имеют прямое назначение – преобразование механической энергии, образуемой в результате вращения рабочих роторов электродвигателем, в гидравлическую способную создать необходимый напор воды. Насос представляет собой устройство, устанавливаемое горизонтально, с подключенным к ведущему валу электродвигателем. Номинальная потребляемая устройством мощность составляет 315 кВт.

Насос ЦНСГ-300-240 являются многоступенчатым. Это несколько повышает сложность его эксплуатации и снижает область применения. Многоступенчатость означает что вода со входа насоса перед тем, как попасть на выход проходит не через одно рабочее колесо, а через несколько последовательно. Благодаря многоступенчатому устройству насоса он может создать высокий подъем воды, правда, при этом страдает его производительность. Так, ЦНСГ-300-240, позволяет при нормальном режиме работы прокачать всего 60 кубических метров жидкости в час, однако, поднимает ее на высоту на 99 метров. Эти свойства позволяют использовать устройства в системах снабжения водой небольших населенных пунктов, которые имеют значительную протяженность.

Насос ЦНСГ-300-240 может быть использован для перекачивания воды с определёнными параметрами. Требования к качеству и температуре жидкости: значение водородного показателя (рН) - 7-8,5; доля твердых примесей по массе – до 0,1%; размеры твердых включений – до 0,1 мм; температура до 105 °С.

Таблица 4.11 – Технические характеристики подпиточного насоса

Характеристика насоса	Ед. изм.	ЦНСГ-300-240
Подача	м <sup>3</sup> /ч	300
Напор	м	240
Частота вращения	об/мин	1450
Мощность	кВт	315
Масса	кг	233
Габаритные размеры: длина, L	мм	1574
Габаритные размеры: ширина, B	мм	830
Габаритные размеры: высота, H	мм	870

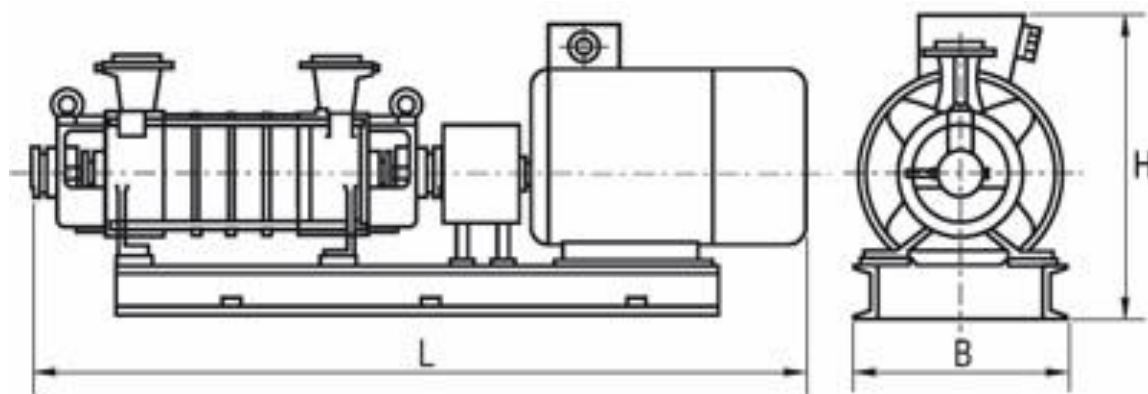


Рисунок 4.10 Габаритный чертёж насоса ЦНСГ-300-240

4.7.3 Сетевые насосы. Сетевые насосы выбираются на основании гидравлического расчета внешних тепловых сетей с учетом схем присоединения к ним тепловых абонентов. На стадии разработки технического проекта котельной, если проектировщики не располагают этими данными, производительность сетевых насосов выбирается по сумме расхода сетевой воды системами вентиляции и отопления и подпитки теплосети:

$$G_{CB}^{OB} = \frac{Q_{OB} \cdot 10^3}{\Delta t_{CB}} = \frac{194 \cdot 10^3}{150 - 70} = 2425 \text{ т/ч}$$

где  $G_{CB}^{OB}$  — количество сетевой воды постоянно циркулирующей в системе (качественное регулирование теплосети), т/ч;  $Q_{OB}$  — расчетная тепловая нагрузка котельной по теплоносителю «горячая вода», Гкал/ч;  $\Delta t_{CB}$  — расчетный температурный перепад в теплосети, °С.

Требуемый напор сетевых насосов в этих случаях предварительно принимается по аналогичным установкам.

К установке принимаются три насоса СЭ-1250-70-11 Сумского насосного завода производительностью 1250 м<sup>3</sup>/ч, один из которых - резервный.

Насосы типа СЭ предназначены для перекачивания воды с температурой до 180°С в тепловых сетях. Насос сетевой СЭ – центробежный, горизонтальный, спиральный с горизонтальным разъемом корпуса, двухступенчатый с переводными трубами с рабочими колесами двустороннего входа. Опорами ротора служат выносные подшипники качения с картерной смазкой. Уплотнение вала – механическое с сальниковой набивкой с подводом охлаждающей и запирающей жидкости. Материал корпуса и крышки выполнены из серого чугуна, рабочего колеса – из хромистой стали 20Х13Л, деталей щелевых уплотнений – из незадираемых коррозионностойких сплавов, вала – из сортового проката конструкционной легированной стали 40Х.

Таблица 4.12 – Технические характеристики сетевого насоса СЭ-1250-70-11

Характеристика	Ед. изм.	СЭ-1250-70-11
Подача	м <sup>3</sup> /ч	1250
Напор	м	70
Частота вращения	об/мин	1500
Мощность	кВт	315
Масса	кг	1400
Габаритные размеры: длина, L	мм	1610
Габаритные размеры: ширина, В	мм	790
Габаритные размеры: высота, Н	мм	1145

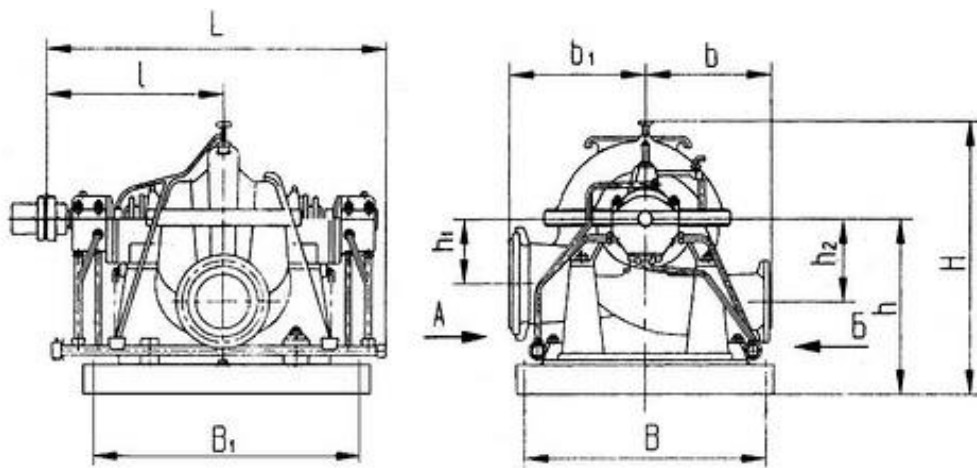


Рисунок 4.11 – Габаритный чертёж сетевого насоса СЭ-1250-70-11

4.7.4 Рециркуляционные насосы. Количество и производительность рециркуляционных насосов выбирают исходя из следующих условий:

1. Установка насосов групповая, т. е. общая на два водогрейных котла.
2. Температура сетевой воды на входе в котел при всех режимах принимается равной  $70^{\circ}\text{C}$  (обеспечивается рециркуляцией).
3. Температура воды на выходе из котлов принимается соответственно условию рециркуляционного подогрева воды перед котлами до  $70^{\circ}\text{C}$  (для природного газа) и номинального пропуска воды через котел, соответствующего принятой схеме включения его.
4. Гидравлическая схема включения водогрейных котлов — двухходовая (номинальный — расход воды через один КВ-ГМ-100 равен 1250 т/ч).
5. Расчет ориентировочный, с точностью, необходимой для выбора рециркуляционных насосов.

При работе котлов в основном режиме (двухходовая схема) и при температурном графике теплосети  $150—70^{\circ}\text{C}$  для транспорта тепла в количестве  $2 \times 100 = 200$  Гкал/ч в системе должно циркулировать  $200/80 = 2500$  т/ч воды, что и принимается для выбора рециркуляционных насосов.

Температура воды, подаваемой в сеть и возвращаемой из нее, принята ориентировочно по температурному графику теплосети с учетом водоразбора на ГВС и расхолаживания обратной воды подпиткой, которая зимой всегда имеет  $t = 40^{\circ}\text{C}$ .

К установке принимается группа из пяти рециркуляционных насосов типа 10НКу-7-2М. Избыточное давление воды за ВК не менее 1,7 МПа.

Центробежный насос 10НКу-7-2М предназначен для перекачивания воды с температурой до  $260^{\circ}\text{C}$  и давлением на входе до 5 МПа ( $50 \text{ кгс/см}^2$ ) в том числе для обеспечения принудительной циркуляции перегретой воды по замкнутому контуру водогрейных котлов.

Насос - центробежный, горизонтальный, одноступенчатый, консольный с осевым подводом жидкости, на подшипниках качения. Концевые уплотнения ротора - сальниковые типа. Входной и напорный патрубки



направлены вертикально вверх и находятся в одной плоскости, перпендикулярной оси насоса. Соединение патрубков с трубопроводами - фланцевое. Крепление насоса к фундаменту - жесткое. Приводом насоса является электродвигатель мощностью 200 кВт, устанавливаемый на общей с насосом раме фундаментной.

Материал корпуса насоса, рабочего колеса, а также крышка корпуса выполнены из стали 25Л, вал, втулка защитная - из стали 20Х13.

Таблица 4.13 – Технические характеристики рециркуляционного насоса 10НКу-7-2М

Характеристика насоса	Ед. изм.	10НКу-7-2М
Подача	м <sup>3</sup> /ч	500
Напор	м	70
Частота вращения	об/мин	1425
Мощность	кВт	160
Масса	кг	2049
Габаритные размеры: длина, L	мм	1885
Габаритные размеры: ширина, B	мм	625
Габаритные размеры: высота, H	мм	670

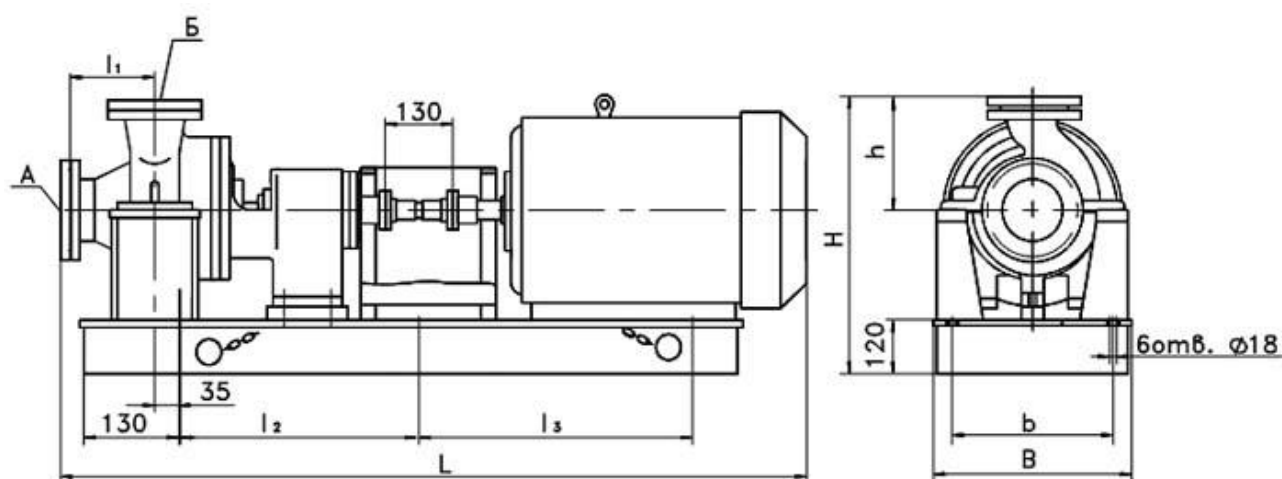


Рисунок 4.12 – Габаритный чертёж рециркуляционного насоса 10НКу-7-2М

## 5 Компоновка главного корпуса

Компоновка основного и вспомогательного оборудования в здании котельной, т.е. взаимное его расположение в помещениях котельной, должна обеспечивать безопасность и удобство эксплуатации, минимально возможную протяженность трубопроводных и кабельных коммуникаций, а также газовоздухопроводов, минимизацию численности эксплуатационного персонала, автоматизацию технологических процессов, проведение планово-предупредительных ремонтов и возможность расширения путем установки нового оборудования. Кроме того, принимаемые компоновочные решения должны отвечать всем требованиям техники безопасности, санитарным и противопожарным нормам.

Для центральной котельной установки рассматриваемой мощности наиболее рациональной с точки зрения выполнения вышеуказанных требований следует считать компоновку с параллельным расположением котлов и вспомогательного оборудования котельной – тягодутьевых машин, деаэраторов, питательных насосов, трансформаторных подстанций, электрораспределительных устройств и служебно-бытовых помещений. Для автоматизированных систем управления предусматривается центральное щитовое помещение. Оборудование водоподготовки в крупных пароводогрейных котельных, как правило, размещается в отдельных зданиях. Котельные установки, сжигающие газ, имеют в своем составе редуционные станции, снижающие давление газа, подаваемого к котлам. Эти установки размещаются в отдельно стоящих помещениях.

Деаэраторы и питательные насосы необходимо размещать вдоль фронта котлов. Оборудование пароводогрейных котельных должно компоноваться так, чтобы обеспечивалось расширение как водогрейной, так и паровой части котельной, т. е. оба торца котельной должны быть свободными. В одной половине котельного зала устанавливаются паровые котлы, а во второй водогрейные. С торцов расширения котельной не следует размещать эстакады топливоподачи, оборудование, эстакады трубопроводов, а также подземные коммуникации.

В настоящее время в области сооружения котельных установок принято новое направление проектирования, поставки и монтажа оборудования, а именно блоками повышенной заводской готовности. Переход к изготовлению котельной установки заводскими блоками, включающими в себя группы технологического оборудования трубопроводами, газовоздухопроводами, и другими коммуникациями, в первую очередь преследует цель повышения качества изготовления оборудования и сокращения сроков его монтажа.

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ		
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разработал	Амантаев Д				Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достяров А,					4	
Рецензент	Ваганов О				ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.						
Зав.каф.	Кибарин А.						
					Компоновка главного корпуса		

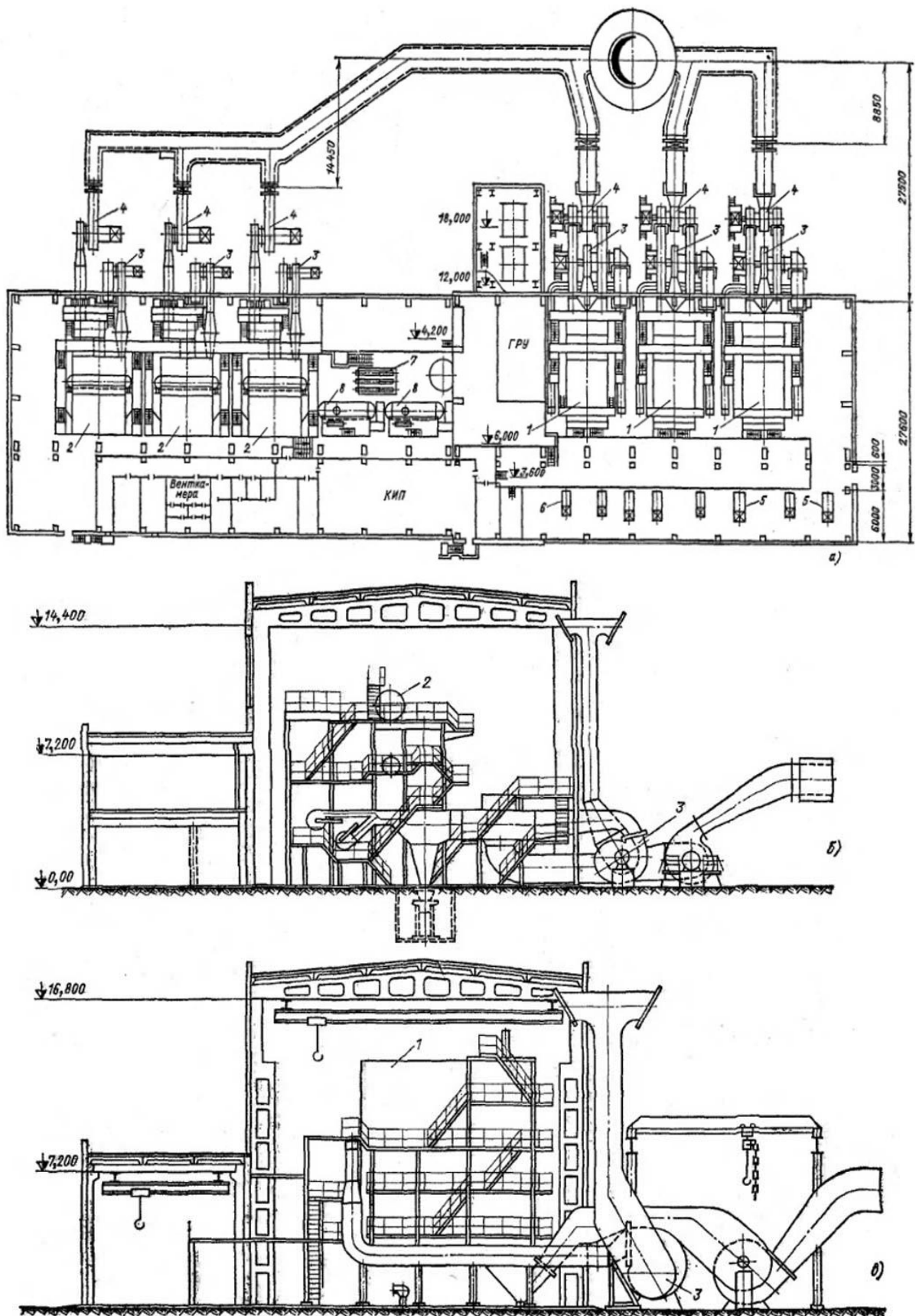


Рисунок 5.1 – Компоновка главного корпуса центральной котельной: а – план; б – разрез паровой части котельной; в – разрез водогрейной части котельной.

## 6 Экономическая оценка строительства центральной котельной в городе Талдыкорган и её технико-экономические показатели

### 6.1 Расчёт годовых эксплуатационных расходов

Об эффективности работы котельной установки можно судить по таким показателям, как: годовой расход натурального и условного топлива, годовой расход электроэнергии на привод двигателей оборудования и на собственные нужды, годовые расходы питьевой и технической вод для внешних потребителей и хозяйственно-бытовые потребности промпредприятия и т.д.

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчёта годовых эксплуатационных расходов

Наименование исходных данных	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Годовой отпуск потребителям пара с параметрами 1,4 МПа ( 14 кгс/см <sup>2</sup> )	$D_{\text{год}}^{\text{отп}}$	т/год	125000
Годовой отпуск тепла системам отопления и вентиляции	$Q_{\text{о.в}}^{\text{г}}$	Гкал/год	295000
Годовой отпуск тепла системам ГВС	$Q_{\text{гвс}}^{\text{г}}$	Гкал/год	140500
Продолжительность отопительного периода	$n_{\text{з}}$	ч	4200
Продолжительность неотапливаемого периода	$n_{\text{л}}$	ч	4560

1) Суммарный годовой отпуск тепла котельной  $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$  подсчитывается по формуле:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = \sum (D_{\text{год}}^{\text{отп}} * i_{\text{п}} - G_{\text{кон}}^{\text{г}} * i_{\text{к}}) * 10^{-3} + Q_{\text{гвс}}^{\text{г}} + Q_{\text{о.в}}^{\text{г}} \quad (5.1)$$

где  $G_{\text{кон}}^{\text{г}}$  и  $i_{\text{к}}$  – годовое количество и энтальпия возвращаемого конденсата.

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = (125000 * 700 - 0,6 * 125000 * 70) * 10^{-3} + 145 200 + 377 720 = 605 200 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$$

2) Годовой расход натурального топлива котельной определяется по формуле:

$$\sum V_{\text{год}}^{\text{н}} = \frac{[\sum D_{\text{год}}^{\text{отп}} + (\sum D_{\text{п.л}}^{\text{з}} * n_{\text{з}} + \sum D_{\text{п.л}}^{\text{л}} * n_{\text{л}})] * (i_{\text{п}} - i_{\text{п.в}})}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} * \eta_{\text{п.к}} * 0,97 * \left(1 - \frac{k}{100}\right)} + \frac{Q_{\text{в.к}}^{\text{сп.з}} * n_{\text{з}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} * \eta_{\text{в.к}}} \quad (5.2)$$

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработал	Амантаев Д				Экономическая оценка строительства и технико- экономические показатели	Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достяров А,						44	79
Рецензент	Ваганов О					ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.							
Зав.каф.	Кибарин А.							

где  $\sum D_{\text{год}}^{\text{отп}}$  – суммарный годовой отпуск пара технологическим потребителям, т/ч;

$\sum D_{\text{п.п}}^3$  и  $\sum D_{\text{п.п}}^{\text{л}}$  – суммарный расход пара подпиточной установкой в среднезимнем и летнем режимах, т/ч;

$n_3$  и  $n_{\text{л}}$  – продолжительность отопительного и летнего периодов, ч;

$k$  – коэффициент расхода пара на собственные нужды, %;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – низшая рабочая теплотворная способность топлива, ккал/м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{в.к}}^{\text{ср.3}}$  – среднезимняя тепловая нагрузка водогрейных котлов, Гкал/ч;

$\eta_{\text{п.к}}$  и  $\eta_{\text{в.к}}$  – коэффициенты полезного действия паровых и водогрейных котлов;

$i_{\text{п}}$  и  $i_{\text{п.в}}$  – энтальпия пара и питательной воды, ккал/кг;

$$V_{\text{год}} = \frac{[125\,000 + (43 * 4200 + 14 * 4560)] * (700 - 104)}{8970 * 0,92 * 0,97 * (1 - 0,04)} + \frac{99 * 10^6 * 4200}{8970 * 0,927}$$

$$= 28,6 * 10^6 + 50 * 10^6 = 78,6 * 10^6 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

В пересчёте на условное топливо с теплотой сгорания 7000 ккал/м<sup>3</sup>, получим годовой расход условного топлива:

$$V_{\text{год}}^{\text{у.т}} = V_{\text{год}}^{\text{н}} * \varepsilon = 78,6 * 10^6 * \frac{8970}{7000} = 100,7 * 10^6 \frac{\text{м}^3 \text{ у.т}}{\text{год}}$$

Удельный расход условного топлива на 1 Гкал равен:

$$b_{\text{у.т}} = \frac{V_{\text{год}}^{\text{у.т}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{год}}} = \frac{100,7 * 10^6}{605\,200} = 166,4 \frac{\text{м}^3 \text{ у.т}}{\text{Гкал}}$$

3) Расход электроэнергии двигателями  $W_{\text{дв}}^{\text{год}}$ :

$$W_{\text{дв}}^{\text{год}} = \sum N_{\text{уст}}^{\text{дв}} * h_{\text{год}} * \eta_{\text{сп}}, \frac{\text{кВт} * \text{ч}}{\text{год}} \quad (5.3)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{дв}}$  – установленная мощность электродвигателей, кВт;

$h_{\text{год}}$  – число часов использования оборудования, ч;

$\eta_{\text{сп}}$  – коэффициент спроса (можно принимать для двигателей питательных насосов 0,8, для остальных двигателей 0,7).

Расход электроэнергии на освещение  $W_{\text{св}}^{\text{год}}$ :

$$W_{\text{св}}^{\text{год}} = 6000 * \sum N_{\text{уст}}^{\text{св}}, \frac{\text{кВт} * \text{ч}}{\text{год}},$$

где  $\sum N_{\text{уст}}^{\text{св}}$  – суммарная установленная мощность светильников, кВт.

Согласно данным института Промэнергопроект, расход электроэнергии котельной можно рассчитать по удельным расходам электроэнергии на выработанную 1 Гкал тепла установленными котельными агрегатами [1, таб. 5-8]:

$$\sum \varepsilon_{\text{год}} = Q_{\text{п.к}}^{\text{год}} * k_{\text{п.к}} + Q_{\text{в.к}}^{\text{год}} * k_{\text{в.к}}, \frac{\text{кВт} * \text{ч}}{\text{год}} \quad (5.4)$$

где  $Q_{п.к}^{год}$  и  $Q_{в.к}^{год}$  – годовая выработка тепла соответственно паровыми и водогрейными котлами;

$$k_{п.к} \text{ и } k_{в.к} \text{ – расход электроэнергии, кВт*ч, на отпущенный } \Gamma \text{ кал/ч}$$

$$\sum \mathcal{E}_{год} = (605\,200 - 377\,720) * 10 + 377\,720 * 7 = 4,92 * 10^6 \frac{\text{кВт}}{\text{год}}$$

4) Расходы воды на технологию ( на нужды ХВО, восполнение потерь в цикле, подпитка теплосети) определяются по расчёту ПТС (III и IV режимы).

В рассматриваемом примере система теплоснабжения открытая, поэтому для подпитки теплосети и для восполнения потерь в цикле паровых котлов используются соответственно питьевая и техническая.

Расход питьевой воды:

$$G_{сыр}^п = (G_{сыр}^з * n_з + G_{сыр}^л * n_л) + G_{сн} = 906 * 4200 + 719 * 4560 + 73000 = 7\,156\,840 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

где  $G_{сн}$  – годовой расход воды на собственные нужды (можно принимать 2 – 3 м<sup>3</sup> в сутки на 1 т установленной паропроизводительности).

Расход технической воды:

$$G_{исх}^т = G_{исх}^з * n_з + G_{пв}^л * n_л = 46,6 * 4200 + 45,1 * 4560 = 401\,376 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

5) Число часов использования основного оборудования в году:

- паровых котлов:

$$h_{год}^{п.к} = \frac{D_{год}^{выр}}{n * D} = \frac{[\sum D_{год}^{отп} + (\sum D_{п.п}^з * n_з + \sum D_{п.п}^л * n_л)]}{n * D * 0,97 * (1 - \frac{k}{100})}, \text{ ч}, \quad (5.5)$$

где  $D_{год}^{выр}$  – годовая выработка пара, т/год;

$D$  – номинальная паропроизводительность, т/ч;

$n$  – число котлов, шт.

$$h_{год}^{п.к} = \frac{[125\,000 + (43 * 4200 + 14 * 4560)]}{2 * 50 * 0,97 * 0,96} = \frac{396\,735}{100} \approx 4\,000 \text{ ч},$$

- водогрейных котлов:

$$h_{год}^{в.к} = \frac{Q_{отп}^{год}}{n * D} = \frac{377\,720}{2 * 100} \approx 1900 \text{ ч}.$$

## 6.2 Расчёт себестоимости отпускаемой тепловой энергии

Важнейшим показателем экономической эффективности котельной установки является себестоимость отпускаемого тепла. Суммарные эксплуатационные издержки котельной в тенге, отнесённые к количеству отпущенного тепла в год, представляют собой себестоимость тепловой энергии  $S$ , определяемой по выражению:

$$S = \frac{И_{топ} + И_э + И_в + И_{зп} + И_{тр} + И_{амор} + И_{общ}}{Q_{отп}^{год}} \frac{\text{тг}}{\Gamma \text{ кал}} \quad (5.6)$$

где  $I_{\text{топ}}$  – затраты на топливо (с транспортными расходами);  
 $I_{\text{в}}$  – затраты на техническую и питьевую воду;  
 $I_{\text{э}}$  – затраты на электроэнергию;  
 $I_{\text{зп}}$  – затраты на заработную плату персонала с начислениями;  
 $I_{\text{амор}}$  – амортизационные отчисления;  
 $I_{\text{тр}}$  – текущий ремонт;  
 $I_{\text{общ}}$  – общекотельные и прочие расходы.

Таблица 6.2 – Исходные данные для расчёта себестоимости отпускаемого тепла

Наименование исходных данных	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Капитальные затраты	$K$	млн.тг	130
Цена натурального топлива	$C_{\text{т}}$	тг/ м <sup>3</sup>	29
Численность эксплуатационного персонала	$N$	чел.	30
Среднегодовая зарплата эксплуатационного персонала	$\Phi$	тг/год	1080000
Средняя доля амортизационных отчислений	$f$	%	6
Цена электроэнергии	$C_{\text{э}}$	тг/(кВт*ч)	25
Цена воды технической	$C_{\text{в}}^{\text{т}}$	тг/м <sup>3</sup>	30
Цена воды питьевой( в т.ч. для подпитки теплосети)	$C_{\text{в}}^{\text{п}}$	тг/м <sup>3</sup>	191

Расчёт:

1) Затраты на топливо являются основной составляющей в себестоимости тепловой энергии.

Суммарные годовые затраты на топливо составляют:

$$I_{\text{топ}} = \sum V_{\text{год}} * C_{\text{т}} = 78,6 * 10^6 * 29 \approx 2\,280 * 10^6 \frac{\text{тг}}{\text{год}}$$

2) Затраты на электроэнергию включают расходы на электроэнергию на собственные нужды, привод тягодутьевых машин, насосов, освещение и т.д. При мощности трансформаторных подстанций до 50кВА используемая электроэнергия рассчитывается по одноставочному тарифу, т.е. по тарифу в системе на 1 кВт\*ч. При мощности трансформаторных подстанций 50 кВА и более – по двухставочному.

$$I_{\text{э}} = \sum \text{Э}_{\text{год}} * C_{\text{э}} = 4,92 * 10^6 * 25 = 122,9 * 10^6 \frac{\text{тг}}{\text{год}}$$

3) Затраты на покупную воду рассчитываются исходя из годового расхода её на технологию (подпитка тепловой сети, восполнение потерь в

цикле паровых котлов, на нужды ХВО, наполнение теплосети и т.д), а также хозяйственно-питьевые нужды котельной.

Годовые затраты на покупную воду:

$$I_{\text{в}} = G_{\text{сыр}}^{\text{п}} * Ц_{\text{в}}^{\text{п}} + G_{\text{исх}}^{\text{т}} * Ц_{\text{в}}^{\text{т}} = 7,156 * 191 + 401\,376 * 30 \approx 1\,380 * 10^6 \frac{\text{тг}}{\text{год}}$$

4) Расходы на заработную плату определяются с начислениями только эксплуатационному персоналу, участвующему в основной производственной деятельности. К эксплуатационному персоналу относятся такие профессии, как: машинист котлов, слесарь по обслуживанию оборудования, аппаратчик ХВО, электрослесарь КИПиА и т.д.

$$I_{\text{зп}} = N * \Phi = 30 * 1\,080\,000 = 32,4 * 10^6 \frac{\text{тг}}{\text{год}}$$

5) Затраты на амортизационные отчисления подсчитываются по действующим нормам со стоимости оборудования и его монтажа и со стоимости зданий и сооружений, определяемых сметно-финансовым расчётом к проекту котельной. На данный момент норма отчисления на амортизацию и текущий ремонт суммарно составляют 8% от общих затрат.

$$I_{\text{амор}} = f * K = 0,06 * 130\,000\,000 = 7,8 * 10^6 \frac{\text{тг}}{\text{год}}$$

6) Затраты на текущий ремонт учитываются в размере 20% амортизационных отчислений для закрытых и 30% для открытых котельных. Так как в данном проекте система теплоснабжения открытого типа, то годовые затраты на текущий ремонт составит:

$$I_{\text{тр}} = 0,3 * I_{\text{амор}} = 0,3 * 7,8 * 10^6 = 2,34 * 10^6 \frac{\text{тг}}{\text{год}}$$

7) Затраты по статье "Общекотельные и прочие" включают расходы на охрану труда, технику безопасности и сторожевую охрану, административно-управленческий персонал и прочие неучтённые расходы. Для котельных, использующих природный газ в качестве основного топлива, они составляют 6% от суммарных расходов:

$$I_{\text{зп}} = 0,06 * (I_{\text{топ}} + I_{\text{э}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{амор}}) = 0,06 * 3823,44 * 10^6 \\ = 229,04 * 10^6 \frac{\text{тг}}{\text{год}}$$

Таблица 6.3 – Годовые эксплуатационные издержки

Наименование издержек	Годовые затраты, млн.тг
Топливо	2 280
Электроэнергия	122,9
Питьевая вода	1 366
Техническая вода	12



Зарплата эксплуатационного персонала	32,4
Амортизационные отчисления	7,8
Текущий ремонт	2,34
Общекотельные и прочие расходы	229,04

Таким образом, себестоимость тепловой энергии составит:

$$S = \frac{(2280 + 122,9 + 1366 + 12 + 32,4 + 7,8 + 2,34 + 228,5) * 10^6}{605\ 200} = 6\ 609 \frac{\text{тг}}{\text{Гкал}}$$

### 6.3 Оценка эффективности капиталовложений в строительство котельной установки

6.3.1 Определение первоначальных инвестиций и денежного потока на возврат кредита. В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство котельной следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает строительная компания. Эти денежные средства идут только на строительство. Суммарные эксплуатационные издержки заложены в себестоимости тепловой энергии, а значит и в тарифе на них, и для начала работы необходимы и оборотные средства. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% – инвестиционная фирма.

Таким образом, объем инвестиций  $I_0$ , которые фирма берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10 % от суммарных капвложений в строительство котельной установки и 30 % от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

- $I_0$  – первоначальные инвестиции;
- CF – денежный поток, направляемый на возврат кредита;
- $r$  – процентная ставка банка по кредиту (10 %);
- $n$  – календарный год кредита.

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot И = 0,1 \cdot 130 + 0,3 \cdot 4\ 052 = 1\ 228,6 \text{ млн. тенге.}$$

Определимся, что отпускной тариф тепловую энергию будет иметь рентабельность 20%, т.е.

$$T = 6\ 609 * 1,2 = 7\ 930 \frac{\text{тенге}}{\text{Гкал}}$$

Доход от реализации тепловой энергии составит:

$$D = T * Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = 7\ 930 * 605\ 200 = 4\ 799 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные затраты определяются по выражению:

$$З = S * Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = 6\ 609 * 605\ 200 = 3\ 999 \text{ млн. тенге.}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = D - З = 4\ 799 - 3\ 999 = 800 \text{ млн. тенге.}$$

После оплаты налога на прибыль (20 %), образуется чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{ПР} * (1 - 0,2) = 800 * 0,8 = 640 \text{ млн. тенге.}$$

Естественно, что чистая прибыль распределяется по четырем фондам, но в работе сделаем допущение, что вся чистая прибыль целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

$$\text{CF} = 640 \text{ млн. тенге.}$$

6.3.2 Определение чистой текущей стоимости NPV. Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$\text{NPV} = \frac{\text{CF}_1}{(1+r)^1} + \frac{\text{CF}_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{\text{CF}_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{\text{CF}_n}{(1+r)^n} - I_0 \quad (5.7)$$

Рассчитаем NPV за 10 лет после реализации проекта под 10 % годовых.

Таблица 6.4 – Определение чистой текущей стоимости NPV

Год	CF	R <sub>10</sub>	PV <sub>10</sub>
0	-1228,6	1	-1228,6
1	640	0,90909	582
2	640	0,82645	529
3	640	0,75131	481
4	640	0,68301	437
5	640	0,62092	397
6	640	0,56447	361
7	640	0,51316	328
8	640	0,46651	299
9	640	0,4241	271
10	640	0,38554	247
		Σ <sub>10</sub>	3933
		NPV <sub>10</sub>	2704

Через 10 лет чистая прибыль инвестиционной фирмы составит 2704 млн.тг.

6.3.3 Расчёт внутренней нормы прибыли IRR. Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r, при котором NPV = 0. Формализовано, это уравнение:

$$\sum_1^n \frac{\text{CF}_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0 \quad (5.8)$$

решаемое относительно r.

Таблица 6.5 – Определение IRR

Год	CF	R <sub>10</sub>	PV <sub>10</sub>	R <sub>20</sub>	PV <sub>20</sub>
0	-1228,6	1	-1228,6	1	-1228,6
1	640	0,90909	582	0,833	533
2	640	0,82645	529	0,694	444
3	640	0,75131	481	0,579	370
4	640	0,68301	437	0,482	309
5	640	0,62092	397	0,402	257
6	640	0,56447	361	0,335	214
7	640	0,51316	328	0,279	179
8	640	0,46651	299	0,233	149
9	640	0,4241	271	0,194	124
10	640	0,38554	247	0,162	103
		∑ <sub>10</sub>	3933	∑ <sub>20</sub>	2683
		NPV <sub>10</sub>	2704	NPV <sub>20</sub>	1455

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} + NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 10 + \frac{2704}{2704 + 1455} \cdot (20 - 10) = 16,5 \%$$

6.3.4 Метод расчёта окупаемости инвестиций PP. Метод заключается в определении периода, необходимого для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Существует два метода: когда CF равен годам, а когда CF идет различными суммами, то есть неравномерно  $PP = \frac{I_0}{CF_n}$ ;

В нашем случае, денежные потоки по годам будут одинаковы и следует пользоваться первым методом:

$$PP = \frac{1228,6}{640} \approx 2 \text{ года.}$$

## 7 Безопасность жизнедеятельности

### 7.1 Безопасность на производстве

7.1.1 С развитием теплоэнергетики, как и всей промышленности в целом, возрастает необходимость уделять повышенное внимание безопасности персонала на производстве и обеспечения приемлемых условий для труда. Котельная установка, будучи промышленным предприятием, содержит в себе электро- и тепломеханическое оборудование, которое может причинять вред здоровью или представлять определённую опасность для жизни человека. В условиях производства на человека в основном действуют техногенные, т.е. связанные с техникой, опасности, которые принято называть опасными и вредными производственными факторами.

Под вредным производственным фактором следует понимать такой производственный фактор, воздействие которого в определённых условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности работника.

Под опасным производственным фактором подразумевают фактор производства, воздействие которого в определённых условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья работника.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-74 все опасные и вредные производственные факторы подразделяются на четыре большие группы:

- физические (электрический ток, острые кромки и заусенцы на оборудовании, повышенная запылённость воздуха, неблагоприятные микроклиматические условия и т.д.);

- химические (вредные пары, газы и аэрозоли, соматически яды и т.д.);

- биологические (патогенные микроорганизмы, живые клетки и споры, содержащиеся в препаратах и т.д.);

- психофизиологические (нагрузка на слуховой аппарат, зрение и другие органы и системы, монотонность труда, эмоциональные перегрузки).

В котельной в процессе производства теплоты могут возникнуть следующие опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная температура поверхностей оборудования, жидкостей;

- повышенная температура воздуха рабочей зоны;

- повышенный виброакустический режим на рабочем месте;

- повышенная или пониженная влажность воздуха;

- повышенная или пониженная подвижность воздуха;

- воздействие на организм человека электрического тока;

- недостаточная освещённость на рабочем месте.

7.1.2 Температура, влажность и подвижность воздуха, а также его давление представляют собой микроклиматические параметры помещения. Оптимальные значения показателей микроклимата обеспечивают общее и

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработал	Амантаев Д				Безопасность жизнедеятельности	Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достяров А,						52	79
Рецензент	Ваганов О					ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.							
Зав.каф.	Кибарин А.							

локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах. Несоответствие параметров микроклимата с санитарно-гигиеническими нормами для определённого вида работ может создать ощущения дискомфорта, и как следствие, стать причиной неблагоприятных сдвигов в в сердечно-сосудистой, эндокринной, дыхательной системах, водно-солевом балансе организма. В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклиматических параметров условий труда должны быть использованы комплексные защитные мероприятия (технологические, технические, санитарно-технические, лечебно-профилактические), позволяющие сохранить здоровье работающих.

7.1.3 Производственным шумом называют хаотическое сочетание различных по частоте и силе звуков, вызывающих неприятные ощущения и оказывающих вредное или раздражающее воздействие на организм. Шум оказывает влияние на весь организм человека: угнетает ЦНС, вызывает изменение скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечно-сосудистых заболеваний, гипертонической болезни, может приводить к профессиональным заболеваниям.

Под влиянием производственного шума возникают следующие заболевания: снижение чувствительности слуха, аритмия сердца, повышение кровяного давления, невроты, нарушение деятельности желудочно-кишечного тракта. Через нервную систему шум вызывает заболевания сердца, а в некоторых случаях приводит к хроническим заболеваниям коры головного мозга, к появлению гипертонической болезни. У работающего в условиях высокого шума развивается так называемая «шумовая болезнь», проявляющаяся в общем заболевании всего организма. Проявлением вредного влияния шума является профессиональное заболевание – нейросенсорная тугоухость.

К мероприятиям по снижению уровня шума относят использование средств коллективной и индивидуальной защиты.

Методы и средства коллективной защиты в зависимости от способа реализации подразделяются на строительно-акустические, архитектурно-планировочные и организационно-технические и включают в себя:

- изменение направленности излучения шума;
- рациональную планировку предприятий и производственных помещений;
- акустическую обработку помещений;
- дистанционное управление;
- применение звукоизоляции.

К средствам индивидуальной защиты от шума относят различные противозумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

7.1.3 Особенность воздействия электрического тока на человека выражается в невозможности преждевременного определения его с помощью органов чувств. Электрический ток воздействует на живую ткань своеобразно и разносторонне. Проходя через организм человека, электрический ток производит тепловое, электролитическое действия, что характерно для неживых объектов, а также - специфическое биологическое действие, которое выражается в нарушении внутренних биоэлектрических процессов, проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей организма, что в последствии сопровождается непроизвольным сокращением мышц, в том числе сердца и легких.

Токи различного рода неодинаково опасны для организма. Наиболее опасным считают переменный ток промышленной частоты 50 - 60 Гц. Он сильно воздействует на ЦНС и производит сильные сокращения мышц, которые во многих случаях удерживают человека в контакте с частями, находящимися под напряжением, лишая возможности самостоятельно освободиться от токоведущей части.

Постоянный ток примерно в 4 - 5 раз безопаснее переменного частотой 50 Гц. Проходя через тело человека, он вызывает более слабые сокращения мышц и менее неприятные ощущения по сравнению с переменным током того же значения. Лишь в момент замыкания и размыкания цепи тока человек испытывает кратковременное болезненное ощущение вследствие внезапного судорожного сокращения мышц, подобное тому, которое возникает при переменном токе примерно того же значения.

Степень отрицательного воздействия тока на организм человека увеличивается преимущественно с ростом его величины.

Ощутимый ток - это такой ток, который вызывает при прохождении через человека ощутимые раздражения. Человек начинает ощущать воздействие проходящего через него переменного тока частотой 50 Гц значением 0,5 - 1,5 мА и постоянного тока значением 5 - 7 мА.

Неотпускающий ток - это такой ток, который вызывает при прохождении через человека непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник.

Пороговым неотпускающим током называют наименьшее значение неотпускающего тока. Для переменного тока частотой 50 Гц оно составляет 10 - 15 мА (для мужчин при пути прохождения тока рука - рука), для постоянного тока составляет 50 - 80 мА. При этих значениях тока человек чувствует непереносимую боль, а судороги мышц руки оказываются настолько значительными, что он не в состоянии их преодолеть, т.е. не может разжать руку, в которой зажата ТВЧ.

Фибрилляционный ток - это такой ток, который при прохождении через тело человека вызывает фибрилляцию сердца.

Пороговым фибрилляционным током называют наименьшее значение фибрилляционного тока. Для переменного тока частотой 50 Гц фибрилляционным является ток от 100 мА до 5 А, пороговым - 100 мА. Для

постоянного тока пороговым фибрилляционным током считается ток 300 мА, верхним пределом - 5 А.

Ток больше 5 А как при постоянном напряжении, так и частотой 50 Гц фибрилляцию сердца, как правило, не вызывает. При протекании такого тока происходит немедленная остановка сердца, минуя состояние фибрилляции.

К мероприятиям обеспечения электробезопасности можно отнести:

- применение средств индивидуальной защиты (основные - изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолирующими ручками, дополнительные - диэлектрические перчатки, рукавицы, галоши, боты, коврики и изолирующие подставки);
- увеличение сопротивления за счёт изоляции токоведущих частей и изоляции рукояток инструментов;
- использование защитного отключения, которое срабатывает в течение не более 0,2 секунды в случае повреждения (пробоя);
- применение защитного ограждения;
- использование организационных мер (организация обучения, инструктирования и проверки знаний электробезопасности, проведение медицинских осмотров, оформление нарядов-допусков и т. п.);
- применение технических мер защиты от электротока (защитное заземление, защитное зануление).

7.1.4 Не менее важным для продуктивного и комфортного рабочего процесса является освещение. Правильно спроектированное и качественно выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное психофизиологическое воздействие на работников, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, положительно влияет на работоспособность. На рабочих местах, где требуется напряжённая зрительная работа, улучшение освещения может поднять производительность труда на 5–10 %.

При плохом освещении человек быстро устает и работает менее продуктивно. Плохое освещение может привести к заболеванию органа зрения (близорукости) и, наоборот, хорошее – действует благоприятно на человека. Для создания благоприятных условий труда производственное освещение должно отвечать следующим требованиям:

- освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру выполняемой работы по СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение. Общие требования»;
- яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства должна распределяться по возможности равномерно;
- резкие тени на рабочей поверхности должны отсутствовать;
- освещение должно обеспечивать необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

- система освещения не должна являться источником других вредных факторов (шум и т.д.), а также должна быть электро- и пожаробезопасной.

При освещении производственных помещений используют: естественное освещение, создаваемое прямыми солнечными лучами и рассеянным светом небосвода и меняющееся в зависимости от географической широты, времени года и суток, степени облачности и прозрачности атмосферы; искусственное освещение, создаваемое электрическими источниками света, и совмещенное освещение, при котором недостаточное по нормам естественное освещение дополняют искусственным.

Искусственное освещение по конструктивному исполнению может быть двух видов – общее и комбинированное. При выполнении точных зрительных работ (например, слесарных, токарных, контрольных) в местах, где оборудование создаёт глубокие, резкие тени или рабочие поверхности расположены вертикально (штампы, гильотинные ножницы), наряду с общим освещением применяют местное. По функциональному назначению искусственное освещение подразделяют на рабочее, аварийное и специальное, которое может быть охранным, дежурным, эвакуационным, эритемным, бактерицидным и др.

При проектировании систем искусственного освещения проводят соответствующие светотехнические расчёты. Основываясь на расчёте можно решить такие задачи, как:

- выбор системы освещения;
- выбор типа источника света;
- расположение светильников;

## **7.2 Расчёт искусственного освещения**

При проектировании систем искусственного освещения проводят соответствующие светотехнические расчёты. Основываясь на расчёте можно решить такие задачи, как: выбор системы освещения, выбор типа источника света, расположение светильников, определение мощности осветительной установки.

Расчёт искусственного освещения проводим с помощью люксметра Ю-16. Этот прибор работает по принципу изменения фототока. Ток возникает в цепи селенового фотоэлемента и соединенного с ним гальванометра под влиянием падающего на чувствительный слой светового потока. Отклонения стрелки гальванометра пропорциональны освещенности.

Расчёт:

1) Исследование комбинированного освещение, определив долю общего освещения. По замеренной освещенности определить характер работ, которые можно проводить при данной освещенности.

Установка состоит из 5 последовательных светильников по вертикали. Общее освещение выражается включенным верхним светильником, а



комбинированное – одновременным включением верхнего и одного из остальных светильников.

Порядок выполнения следующий:

а) включаем один верхний светильник, замерив освещенность, перемещаем люксметр по горизонтальным точкам 0, 10, 20, 30, 40, 50;

б) включаем дополнительно к верхнему поочередно светильники, расположенные на высоте 20, 40, 60, 80 см, и также проводим замеры освещенности в горизонтальных точках 0, 10, 20, 30, 40, 50;

в) в каждом случае определяем долю общего освещения в % по формуле:

$$D = \frac{E_{\text{общ}}}{E_{\text{комб}}}, \% \quad (7.1)$$

и делаем заключение о ее достаточности;

г) полученные данные заносим в таблицу 7.1;

д) при высоте подвеса светильника местного освещения равной  $h = 40$  см в одной из горизонтальных точек поверхности определяем освещенность и, используя данные таблицы 1.8 [14], делаем вывод о характере работ, которые можно проводить при данной освещенности, результаты заносим в таблицу 7.2.

Таблица 7.1 – Результаты замеров

Высота подвеса $h$ , см	Наименование	Расстояние по горизонтали, см.					
		0	10	20	30	40	50
100	$E_{\text{общ}}$	95	85	80	75	70	65
20	$E_{\text{комб}}$	345	270	205	150	125	110
	D, %	27%	31%	39%	50%	56%	59%
40	$E_{\text{комб}}$	245	220	195	170	140	120
	D, %	40%	41%	43%	47%	54%	58%
60	$E_{\text{комб}}$	185	175	165	150	135	115
	D, %	54%	51%	51%	53%	56%	61%
80	$E_{\text{комб}}$	160	155	150	140	130	120
	D, %	63%	58%	57%	57%	58%	58%

Таблица 7.2 – Результаты выбора характера выполняемых работ

Освещенность в точке при высоте подвеса $h = 40$ см	Характер работ, выполняемых при данной освещенности				
	Характеристика зрительной работы	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона

E= 305 лк	Малой точности	V	a	Малый	Темный
-----------	----------------	---	---	-------	--------

2) Расчет искусственного освещения в производственном помещении методом коэффициента использования.

При расчете по этому методу определяется световой поток лампы по формуле:

$$F = \frac{E * S * K * Z}{N * \eta}, \text{ лм} \quad (7.2)$$

где E – заданная минимальная освещенность, лк;  
 K – коэффициент запаса;  
 S – освещаемая площадь, м<sup>2</sup>;  
 Z – коэффициент неравномерности освещения;  
 N – число светильников, шт;  
 η – коэффициент использования светового потока, т.е. отношение потока, падающего на расчетную поверхность, к суммарному потоку всех ламп; находится в зависимости от величины индекса помещения (i) и коэффициента отражения потолка и стен.

Таблицы 7.3 – Исходные данные для расчёта искусственного освещения

Параметры	Значение
Применяемые светильники	НГ
Длина помещения А, м	10
Ширина помещения В, м	8
Высота подвеса светильников, h, м	2,5
Общее количество светильников N, шт	10
Разряд зрительной работы	III, а
Коэффициент отражения потолка, ρ <sub>пот.</sub> , %	50
Коэффициент отражения стен ρ <sub>стен.</sub> , %	30
Коэффициент неравномерности, Z	1,2
Характеристика производственного помещения	с малыми выделениями пыли

Последовательность расчета:

а) по данным таблицы 1.4 вычислить площадь освещаемого помещения S, м<sup>2</sup>, индекс помещения i по формуле (2)

Индекс помещения определяется по выражению:

$$i = \frac{S}{h * (A + B)}, \quad (7.3)$$

где  $h$  - высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м;  
 $A, B$ - длина и ширина помещения, м.

$$i = \frac{80}{2,5*(10+8)} = 1,77.$$

в) по таблице 1.6 [14] принимаем значение коэффициента использования  $\eta = 0,45$ ;

г) из таблицы 1.7 [14], учитывая разряд зрительной работы, вид источника света и систему освещения, выбираем значение освещенности  $E = 200$  лк;

д) принимаем значение коэффициента запаса  $K = 1,3$  из таблицы 1.8 [14] по характеристике производственного помещения;

е) рассчитываем световой поток  $F$ , лм по формуле (7.2), используя ранее определенные значения;

$$F = \frac{500*80*1,3*1,2}{10*0,45} = 13\ 366 \text{ лм}$$

ж) по полученному световому потоку  $F$  подбираем лампу накаливания типа НГ-54 мощностью 750 Вт.

### 7.3 Охрана окружающей среды

В связи с интенсивным характером развития промышленного производства во всем мире весьма стала актуальна проблема охраны окружающей среды от вредных промышленных выбросов.

Защита воздушного бассейна от выбросов промышленных предприятий и энергетических объектов является одной из важнейших проблем современного производства. Загрязнение воздушной среды может вызвать нарушения экологических систем, ухудшить санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха и нанести ущерб экономике.

При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{NO}_2$ ) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа), а также токсичные газообразные вещества – серный и сернистый ангидрид ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{SO}_3$ ). Все продукты неполного сгорания являются вредными ( $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ).

Основными вредными веществами при сжигании природного газа являются окислы азота и углерода. Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости. Окислы азота образуются за счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха, и содержатся в продуктах сгорания всех топлив.

Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур в топке. В результате реакции в топочной камере образуется в основном окись азота  $\text{NO}$

Образование двуокиси азота  $\text{NO}_2$  за счет доокисления  $\text{NO}$  требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе.

В воде  $\text{NO}$  практически не растворяется. Очистка продуктов сгорания от  $\text{NO}$  и других окислов азота технически сложна и в большинстве случаев экономически нерентабельна. Вследствие этого, усилия направлены в основном на снижение образования окислов азота в топках котлов

#### 7.4 Расчёт дымовой трубы

Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения.

Принимается одна дымовая труба на все устанавливаемые котельные агрегаты. Размеры ее (высота и диаметр устья) определяются нижеследующим расчетом из условия обеспечения предельно допустимой концентрации  $\text{NO}_2$  в окружающем воздухе (ПДК) при нагрузке паровых и водогрейных котлов в режиме со средней температурой окружающего воздуха за наиболее холодный месяц, равной  $-8,5^\circ\text{C}$ .

Из табл. 3-1 и 3-2 с пересчетом на загрузку паровых и водогрейных котлов имеем: расход природного газа всеми паровыми котлами  $\sim 7400 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; расход природного газа водогрейными котлами  $\sim 12500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; температура уходящих газов паровых котлов  $126^\circ\text{C}$ , водогрейных котлов  $138^\circ\text{C}$ ; суммарный объем уходящих газов паровых котлов 160 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$  и водогрейных котлов 250 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$ , средняя температура газов при входе в дымовую трубу –  $132^\circ\text{C}$ . Температуру газов на выходе из дымовой трубы с учетом охлаждения в дымовой трубе принимаем равной  $110^\circ\text{C}$ .

Расчёт:

1) Требуемый диаметр устья дымовой трубы определяется по формуле:

$$d_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot w_0}} \quad (7.4)$$

где  $V_1$  – объемный расход газов, выходящих из дымовой трубы;  
 $w_0$  – выходная скорость газов (принимаем  $w_0 = 20 \text{ м/с}$ ).

$$V_1 = \left( 160 \cdot 10^3 \cdot \frac{273}{273 + 126} + 250 \cdot 10^3 \cdot \frac{273}{273 + 138} \right) \cdot \frac{273 + 132}{273 \cdot 3600} = 113,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$d_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 113,6}{3,14 \cdot 20}} \approx 2,7 \text{ м}$$

Принимаем к установке дымовую трубу по типовому проекту с диаметром устья 2,2 м.

Действительная выходная скорость газов будет:

$$w = 113,6 * \frac{4}{3,14 * 2,2^2} = 29,9 \frac{м}{с}$$

2) В рассматриваемом дипломном проекте все котлы используют природный газ в качестве топлива. Основным загрязняющим веществом при сжигании газа является двуокись азота  $NO_2$ .

Суммарный выброс  $NO_2$  в данном режиме подсчитываем по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,034 * 10^{-3} * B * Q_H^p * k * \beta_1 * (1 - \beta_2 * r) * \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) * \beta_3 \quad (7.5)$$

где  $\beta_1 = 1$  – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$\beta_2 = 0$  – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$r = 0$  – степень рециркуляции инертных газов в процентах расхода дутьевого воздуха;

$\beta_3 = 1$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, в данном случае коэффициент выбран для дутьевых горелок напорного типа;

$k$  – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива, кг/т:

для паровых котлов:

$$k = 3,5 * \frac{D_\phi}{70} = 3,5 * \frac{100}{70} = 5 \frac{кг}{т}$$

для водогрейных котлов:

$$k = 2,5 * \frac{Q_\phi}{20 + Q_H} = 2,5 * \frac{110}{20 + 200} = 1,25 \frac{кг}{т}$$

$Q_H^p$  – низшая теплота сгорания топлива ( $Q_H^p = 37,6 \frac{МДж}{м^3}$ )

$q_4 = 0$  – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

$$M_{NO_2} = 0,034 * \frac{7400 + 3800}{3600} * 37,6 * (5 + 1,25) = 24,85 \frac{г}{с}$$

3) Минимально допустимая высота дымовой трубы, обеспечивающая приземную концентрацию загрязняющих веществ ниже ПДК может быть определена из выражения:

$$H_1 = \sqrt{\frac{AMF}{ПДК * \sqrt[3]{V_1 * \Delta t}}} \quad (7.6)$$

где  $A$  – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной (для Казахстана  $A=160$ );

$M$  – количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу, г/с;

$F$  – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе (для газообразных примесей  $F = 1$ );

$m$  и  $n$  – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

$V_1$  – объем, удаляемой газовой смеси, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta t$  – разность температур выбрасываемых газов и окружающего воздуха, °С.

ПДК – предельно-допустимая концентрация вредного вещества, при длительном воздействии которого в организме не возникают патологические изменения (ПДК<sub>NO2</sub>=0,085 мг/м<sup>3</sup>).

$$H_1 = \sqrt{\frac{160 * 24,85 * 1}{0,085 * \sqrt[3]{113,6 * (110 + 8,5)}}} \approx 44 \text{ м}$$

Для полученного значения  $H_1$  подсчитываем значения параметров  $f$  и  $V_M$ :

$$f_1 = 10^3 * \frac{w_0^2 * D_{\text{ТР}}^{\text{ВЫХ}}}{H_1^2 * \Delta t} = 10^3 * \frac{20^2 * 2,2}{44^2 * (110 + 8,5)} = 3,83;$$

Так как  $f_1=3,83 < 200$ , то коэффициент  $m$  определяется по формуле:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,34 \sqrt[3]{f} + 0,1 \sqrt{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{4,3} + 0,34 * \sqrt[3]{4,3}} = 0,71$$

$$V_{M1} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{V_1 * \Delta T}{H_1}} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{113,6 * 118,5}{44}} = 4,37$$

Так как  $V_{M1} > 2$ , то  $n=1$ .

Далее находим уточненное значение высоты дымовой трубы:

$$H_2 = H_1 * \sqrt{\frac{m * n}{1}} = 44 * \sqrt{\frac{0,71 * 1}{1}} \approx 37 \text{ м}$$

К установке принимается металлическая дымовая труба по типовому проекту. Ближайший типоразмер  $H=35$  м, поэтому второй уточняющий расчет производить нет смысла.

## 8 Индивидуальное задание. Аэродинамический расчёт парового котла Е-1,4-50-250ГМ

Целью аэродинамического расчета является определение производительности тяговой и дутьевой систем и перепада полных давлений в газовом и воздушном трактах для последующего выбора тягодутьевых устройств.

Расходы вещества в воздушном и газовом трактах определяются по данным теплового расчета для номинальной нагрузки котла.

Перепады полных напоров в газовом и воздушных трактах определяются по рекомендациям [15] и зависят от сопротивления трактов.

Все сопротивления разделяются на три группы:

1) Сопротивления трения, т.е. сопротивления при течении потока в прямом канале, в том числе при продольном омывании пучков труб:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda * \frac{l}{d_3} * \frac{W^2}{2} * \rho, \text{ Па} \quad (8.1)$$

где  $\lambda$  - коэффициент сопротивления трения;

$l, d_3$  – длина и эквивалентный диаметр канала;

$W$  – скорость потока;

$\rho$  – плотность среды.

2) Сопротивления поперечно омываемых трубных пучков:

$$\Delta h_{\text{поп}} = \xi * \frac{W^2}{2} * \rho, \text{ Па} \quad (8.2)$$

где  $\xi$  – коэффициент сопротивления, зависящий от количества рядов и расположения труб в пучке, а также от числа Re.

3) Местные сопротивления. К ним относятся: сопротивление, вызванное изменением сечения; отводы и колена; повороты в пучках труб; тройники; раздающие и собирающие короба:

$$\Delta h_{\text{м}} = \xi_{\text{м}} * \frac{W^2}{2} * \rho, \text{ Па} \quad (8.3)$$

где  $\xi_{\text{м}}$  – коэффициент местного сопротивления, зависит в основном от геометрической формы рассматриваемого участка.

Основные исходные данные для расчета потерь давления в пакетах поверхностей нагрева агрегата - скорости и температуры, живые сечения и прочие конструктивные данные - принимаются из теплового расчета.

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ		
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разработал	Амантаев Д				Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достияров А.					63	79
Рецензент	Ваганов О				ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.						
Зав.каф.	Кибарин А.						
					Аэродинамический расчёт парового котла Е-1,4-50- 250ГМ		

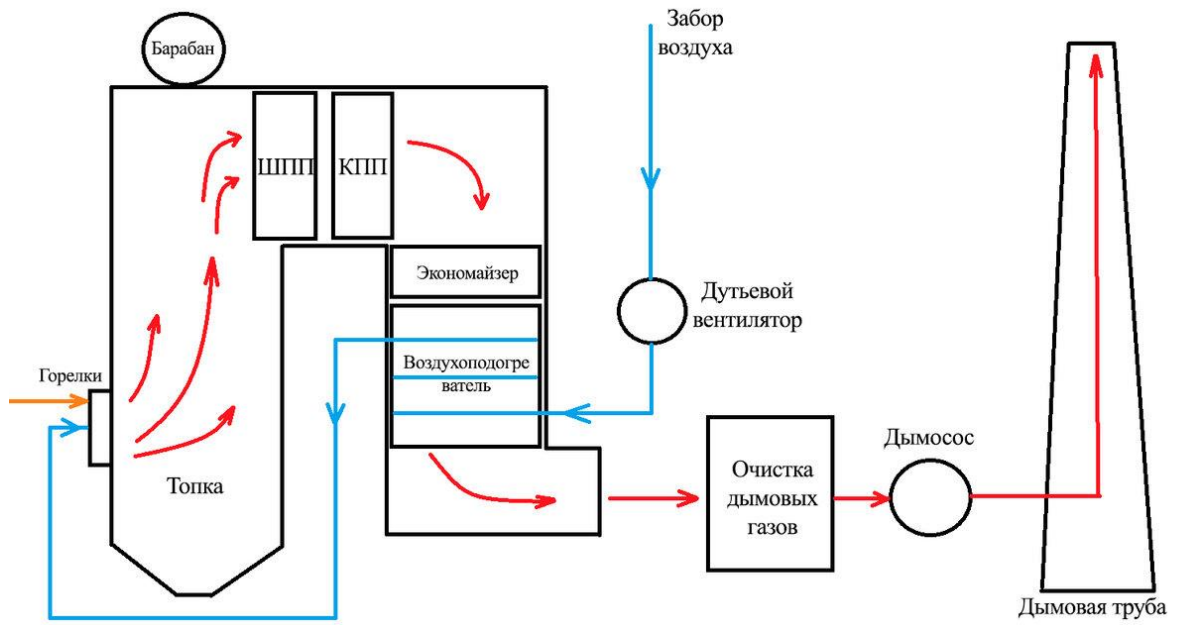


Рисунок 8.1 – Схема газового и воздушного трактов котлоагрегата



Таблица 8.1 – Расчёт газового тракта

№ п.п	Наименование расчётных данных	Обозначение	Ед. изм.	Расчётная формула	Результат
1	Коэффициент сопротивлений для поворота	$\xi$	—	—	1,4
2	Динамическое давление на участке поворота из топки к котельному пучку	$h_D^{T-кп}$	Па	Рис.16 [15]	3,5
3	Местное сопротивление поворота из топки к котельному пучку	$h_M^{T-кп}$	Па	$\xi * h_D^{T-кп}$	4,9
4	Сопротивление поперечно оmyаемого пучка труб	$\Delta h_{поп}^{кп}$	Па	Рис.17 [15]	76,9
5	Динамическое давление на участке поворота от котельного пучка к пароперегревателю	$h_D^{кп-пп}$	Па	Рис.16 [15]	15,15
6	Местное сопротивление поворота от котельного пучка к пароперегревателю	$\Delta h_M^{кп-пп}$	Па	$\xi * h_D^{кп-пп}$	21,21
7	Сопротивление поперечно оmyаемых труб пароперегревателя	$\Delta h_{поп}^{пп}$	Па	Рис.17 [15]	69,79
8	Поправочный коэффициент	К	—	Принимаем	1,2
9	Сопротивление трения в трубах воздухоподогревателя	$\Delta h_{тр}^{вп}$	Па	Рис.19 [15]	29,89
10	Поправочный коэффициент	К	—	Принимаем	1,1

11	Отношение суммарной площади живого сечения газохода	$\frac{F_M}{F_D}$	—	$\frac{0,785 \cdot d_{BH}^2}{S_1 \cdot S_2}$	0,136
12	Коэффициент сопротивлений при изменении сечения	$\xi_{ВХ}$	—	Рис.20 [15]	0,42
		$\xi_{ВЫХ}$	—	Рис.20 [15]	0,82
13	Сопротивление вследствие изменения скоростей при входе и выходе из ВП	$\Delta h_{ИЗМ}^{ВП}$	Па	$(\xi_{ВХ} + \xi_{ВЫХ}) \cdot \frac{W^2}{2} \cdot \rho \cdot K$	51,1
14	Сопротивление поворота на 90°	$\Delta h_{M1}^{ВП-ЭК}$	Па	$\xi \cdot h_D^{ВП-ЭК}$	29,6
15	Динамическое давление на участке 1-го поворота на 90° после ВП	$h_D^{ВП-ЭК}$	Па	Рис.16 [15]	21,21
16	Сопротивление 2-го поворота на 90°	$\Delta h_{M2}^{ВП-ЭК}$	Па	$\xi \cdot h_D^{ВП-ЭК}$	29,6
17	Сопротивление поперечно омываемых труб экономайзера	$\Delta h_{ПОП}^{ЭК}$	Па	$\xi \cdot \frac{W^2}{2} \cdot \rho \cdot K$	888,9
18	Поправочный коэффициент	K	—	Принимаем	1,2
19	Коэффициент сопротивления	$\xi$	—	—	7
20	Приведённая плотность дымовых газов	$\rho_p$	$\frac{\text{кгс} \cdot \text{сек}^2}{\text{м}^4}$	Рис.23 [15]	0,995
21	Суммарное сопротивление газового тракта	H	Па	$(h_M^{Т-КП} + \Delta h_M^{КП-ПП} + \Delta h_{ПОП}^{ПП} + \Delta h_{ТР}^{ВП} + \Delta h_{ИЗМ}^{ВП} + \Delta h_{M1}^{ВП-ЭК} + \Delta h_{M2}^{ВП-ЭК} + \Delta h_{ПОП}^{ЭК}) \cdot \rho_p$	1196,1
22	Самотяга участка от поворота до пароперегревателя	$h_c^{ПП}$	Па	Рис.23 [15]	10,6
23	Самотяга от ПП до выхода из ВП	$h_c^{ВП}$	Па	Рис.23 [15]	14,0
24	Самотяга от ПП до выхода из экономайзера	$h_c^{ЭК}$	Па	Рис.23 [15]	19,0

25	Суммарная самотяга газового тракта	$H_c$	Па	$h_c^{ПП} + h_c^{ВП} + h_c^{ЭК}$	43,7
26	Перепад полных напоров по газовому тракту	$\Delta H_{П}$	Па	$h_T'' + H - H_c$	1172,4
27	Разряжение на выходе из топки	$h_T''$	Па	Принимаем	20
28	Расход газов у дымососа	$V_d$	м <sup>3</sup> /ч	$V_p * (V_{г.ух} + \Delta\alpha * V^0) * \frac{w_d + 273}{273}$	67668,2
29	Коэффициент запаса по производительности	$\beta_1$	—	Принимаем	1,1
30	Расчётная производительность дымососа	$Q_p$	м <sup>3</sup> /ч	$\beta_1 * V_d$	74435,0
31	Коэффициент запаса по давлению	$\beta_2$	—	Принимаем	1,2
32	Необходимое полное давление, которое должен развивать дымосос	$H_p$	Па	$\beta_2 * \Delta H_{П}$	1406,9

Результаты расчёта газового тракта показывают, что принятый к установке центробежный дымосос одностороннего всасывания ДН-19 производительностью 78000 м<sup>3</sup>/ч полностью обеспечит транспортировку газов к дымовой трубе.

Таблица 8.2 – Расчёт воздушного тракта

№ п.п	Наименование расчётных данных	Обозначение	Ед. изм.	Расчётная формула	Результат
1	Поправочный коэффициент	К	—	Принимаем	1,15
2	Сопrotивление поперечно оmyваемых труб в ВП	$\Delta h_{ПОП}^{ВП}$	Па	Рис.17 [15]	103,6

3	Сопротивление поворотов в ВП	$\Delta h_{\text{пов}}^{\text{ВП}}$	Па	$\xi * \frac{W^2}{2} * \rho * K$	25,7
4	Коэффициент местного сопротивления	$\xi$	—		0,9
5	Поправочный коэффициент	K	—	Принимаем	1,05
6	Сопротивление проходу воздуха в ВП	$\Delta h^{\text{ВП}}$	Па	$(\Delta h_{\text{пов}}^{\text{ВП}} + \Delta h_{\text{поп}}^{\text{ВП}}) * K$	135,7
7	Сопротивление топочных устройств	$\Delta h_{\text{гор}}$	Па	$\xi * \frac{W^2}{2} * \rho * \mu_{\rho}$	1018,8
8	Суммарное сопротивление воздушного тракта	$\Delta H$	Па	$\Delta h_{\text{гор}} + \Delta h^{\text{ВП}}$	1154,6
9	Самотяга в ВП	$h_c^{\text{ВП}}$	Па	Рис.23 [15]	5,6
10	Самотяга на участке ВП-горелки	$h_c^{\text{ВП-Г}}$	Па	Рис.23 [15]	12,12
11	Суммарная самотяга воздушного тракта	$H_c$	Па	$h_c^{\text{ВП-Г}} - h_c^{\text{ВП}}$	-6,5
12	Разряжение в топке	$h'_c$	Па	$\Delta h''_{\text{T}} + 0,95 * H'$	26,6
13	Перепад полных напоров по воздушному тракту	$\Delta H_{\text{П}}$	Па	$\Delta H - h'_c - H_c$	1121,4
14	Количество холодного воздуха, засасываемого дутьевым вентилятором	$V_{\text{х.в}}$	м <sup>3</sup> /ч	$B_p * V^0 (\alpha_{\text{T}} - \Delta \alpha + \alpha_{\text{ВП}}) * \frac{t_{\text{х.в}} + 273}{273}$	31371,5
15	Коэффициент запаса по производительности	$\beta_1$	—	Принимаем	1,1
16	Расчётная производительность вентилятора	$Q_p$	м <sup>3</sup> /ч	$\beta_1 * V_{\text{х.в}}$	34508,7
17	Коэффициент запаса по давлению	$\beta_2$	—	Принимаем	1,2

18	Необходимое полное давление, которое должен развивать вентилятор	$H_p$	Па	$\beta_2 * \Delta H_{\Pi}$	1345,7
----	--	-------	----	----------------------------	--------

Результаты расчёта воздушного тракта показывают, что принятый к установке дутьевой вентилятор одностороннего всасывания ВДН-15 производительностью 50 000 м<sup>3</sup>/ч полностью обеспечит подачу необходимого количества воздуха для горения топлива.

## Заключение

В ходе дипломной работы было проведено описание планируемого объекта и населенного пункта, объективное исследование процессов и аппаратов котельной; произведён расчёт принципиальной тепловой схемы котельной, выбор и описание основного и вспомогательного оборудования; охарактеризованы компоновочные решения. Была изучена технология предварительной подготовки воды, в том числе: деаэрирование воды с помощью атмосферных деаэраторов, подогрев и охлаждение нагревателями и охладителями сетевой и питательной вод. Были изучены типы и виды котельных агрегатов, насосов; рассмотрены характеристики воды и водяного пара на промежуточных стадиях. В качестве индивидуального задания был выполнен аэродинамический расчёт парового котла.

В итоге стали известны энергетические, термические и объёмные характеристики промышленного предприятия. Мною была получена общая картина всего процесса теплоснабжения, что позитивно скажется на моей инженерной практике в будущем.

Котельная – один из основных поставщиков тепла для потребления жилыми постройками и иными учреждениями, и знание основ её работы будет необходимо мне в дальнейшем.

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Заклучение	Литер	Лист	Листов
Разработал		Амантаев Д						
Руковод.		Достияров А.					70	79
Рецензент		Ваганов О				ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.		Олжабаева К.						
Зав.каф.		Кибарин А.						

## Список литературы

- 1 Соловьёв Ю.П. Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей. - М.: Энергия, 1976. -192 с.
- 2 Михельсон А.И., Соловьёв Ю.П. Вспомогательное оборудование ТЭЦ, центральных котельных и его автоматизация. - М.: Энергия, 1972 г.- 256с.
- 3 Соловьёв Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промпредприятий. - М.: Энергия, 1968 г. – 312с.
- 4 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. -7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001 г. - 472 с.
- 5 Бойко Е.А. Котельные установки и парогенераторы. Учебное пособие. - Красноярск: КГТУ, 2005 г. - 292 с.
- 6 Ривкин С. А., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1975. – 79 с.
- 7 Губарев, А.В., Васильченко, Ю.В. Теплогенерирующие установки. Часть 1: учебное пособие. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2008. – 162 с.
- 8 Берман С.С. Расчёт теплообменных аппаратов. - М.: Госэнергоиздат, 1962 г. – 240с.
- 9 Орехов А.Н. Расчет тепловой схемы производственно-отопительной котельной: метод, указания к выполнению курсовой работы. - Архангельск: Изд-во АГТУ, 2005. - 40 с.
- 10 Кибарин А.А, Т.В. Ходанова. Котельные установки ТЭС. Конспект лекций для студентов всех форм обучения специальности 5В071700 – Теплоэнергетика, специализации: «Тепловые электрические станции» - Алматы: АУЭС, 2012. – 85 с.
- 11 Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». - Алматы: АУЭС, 2017. – 17 с.
- 12 Кузнецов Н.В., Митор В.В., Дубовский И.Е., Карасина Э.С. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Издательство НПО ЦКТИ, 1998. — 256 с.
- 13 Пак М.И., Ем Т.М. Теплофикация и тепловые сети. Методические указания к выполнению расчётно-графических работ для студентов всех форм обучения специальности “5В071700 – Теплоэнергетика”. - Алматы: АУЭС, 2017. – 22 с.
- 14 Тыщенко Е.М. Исследование искусственного освещения  
Методические указания к выполнению лабораторных работ для студентов

					ДП-5В071700-2020-ДО-ПЗ					
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Заключение					
Разработал	Амантаев Д							Литер	Лист	Листов
Руковод.	Достяйров А,								70	79
Рецензент	Ваганов О							ИТиТ, ТЭС – 16 – 3		
Н.контр.	Олжабаева К.									
Зав.каф.	Кибарин А.									

специальности 5В071700 – Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». - Алматы: АУЭС, 2017. – 17 с.

15 Смородин С.Н., Иванов А.Н., Тепловой и аэродинамический расчеты котельных установок. 5-е изд., перераб. и доп./ВШТЭ СПбГУПТД.: -СПб., 2018.- 200 с.,

16 СН РК 2.04.-21-2004. Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий. - Астана, 2004.

17 СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология. – Астана, 2017. – 41 с.

18 СНиП РК 4.01-41-2006. Внутренний водопровод и канализация зданий. - Астана, 2007. - 48 с.

19 Нормативы численности персонала котельных. Казахстанская электроэнергетическая ассоциация. 2018. – 20 с.

20 СН РК 4.02-05-2013. Котельные установки. – Алматы, 2015. – 30 с.

21 Пособие к СНиП 2.07.01 -89. Теплоснабжение и газоснабжение населённых пунктов. – Москва, 1990 г. -20 с.

22 <http://www.bikz.ru/>

23 <https://saem.su/>

24 <http://libr.aues.kz/>

25 <https://ru.wikipedia.org/>

26 <https://tgmash.ru/>

27 <https://www.tep-holding.ru/>

28 <https://nktechnology-group.ru/>

29 <http://www.rimos.ru/>

30 <http://cotlomash.ru/>



## Приложение А

### Схематические изображения парового котла Е-50-1,4-250ГМ

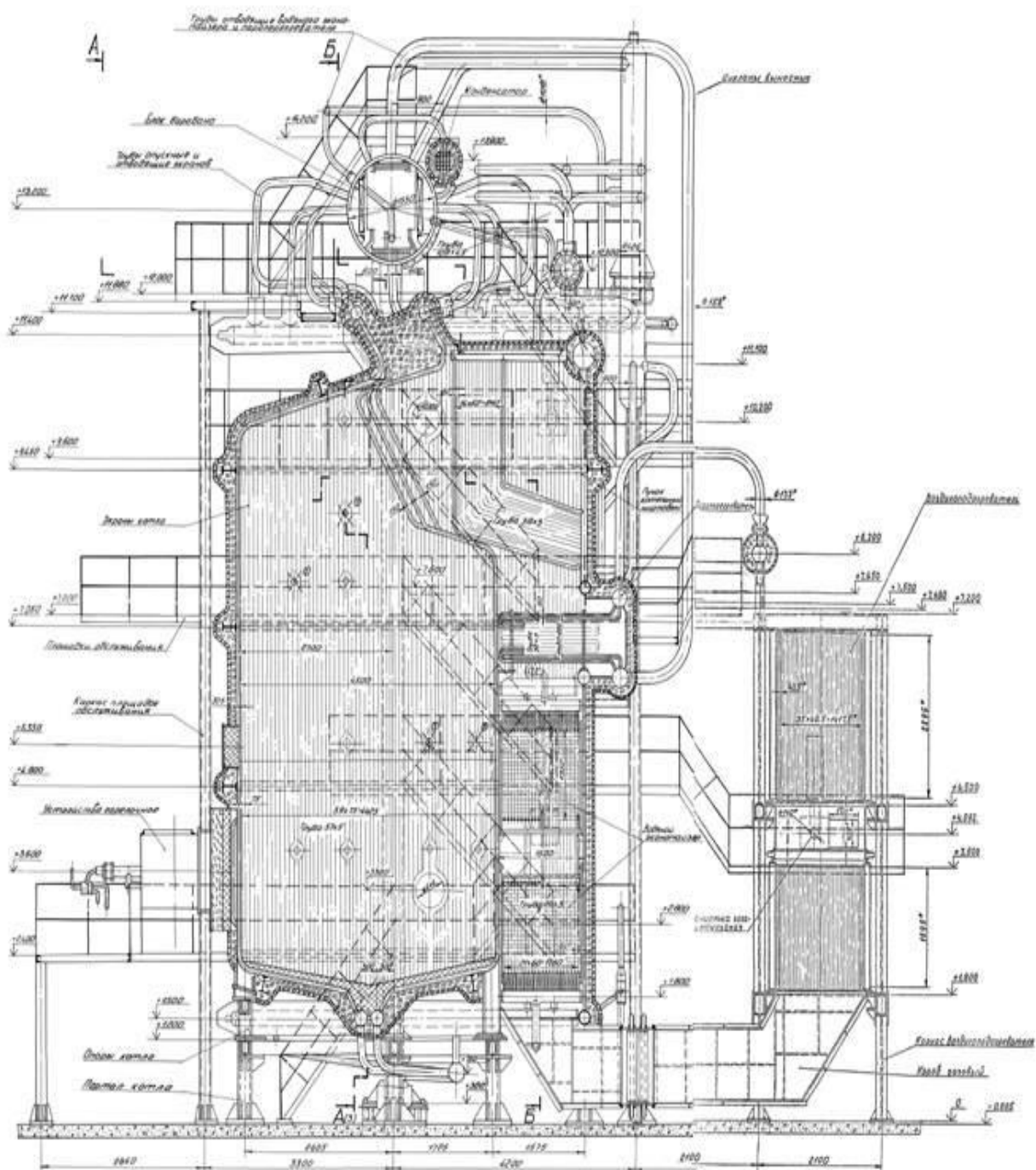


Рисунок А.1. – Продольный разрез парового котла Е-50-1,4-250ГМ

Продолжение приложения А

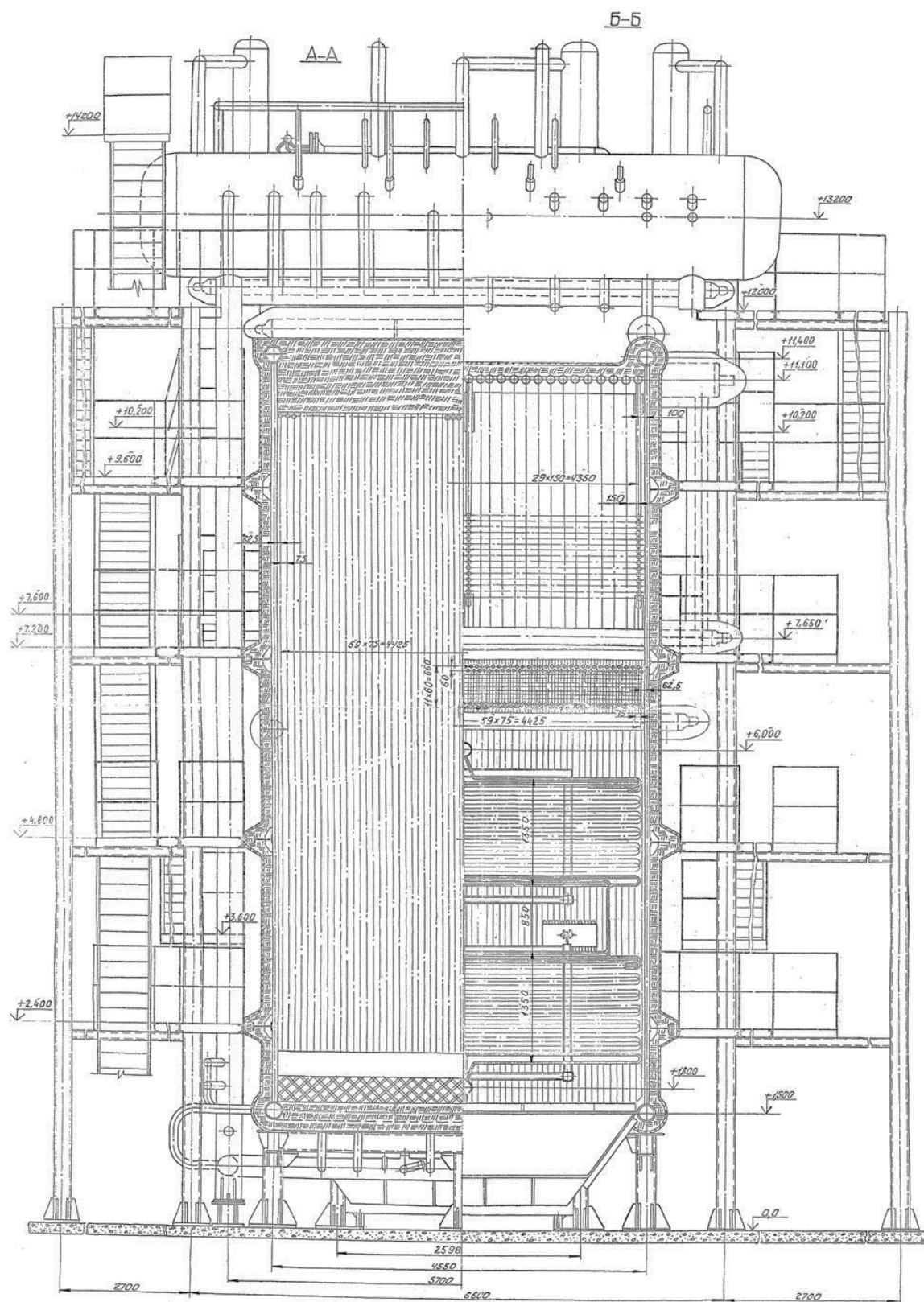


Рисунок А.2. – Поперечный разрез котла Е-50-1,4-25

**Приложение Б**  
**Принципиальная тепловая схема (ПТС) котельной установки**

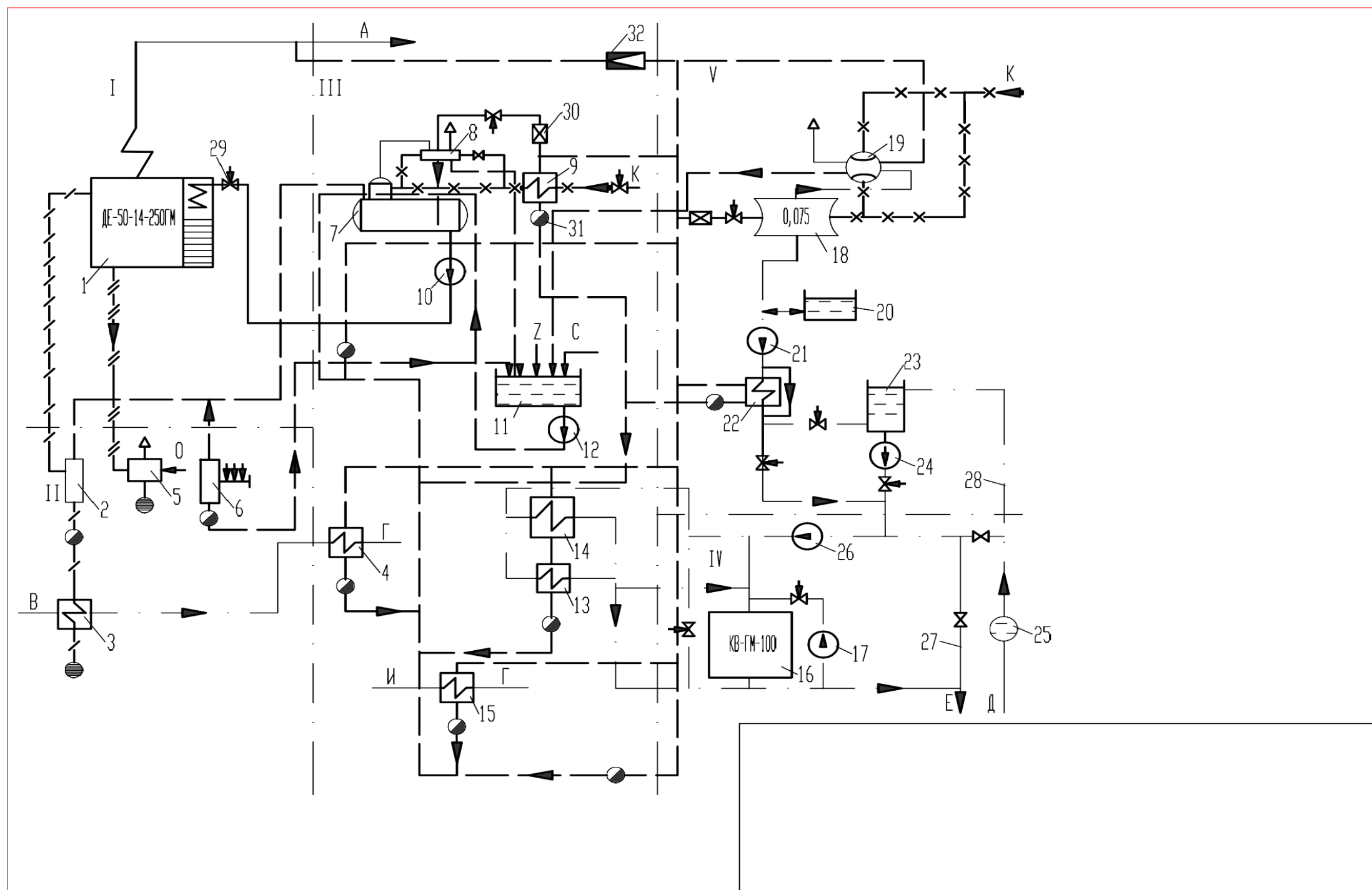


Рисунок Б.1 – Принципиальная тепловая схема центральной котельной смешанного типа для открытой схемы теплоснабжения.

A – пар на производство, С – производственный конденсат, В – исходная вода, Г – химочищенная вода, Д, Е – прямая и обратная линии, К – химочищенная вода, О – расхолаживающая вода, И – вода для подпитки теплосети, 1 – паровой котёл, 2 – РНП, 3 – теплообменник непрерывной продувки, 4 – подогреватель исходной воды, 5 – расширитель периодической продувки, 6 – расширитель дренажей, 7 – деаэрактор питательной воды, 8 – охладитель выпара, 9 – ПВП химочищенной воды, 10 – питательный насос, 11 – бак сбора конденсата, 12 – конденсатный насос, 13 – охладитель сетевой воды, 14 – (ПСВ), 15 – ПВП сырой воды, 16 – водогрейный котёл, 17 – рециркуляционный насос, 18 – деаэрактор подпиточной воды, 19 – паровой эжектор, 20 – ёмкость подпиточной воды, 21 – насос подпиточной воды, 22 – ПВП подпитки, 23 – бак аккумулятор подпиточной воды, 24 – перегрузочный насос, 25 – грязевик, 26 – насос сетевой воды, 27 – летняя линия подачи воды для ГВС, 28 – летняя перемычка для возврата 10% воды, 29 – регуляторы питания и продувки паровых котлов, 30 – дроссельный клапан, 31 – конденсатоотводчики, 32 – РУ.

**Приложение В**  
**Расчёт ПТС**

Таблица В.1 – Исходные данные для расчёта тепловой схемы

№ п.п	Наименование исходных данных	Обозначение	Ед. изм.	Расчётная формула	Режим				
					I	II	II'	III	IV
1	Технологическая нагрузка: $\rho=14$ кгс/см <sup>2</sup> , $t=250$ °С	$D_{ВН}^{14}$	т/ч	—	25	25	15,0	25,0	20,0
2	Отопление и вентиляция	$Q_{о.в}$	Гкал/ч	—	154	87,8	87,8	73,0	0
3	Горячее водоснабжение	$Q_{ГВС}$	Гкал/ч	—	40	40	40	40	26,2
4	Суммарная нагрузка в теплосеть	$Q_{ТС}$	Гкал/ч	$Q_{о.в} + Q_{ГВС}$	194	127,8	127,8	113	26,2
5	Температурный график теплосети(подающая линия)	$t_p^{под}$	°С	—	150,0	100	100	88,4	70
6	Температурный график теплосети(обратная линия)	$t_p^{обр}$	°С	—	70	54,5	54,5	50,7	—
7	Средняя температура воды в теплосети	$t_{ТС}^{ср}$	°С	—	115	77,3	77,3	69,6	—
8	Суммарный объём тепловых сетей	$V_{ТС}$	м <sup>3</sup>	—	2400	2400	2400	2400	1800
9	Температура исходной (холодной) воды	$t'_{исх}$	°С	По СНиП	5	5	5	5	15
10	Расчётная температура воды для систем ГВС	$t_{ГВС}$	°С	По СНиП	60	60	60	60	60
11	Температура исходной воды, подаваемой на химводоочистку	$t''_{исх}$	°С	Принимается	30	30	30	30	25
12	Температура химочищенной воды, подаваемой в котельную	$t'_{х.о}$	°С	Принимается с учётом охлаждения в аппаратуре ХВО	28	28	28	28	23
13	Потеря конденсата пара, отпускаемого потребителям	$b$	%	По заданию	60	60	60	60	60
14	Температура возвращаемого конденсата	$t_K^{воз}$	°С	По заданию	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Расчёт принципиальной тепловой схемы

№ п.п	Наименование расчётных данных	Обозначение	Ед. изм.	Расчётная формула	Режим				
					I	II	II'	III	IV
1	Расход воды системами горячего водоснабжения	$G_{ГВ}$	т/ч	$\frac{Q_{ГВС} * 10^3}{t_{ГВС} - t_{ХОЛ}}$	727	727	727	727	582
2	Утечка воды из теплосети	$G_{УТ}$	т/ч	$0,005V_{ТС}$	12	12	12	12	9
3	Количество подпиточной воды	$G_{ПОДП}$	т/ч	$G_{ГВ} + G_{УТ}$	739,0	739,0	739,0	739,0	591,0
4	Температура подпиточной воды	$t_{ППВ}$	°С	(вакуумный деаэратор, давление 0,075 кгс/см <sup>2</sup> )	40,0	40,0	40,0	40,0	70
5	Тепло, вносимое с подпиточной водой	$Q_{ППВ}$	Гкал/ч	$G_{ПОДП} * t_{ППВ} * 10^{-3}$	29,6	29,6	29,6	29,6	41,4
6	Тепловая нагрузка водоподогревательной установки	$Q_{ВП}$	Гкал/ч	$Q_{ТС} + G_{УТ}(t_{ТС}^{ср} - t_{ХОЛ}) * 10^{-3} - Q_{ППВ}$	165,7	99	99,1	84,2	41,4
7	Тепловая нагрузка водогрейных котлов	$Q_{ВК}$	Гкал/ч	—	165,7	99	99	84,2	—
8	Тепловая нагрузка ПСВ	$Q_{ПСВ}$	Гкал/ч	$Q_{ВП} - Q_{ВК}$	—	0	—	—	—
9	Расход пара на деаэратор подпитки	$D_{ДСВ}$	т/ч	$G_{ПОДП} * \frac{t_{ППВ} - t'_{Х.О}}{(i_{ГР} - t'_{Х.О}) * \eta}$	14,1	14,1	14,1	14,1	15,6
10	Расход химочищенной воды для подпитки теплосети	$G_{Х.О}^{ПОДП}$	т/ч	$G_{ПОДП} - D_{ДСВ}$	724,9	724,9	724,9	724,9	575,4
11	Расход сырой воды на ХВО для подпитки	$G_{СЫР}^{ПОДП}$	т/ч	$1,25 * G_{Х.О}^{ПОДП}$	906	906	906	906	719
12	Расход пара на подогреватель сырой воды (поз.18 схемы)	$D_{СЫР}^{ПОДП}$	т/ч	$G_{СЫР}^{ПОДП} * \frac{t''_{СЫР} - t'_{СЫР}}{(i_{ГР} - i_{КОН}) * \eta}$	43	43	17	43	14
13	Расход пара на ПВП	$D_{ПВП}^{ПОДП}$	т/ч	$G_{ПОДП} * \frac{t''_{ППВ} - t'_{ППВ}}{(i_{ГР} - i_{КОН})\eta}$	—	—	—	—	33,4
14	Расход пара на паровой эжектор	$D_{ЭЖ}$	т/ч	По данным завода-изготовителя	1	1	1	1	1
15	Расход пара на ПСВ	$D_{ПСВ}$	т/ч	$\frac{Q_{ПСВ} * 10^3}{(i_{ГР} - i_{КОН}) * \eta}$	—	0	—	—	—
16	Суммарный расход пара 14 кгс/см <sup>2</sup> внешними потребителями	$\sum D_{ВН}^{14}$	т/ч	$\sum D_{ВН}^{14} + D_{ДСВ} + D_{СЫР}^{ПОДП} + D_{ЭЖ} + D_{ПСВ}$	83,1	83,1	47,1	83,1	84,0
17	Расход пара на собственные нужды котельной: по предварительной оценке, в процентах от суммарной паропроизводительности котельной	к'	%	Принимается с последующим уточнением	3	3	7	3	5

18	Паропроизводительность котельной по предварительной оценке с учётом потерь тепла в цикле (3% $D_k$ )	$D'$	т/с	$\frac{\sum D_{ВН}^{14}}{\left(1 - \frac{k'}{100}\right) * 0,97}$	88,3	88,3	52,2	88,3	91,2
19	Величина непрерывной продувки паровых котлов, %	x	%	Принимается с последующей проверкой по данным водоподготовки и составу питательной воды	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
20	Количество продувочной воды паровых котлов	$G_{пр.в}$	т/ч	$\frac{x}{100} * D'_k$	6,2	6,2	3,7	6,2	6,4
21	Энтальпия продувочной воды	$i_{пр.в}$	ккал/кг	По таблицам (Л.12)	197,3	197,3	197,3	197,3	197,3
22	Давление пара в расширителе непрерывной продувки	$P_{р.н.п}$	кгс/см <sup>2</sup>	Принимается	4	4	4	4	4
23	Энтальпия сухого насыщенного пара, выдаваемого расширителем	$i_{р.н.п}$	ккал/кг	По таблицам (Л.12)	653,9	653,9	653,9	653,9	653,9
24	Энтальпия отсепарированной продувочной воды при давлении $P_{р.н.п}$	$I_{р.н.п}$	ккал/кг	то же	143,7	143,7	143,7	143,7	143,7
25	Коэффициент сепарации продувки пара	a	—	$\frac{i_{пр.в} * 0,98 - i_{р.н.п}}{i_{р.н.п} - I_{р.н.п}}$	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
26	Количество отсепарированной отсепарированного пара	$D_{сеп}$	т/ч	$a * G_{пр.в}$	0,62	0,62	0,37	0,62	0,64
27	Количество отсепарированной воды	$G_{сеп}$	т/ч	$G_{пр.в} - D_{сеп}$	5,6	5,6	3,3	5,6	5,8
28	Потеря конденсата у потребителей	$\Delta G_k$	т/ч	$\frac{b}{100} * D_{ВН}^{14}$	15,0	15,0	9,0	15,0	12,0
29	Потери воды в цикле паровых котлов и добавок химочищенной воды для их восполнения: продувочная вода	$G_{сеп}$	т/ч	Поз.27 расчёта	5,6	5,6	3,3	5,6	5,8
30	Производственный конденсат	$\Delta G_k$	т/ч	Поз.28 расчёта	15,0	15,0	9,0	15,0	12,0
31	Конденсат греющего пара ДСВ	$D_{дсв}$	т/ч	Поз.9 расчёта	14,1	14,1	14,1	14,1	15,6
32	Потери в цикле	$\Delta G_{цик}$	т/ч	$0,03 * D'$	2,6	2,6	1,6	2,6	2,7
33	Добавка химочищенной воды	$G_{х.о}^{пк}$	т/ч	Сумма потерь	37,3	37,3	28,0	37,3	36,1
34	Расход исходной (сырой) воды на ХВО паровых котлов с учётом расхода её на собственные нужды ХВО	$G_{исх}^{пк}$	т/ч	$1,25 * G_{х.о}^{пк}$	46,6	46,6	35,0	46,6	45,1
35	Подогрев исходной воды в подогревателе непрерывной продувки (поз.4 схемы)	$t''_{исх}$	°С	$\frac{G_{сеп}}{G_{исх}^{пк}} * (I_{р.н.п} - i''_{р.н.п}) + t'_{исх}$	15,9	15,9	13,6	15,9	16,7
36	Расход пара на ПВП исходной воды (поз. 5 схемы)	$D_{исх}^{пвп}$	т/ч	$G_{исх}^{пк} * \frac{t''_{исх} - t'_{исх}}{(i_{гр} - i_{кон})}$	1,2	1,2	1,1	1,2	0,7

37	Расход питательной воды паровыми котлами	$G_{ПВ}^{ПК}$	т/ч	$D' * (1 + x)$	92,7	92,7	54,8	92,7	95,8
38	Суммарная масса потоков, входящих в деаэратор из ПВП	$\sum G_K^{ПВП}$	т/ч	Сумма расходов пара по поз.11,13,36 расчёта	44	44	18	44	15
39	Суммарная масса потоков, входящих в деаэратор из конденсатных баков	$\sum G_K^{бак}$	т/ч	$D_{ВН}^{14} * \left(1 - \frac{b}{100}\right) + G_K^{ЭЖ}$	11,0	11,0	7,0	11,0	9,0
40	Средняя температура конденсата, подаваемая в деаэратор из конденсатных баков	$t_K^{бак}$	°С	Практически равна температуре конденсата, возвращаемого с производства	70	70	70	70	70
41	Расход пара на деаэратор питательной воды паровых котлов и ПВП	$D_{др}^{ПК}$	т/ч	$[G_{х.о}^{ПК} * (i_{др} - t_{х.о} \eta) - \sum G_K^{ПВП} * (t_K^{ПВП} * \eta - i_{др}) + \sum G_K^{бак} * (i_{др} - t_K^{бак} * \eta) - D_{сеп} * (i_{сеп} - i_{др})] * \frac{1}{(i_{гр} * \eta - i_{др})}$	1,2	1,2	2,2	1,2	3,7
42	Суммарный расход пара 14 кгс/см <sup>2</sup> на собственные нужды котельной	$\sum D_{сн}^{14}$	т/ч	Поз.41,36 расчёта	2,4	2,4	3,3	2,4	4,4
43	Действительная паропроизводительность котельной	$D_K$	т/ч	$\frac{\sum D_{ВН}^{14} + \sum D_{сн}^{14}}{0,97}$	88,1	88,1	52,0	88,1	91,1
44	Неувязка с предварительно принятым значением	$\Delta D_K$	%	$\frac{D_K - D'}{D_K} * 100$	0	0	0	0	0
45	Действительное значение коэффициента собственного расхода	k	%	$\left(1 - \frac{D_{ВН}^{14}}{0,97 * D_K}\right)$	3	3	7	3	5

